

Schlussbericht

zu IGF-Vorhaben Nr. 18518 N / 1

Thema

Untersuchung der Auswirkung von Wasserstoff-Zumischung ins Erdgasnetz auf industrielle Feuerungsprozesse in thermoprozesstechnischen Anlagen

Berichtszeitraum

01.12.2014 – 30.04.2017

Forschungsvereinigung

Deutsche Vereinigung für Verbrennungsforschung e.V. (DVV)

Forschungsstelle(n)

Gas- und Wärme-institut Essen e.V.

Essen, 03.09.2017

Ort, Datum

Dr.-Ing. Tim Nowakowski



Name und Unterschrift aller Projektleiter der Forschungsstelle(n)

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung.....	4
2	Wissenschaftlich-technische und Wirtschaftliche Problemstellung	5
2.1	Anlass für den Forschungsantrag / Ausgangssituation / Stand der Forschung.....	6
3	Forschungsziele / Ergebnisse / Lösungsweg.....	22
3.1	Forschungsziele	22
3.2	Angestrebte Forschungsergebnisse	22
3.2.1	Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse.....	23
3.3	Lösungsweg zur Erreichung der Forschungsziele	25
4	Ergebnisse.....	26
4.1	Untersuchte Gasgemische.....	26
4.2	Verwendete Brennersysteme	29
4.3	Flammenüberwachungssysteme.....	31
4.4	Gasbeschaffenheitsmess- und Regelsysteme	32
4.5	Experimentelle Untersuchung der Brennersysteme	32
4.5.1	Versuchsofen	33
4.5.2	Gasmischanlage.....	34
4.5.3	Emissionsmessung.....	34
4.5.4	Optische Vermessung der Flamme.....	35
4.5.5	Programm Ofenversuche	37
4.6	Versuchsergebnisse	38
4.6.1	Versuchsergebnisse Brennersystem I.....	38
4.6.2	Versuchsergebnisse Brennersystem II.....	45
4.6.3	Versuchsergebnisse Brennersystem III.....	48
4.6.4	Versuchsergebnisse Feldmessungen	52
4.6.5	Versuchsergebnisse optische Vermessung der Flamme	56
4.6.6	Versuchsergebnisse Flammenüberwachungssysteme.....	58
4.6.7	Versuchsergebnisse Wärmeübertragung.....	63
4.6.8	Versuchsergebnisse Wobbe-Index- und Heizwertmessgeräte.....	68
4.7	Ergebnisse der numerischen Simulation	75
4.7.1	Verwendete Geometrie.....	75
4.7.2	Betriebsparameter	76
4.7.3	Modellierung	77
4.7.4	Simulationsergebniss.....	78

4.7.5	Simulation einer realen Thermoprozessanlage.....	87
4.8	Analyse der Wärmeübertragung.....	93
4.8.1	Ergebnisse der Analyse des Wärmeübertragungsverhaltens.....	94
4.9	Beurteilung der experimentellen und numerischen Ergebnisse.....	98
4.9.1	Einfluss auf allgemeine, prozesstechnische Parameter	98
4.9.2	Einfluss auf Systeme zur Flammendetektion	100
4.9.3	Brennerspezifische Einflüsse	100
4.9.4	Einfluss auf das Wärmeübertragungsverhalten	101
4.9.5	Wobbe-Index und Heizwertmessgeräte.....	101
5	Lösungsstrategien.....	101
5.1	Strategien für die Gewährleistung konstanter Prozessparameter.....	101
6	Ausblick.....	102
7	Handlungsempfehlung	103
8	Projektplan	108
8.1	Erläuterung der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten	109
9	Gegenüberstellung von Forschungszielen und Forschungsergebnissen.....	110
10	Nutzen der Forschungsergebnisse	111
10.1	Wissenschaftlich technischer Nutzen.....	112
10.2	Wirtschaftlicher Nutzen für KMU	112
11	Veröffentlichungen.....	114
12	Einschätzung zur Realisierbarkeit des vorgeschlagenen und aktualisierten Transferkonzepts	115
13	Danksagung	116
14	Literaturverzeichnis	117

1 ZUSAMMENFASSUNG

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 deutlich zu reduzieren. In diesem Kontext hat sie in einem Energiekonzept eine Reihe von Maßnahmen definiert. Zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind und Sonne müssen Speichertechnologien entwickelt und ausgebaut werden. Hierbei kann zum Beispiel die Power-to-Gas-Technologie helfen, Netzüberbelastungen zu vermeiden und die Stabilität des Stromnetzes sicherzustellen. Durch die Nutzung von elektrischer Energie zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff und die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz erfolgt eine Kopplung von Strom- und Gasnetz.

Die Umsetzung dieser Maßnahme wird zukünftig allerdings verstärkt zu Schwankungen der lokalen Erdgasbeschaffenheit führen. Durch die Einspeisung von Wasserstoff und Gasen aus regenerativen Energiequellen in das Erdgasnetz sowie durch die Diversifizierung der Gasbezugsquellen nehmen sowohl die Größenordnung als auch die Häufigkeit der Schwankungen zu.

Neben vielen Vorteilen, wie einer erhöhten Versorgungssicherheit, stabilen Preisen und der verstärkten Einbindung regenerativer Energien, die diese Veränderungen mit sich bringen, müssen sich die Betreiber von industriellen Gasfeuerungsprozessen jedoch auf die neue Situation einstellen. Gasbeschaffenheitsschwankungen, auch innerhalb der gesetzlichen Vorgaben können den Verbrennungsprozess beeinflussen und Auswirkungen auf die Betriebssicherheit, Produktqualität, Effizienz und Umweltverträglichkeit haben.

Gegenstand des Forschungsprojektes war es, die Auswirkungen der Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz auf Thermoprozessanlagen zu untersuchen, damit die Betreiber dieser Anlagen bereits jetzt in der Lage sind, die daraus resultierenden Herausforderungen zu beurteilen und rechtzeitig Vorkehrungen zu treffen.

Es konnte dargelegt werden, welche Veränderungen sich bei der Verbrennung von wasserstoffreichen Erdgasen für den Verbrennungsprozess ergeben. Für die Gewährleistung einen störungsfreien und effektiven Betrieb von Thermoprozessanlagen wurden wichtige Parameter genannt und geeignete Techniken und Lösungsstrategien aufgezeigt.

Das Ziel des Forschungsvorhabens wurde erreicht

2 WISSENSCHAFTLICH-TECHNISCHE UND WIRTSCHAFTLICHE PROBLEMSTELLUNG

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromproduktion Deutschlands nimmt immer weiter zu und ist im Jahr 2016 auf insgesamt 31,7 % gestiegen [1]. Er setzt sich im Wesentlichen aus Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft und Biomasse zusammen. Die politische und auch gesellschaftliche Forderung nach diesem Ausbau führt aber verstärkt zu Ungleichgewichten zwischen Stromangebot und -nachfrage, da im Gegensatz zu konventionellen Kohle-, Gas- und Kernkraftwerken die Stromerzeugung aus Wind und Sonne hohen Fluktuationen unterliegt [2]. Diese Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch müssen ausgeglichen werden, um eine stabile und sichere Stromversorgung sowohl für die Industrie als auch die Privathaushalte sicherzustellen. Da das Stromnetz nur geringe Speicherkapazitäten besitzt, müssen entsprechende Speichertechnologien eingesetzt werden, um hier für einen Ausgleich zu sorgen, z. B. Pumpspeicherkraftwerke. Diese Speichermöglichkeiten sind aufgrund ihrer geringen Kapazitäten und zeitlichen Verfügbarkeit jedoch nur eingeschränkt einsetzbar [3], [4]. Eine weitere Möglichkeit der mittel- bis langfristigen Speicherung von Strom liegt in der Umwandlung in chemische Energie. Dies wird möglich durch die Umwandlung von überschüssigem, regenerativ erzeugtem Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse und lokaler Speicherung in Gastanks oder die anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz.

Verschiedene Nutzungskonzepte zur Erzeugung von Wasserstoff (Power-to-Gas) sowie zur Rückverstromung, z. B. in Gasturbinenanlagen (Gas-to-Power), werden zurzeit im Rahmen von Demonstrationsprojekten auf ihre technische und wirtschaftliche Eignung hin untersucht [5], [6]. Alternativ ist auch denkbar, dass im Rahmen von CCS-Strategien (Carbon Capture and Storage) oder in Biogasanlagen anfallendes Kohlendioxid (CO_2) zur Methanisierung des Wasserstoffs zu nutzen, um auf diese Weise „künstliches“ Erdgas herzustellen. Der Vorteil dieser Methode ist, dass synthetisches Erdgas annähernd die gleichen Verbrennungseigenschaften aufweist wie natürlich vorkommendes Erdgas. Allerdings ist der Prozess der Methanisierung energetisch ineffizienter als die direkte Nutzung des „Windwasserstoffs“ [7].

Seitens der Energie- und Gasversorger besteht ein großes Interesse daran, mittel- und langfristig Wasserstoff entweder direkt in das europäische Erdgasnetz in größeren Mengen einzuspeisen oder den Wasserstoff lokal zur Speicherung von Energie zu verwenden. Gerade die Herstellung von so genannten „Hythane“ - also Erdgas/Wasserstoffgemischen - wird als vielversprechend erachtet, da sie energetisch günstiger ist als die synthetische Herstellung von Erdgas [7], [8].

Die Bedeutung von Wasserstoff als Energieträger wird folglich immer weiter zunehmen. Durch die Einspeisung in das Gasnetz wird jedoch die Gasbeschaffenheit, d. h. die Zusammensetzung des Gasgemisches beeinflusst.

Für die Betreiber von thermoprozess-technischen Anlagen, aber auch für die Hersteller von Industriebrennern und Komponenten bedeutet dies, dass sie sich auf den zunehmenden Einsatz von Brenngasen mit höheren H_2 -Anteilen einstellen müssen. Dieser Anteil kann zudem gewissen Schwankungen unterworfen sein, je nach der räumlichen Nähe und der aktuellen Auslastung von

Power-to-Gas-Anlagen zur Wasserstoffherzeugung und -einspeisung in das Gasnetz. Diese Variationen in der Brenngaszusammensetzung können zu einem veränderten Verbrennungs-, Schadstoff- und Wärmeübertragungsverhalten führen, das bei der Auslegung und dem Betrieb von Thermoprozessanlagen berücksichtigt werden muss, um die Produktqualität, die Effizienz, die Prozessstabilität aber auch das Schadstoffverhalten der Anlage nicht zu beeinträchtigen [9].

Hinzu kommt, dass der Brennstoff Wasserstoff - verglichen mit Erdgas - unterschiedliche Stoffeigenschaften aufweist, wobei insbesondere die Dichte, die laminare Flammgeschwindigkeit, der Heiz- bzw. Brennwert und die Zündgrenzen zu nennen sind. Neben den Aspekten hinsichtlich der Flammenform und -stabilität und deren Auswirkungen auf die Prozess- bzw. Produktqualität stellt sich insbesondere auch die Frage, inwiefern etablierte Primärmaßnahmen zur Stickoxid(NO_x)-Reduktion durch die stark unterschiedlichen Stoffeigenschaften von Wasserstoff beeinträchtigt werden. Bei gasförmigen Brennstoffen ist die thermische NO_x -Bildung von besonderer Bedeutung, die in hohem Maße von den lokal vorliegenden Temperaturen abhängig ist. Die höheren adiabaten Flammentemperaturen, in Verbindung mit der deutlich höheren Flammgeschwindigkeit, legen nahe, dass wasserstoffreiche Flammen in sehr viel höherem Maße zur NO_x -Bildung neigen als reine Erdgasflammen. Dies wird durch Untersuchungen im Bereich der Gasturbinentechnik belegt [10], [11].

2.1 Anlass für den Forschungsantrag / Ausgangssituation / Stand der Forschung

Wasserstoff gilt in vielen Studien als ein vielversprechender Energieträger der Zukunft [12]. Wasserstoff kann verhältnismäßig leicht gespeichert werden und wird bei der Verbrennung CO_2 -frei zu Wasser umgesetzt, ein Umstand, der vor dem Hintergrund der CO_2 -Zertifizierung von Industrieanlagen immer mehr an Bedeutung gewinnt. Auch bei Prozessen der Biomassevergasung wird ein Produktgas mit hohem Wasserstoffanteil erzeugt [13], welches lokal zur Befeuerung von Industrieprozessen eingesetzt werden kann.

Die zunehmende Nutzung regenerativer Stromerzeugungstechnologien im großindustriellen Maßstab führt zudem dazu, dass signifikante Stromerzeugungskapazitäten in erheblicher Entfernung von großen Stromabnehmern entstehen und entsprechende Mengen Strom durch das Netz transportiert werden müssen. Strom wird nicht mehr ausschließlich entsprechend der Nachfrage an verhältnismäßig wenigen Einspeisepunkten, sondern in immer stärkerem Maße aufgrund der aktuell verfügbaren und dezentral vorhandenen Stromerzeugungskapazität in das Netz eingespeist, was die Steuerung und Regelung der Stromnetze zusätzlich erschwert. Da es kaum praktikable Möglichkeiten gibt, elektrischen Strom in großen Mengen direkt zu speichern, werden die Anforderungen an die Regelung und Kontrolle der europäischen Stromnetze immer anspruchsvoller, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Vor diesem Hintergrund ist angedacht, die elektrische Energie, die in Zeiten geringer Stromnachfrage anfällt, zu nutzen, um mit Hilfe der Elektrolyse aus Wasser Wasserstoff zu erzeugen. Dieser

könnte dann bei Bedarf entweder direkt an der Speicherstätte mit Hilfe von Gasturbinen, Brennstoffzellen o. ä. in elektrischen Strom umgesetzt oder entweder direkt oder nach einem anschließenden Methanisierungsschritt in das Gasnetz eingespeist werden, um dort das Erdgas zu einem gewissen Anteil zu substituieren. Durch diese Nutzung von temporären Überkapazitäten bei der Stromerzeugung zur Wasserstoffproduktion kann die Belastung der Stromnetze reduziert werden, zumal sich die elektrische Energie in Form von Wasserstoff verhältnismäßig einfach und günstig speichern lässt.

Die zunehmende Verbreitung von Biomassevergasungsanlagen stellt eine weitere Quelle für Brenngase mit hohem H_2 -Anteil dar, die auch lokal für die Befeuerung von Industrieprozessen genutzt werden kann. Zudem fallen bei manchen Industrieprozessen Wasserstoff oder wasserstoffreiche Gase an, die in Form von Insellösungen zur Erzeugung von Elektrizität und/oder Wärme genutzt werden können. In manchen Branchen ist dies bereits gängige Praxis, etwa bei der Kokereigasverbrennung in Hüttenwerken [14]. Allerdings kommen hier auch speziell auf das entsprechende Brenngas ausgelegte Brenner zum Einsatz.

Während allgemein großes Interesse an der zunehmenden Verbreitung von Wasserstoff bzw. Brenngasen mit hohen Wasserstoffkonzentrationen besteht, ist die Sichtweite in der thermoprozesstechnischen Industrie skeptischer [15], [16]. Dennoch werden sich die industriellen Anwender von Gas, etwa in der Glas- oder Metallindustrie, mittel- und langfristig auf veränderte Brenngase mit potentiell höheren und vor allem fluktuierenden Wasserstoffanteilen einstellen müssen. Gleiches gilt für die Anbieter von Brennersystemen und Messgeräten für diese Industriesparten.

Wie bereits angedeutet, sieht eine Variante des Power-to-Gas-Konzepts vor (vgl. z. B. [19], [20], [21], [22], [23]), den mittels Elektrolyse gewonnenen Wasserstoff entweder direkt oder nach einer Umwandlung in Methan (Methanisierung) in ein Gasnetz einzuspeisen. Dabei kann es sich entweder um ein separates, abgeschlossenes Netz handeln („Insellösung“), aber auch um das öffentlich zugängliche Gasnetz.

Derzeit sind in Deutschland eine Reihe von Pilotanlagen im Betrieb oder in der Planung [22], [24], in denen Wasserstoff aus überschüssiger elektrischer Energie gewonnen und weiter genutzt wird. In diesen Anlagen wird der Wasserstoff entweder vor Ort bei Bedarf verstromt oder mittels Methanisierung in synthetisches Erdgas umgewandelt und dann eingespeist (vgl. **Bild 1**). An einigen Standorten, etwa der Pilotanlage der E.ON in Falkenhagen in Brandenburg, wird aber auch Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz eingespeist. **Abbildung 2** zeigt eine Darstellung der verschiedenen „power-to-gas“-Pilotanlagen mit und ohne anschließende Methanisierung in Deutschland.

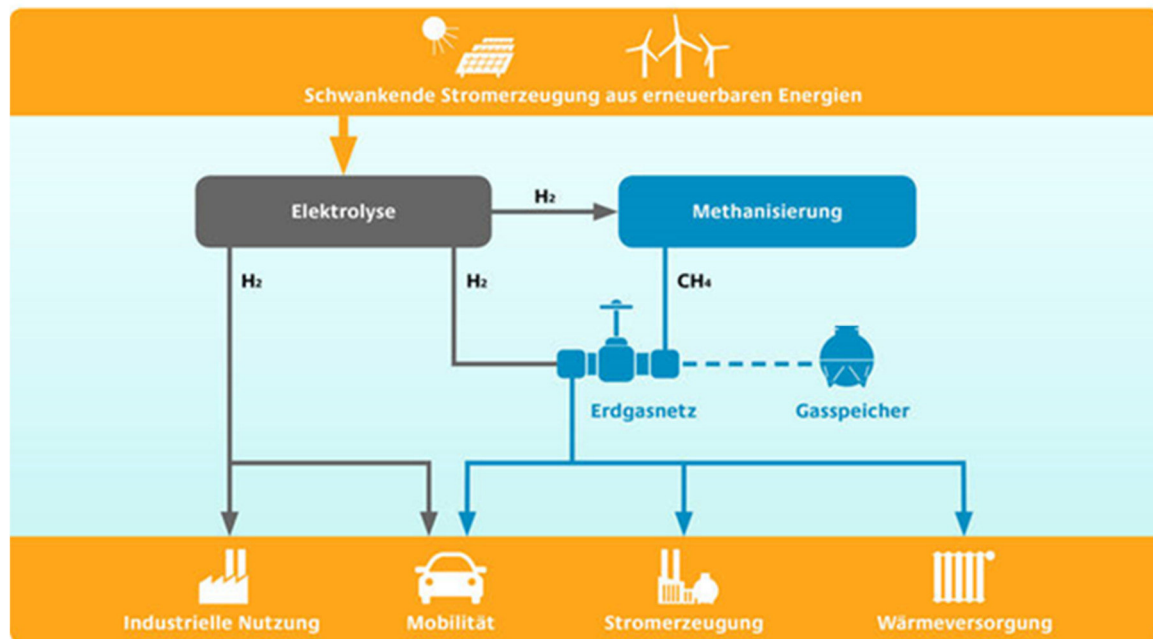


Abbildung 1: Der Power-to-Gas-Prozess, Anwendungsfelder [22]

Power to Gas Projects in Germany

- ▲ Hydrogen injection into gas grid
- ◆ Other hydrogen applications
- Methanation and methane injection projects
- Conversion into chemicals

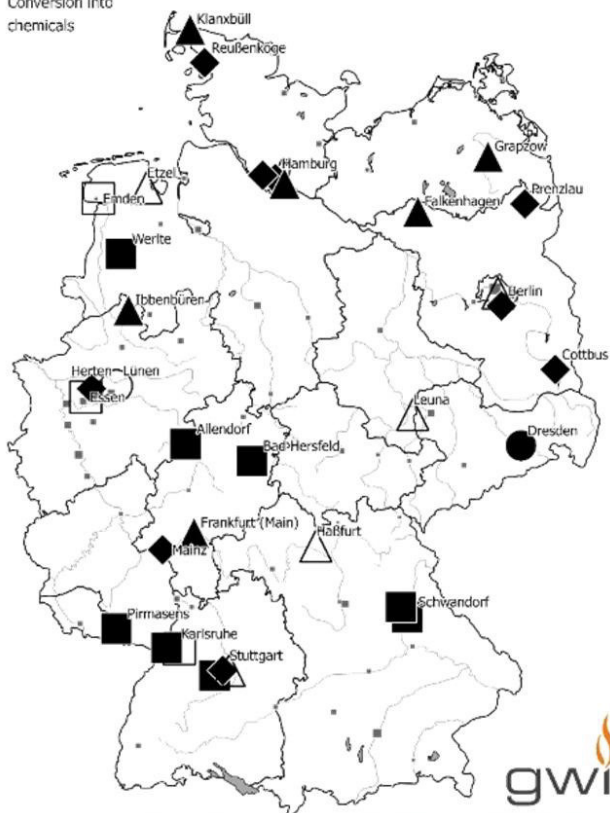


Abbildung 2: Power-to-Gas-Pilotanlagen in Deutschland [24]

In **Abbildung 1** sind die geplanten Anwendungsfelder dargestellt. Die Industrie könnte somit ohne den Umweg über das Erdgasnetz auch in wesentlich höherem Maße Erdgas durch Wasserstoff substituieren. Im Hinblick auf Kosten, Grundlastfähigkeit (in Bezug auf Kraftwerke), Emissionsreduktion und Einsparungen im Bereich von Emissionszertifikaten sind solche Anlagen auf mittel- bis langfristige Sicht durchaus denkbar und sollen durch die Betrachtung von Substitutionsraten von bis zu 50 Vol.-% im Rahmen der Forschungsaktivitäten Berücksichtigung finden.

In den in [22] beschriebenen Power-to-Gas-Pilotanlagen werden wesentliche Prozessschritte dieses Konzepts, etwa die Elektrolyse, Wasserstoffzwischenlagerung, Methanisierung und Rückverstromung, untersucht. Bei den meisten der hier beschriebenen Anlagen liegt der Fokus jedoch auf der direkten Rückverstromung vor Ort oder auf der Einspeisung von künstlichem Erdgas nach einem zusätzlichen Methanisierungsschritt. Lediglich die Demonstrationsanlage der E.ON in Falkenhagen speist Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz ein.

Auch im Ausland wird über Power-to-Gas und die Wasserstoffeinspeisung in Erdgasnetze nachgedacht. In den Niederlanden wurden auf der Insel Ameland im Zeitraum von 2007 bis 2012 in einem abgekoppelten Netz regenerativ erzeugter Wasserstoff in einer Größenordnung von bis zu 20 Vol.-% in das lokale Verteilnetz eingespeist [25], [26], wobei 14 Häuser mit Gas für Heizung, Warmwasserzeugung und zum Kochen beliefert wurden. Ein ähnlicher Feldversuch hat Anfang 2014 in Dünkirchen in Frankreich begonnen [23], [27], [28], wo u. a. ein Wohngebiet mit einem Erdgas mit bis zu 20 Vol.-% Wasserstoff versorgt werden soll.

Eine wesentliche Fragestellung, die sich aus der verstärkten Zumischung von Wasserstoff in Erdgas, sei es im öffentlichen Netz oder auch in Inselnetzen, ergibt, ist, wie sich die veränderte Gaszusammensetzung auf das Verbrennungsverhalten des Gases auswirkt. In Deutschland sind die zulässigen Eigenschaften wie Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichten des in den Gasnetzen verteilten Erdgases im DVGW Arbeitsblatt G 260 [17] definiert. Dem Wobbe-Index als Gasaustauschgröße [29] kommt dabei speziell bei der Netzregelung eine besondere Bedeutung zu. Er ist als Quotient aus dem Brennwert bzw. Heizwert und der Wurzel der relativen Dichte zwischen Brenngas und Luft definiert. In **Abbildung 3** sind die definierten Grenzen der H- und L-Gase nach G 260 aufgetragen, die für die öffentliche Gasversorgung gültig sind. Der Gasversorger muss sicherstellen, dass das von ihm dargebotene Gas im öffentlichen Netz zu jeder Zeit diese Kriterien erfüllt.

Zudem sind einige Grenzwerte hinsichtlich der Wasserstoffkonzentrationen im verteilten Erdgas zu beachten. Empfohlen sind nach aktuellem deutschen Regelwerk (DVGW-Arbeitsblatt G 262, März 2013 [18]) Wasserstoffzumischungen im einstelligen Prozentbereich (9,999 Vol.-%). Die momentan gültige Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) bezieht sich jedoch noch auf das DVGW-Regelwerk von 2007, das eine maximale H_2 -Konzentration von 5 Vol.-% vorschreibt. Bei der nächsten Novellierung der GasNZV wird dann der Verweis auf das aktuelle DVGW-Regelwerk erfolgen.

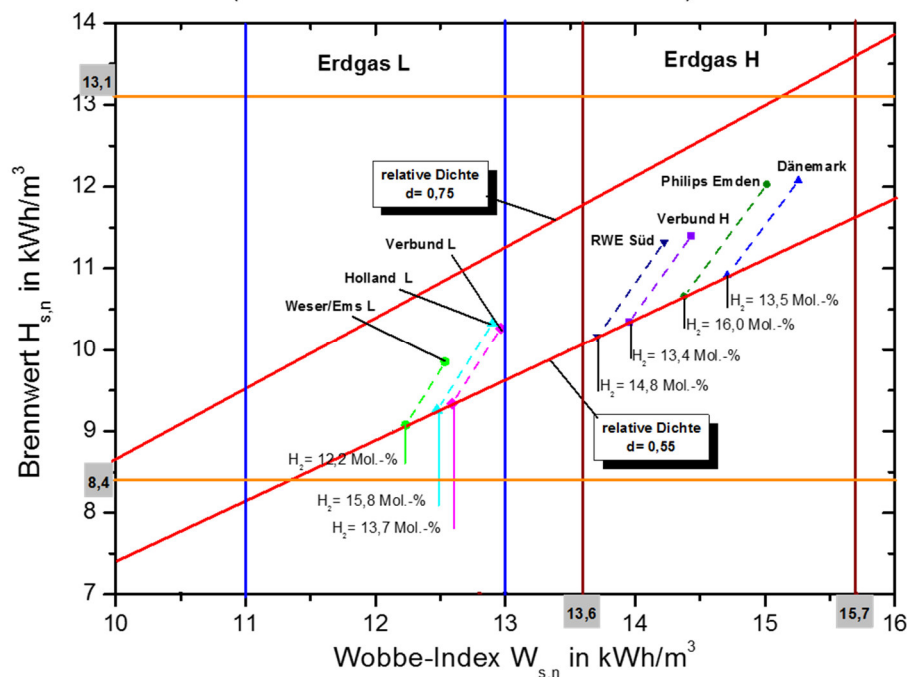


Abbildung 3: Limitierungen der Gasbeschaffenheit im deutschen Erdgasnetzen nach G260 [17] und mögliche Wasserstoffzusammischungen (Quelle: GWI)

Ein zusätzlich zu beachtender Aspekt bei der direkten Einspeisung von Wasserstoff ist die Nutzung von Erdgas als Kraftstoff, die in der DIN 51624 [30] geregelt wird. Hier ist festgelegt, dass in lokalen Verteilnetzen, in denen sich Erdgastankstellen befinden, eine maximale Wasserstoff-Konzentration von 2 Vol.-% nicht überschritten werden darf. Hintergrund ist die Gefahr der Materialversprödung der Gastanks in älteren Kraftfahrzeugen. Da dieses Problem technisch mittlerweile gelöst ist, bleibt die Frage offen, wie lange diese Obergrenze noch Bestand haben wird.

Bei der Wasserstoffzumischung in das öffentlich zugängliche Netz ist grundsätzlich immer zu berücksichtigen, dass die in der G 260 definierten Grenzen für relative Dichte, Brennwert und Wobbe-Index eingehalten werden müssen. **Abbildung 3** zeigt, dass für einige der in Deutschland vertriebenen Gase die Kennzahlen schon bei einer Zumischung von 5 Vol.-% H_2 außerhalb des Gültigkeitsbereiches der H- und L-Gase der G 260 liegen. **Abbildung 4** zeigt eine detailliertere Analyse mit der möglichen G-260-konformen Wasserstoffeinspeisung für weitere in Deutschland dargebotene Grundgase [21]. Bei Inselnetzen, wie sie z. B. in den Feldversuchen in den Niederlanden [25] und Frankreich [27], [28] durchgeführt wurden bzw. werden, sind lokal aber auch deutlich höhere Wasserstoffkonzentrationen denkbar.

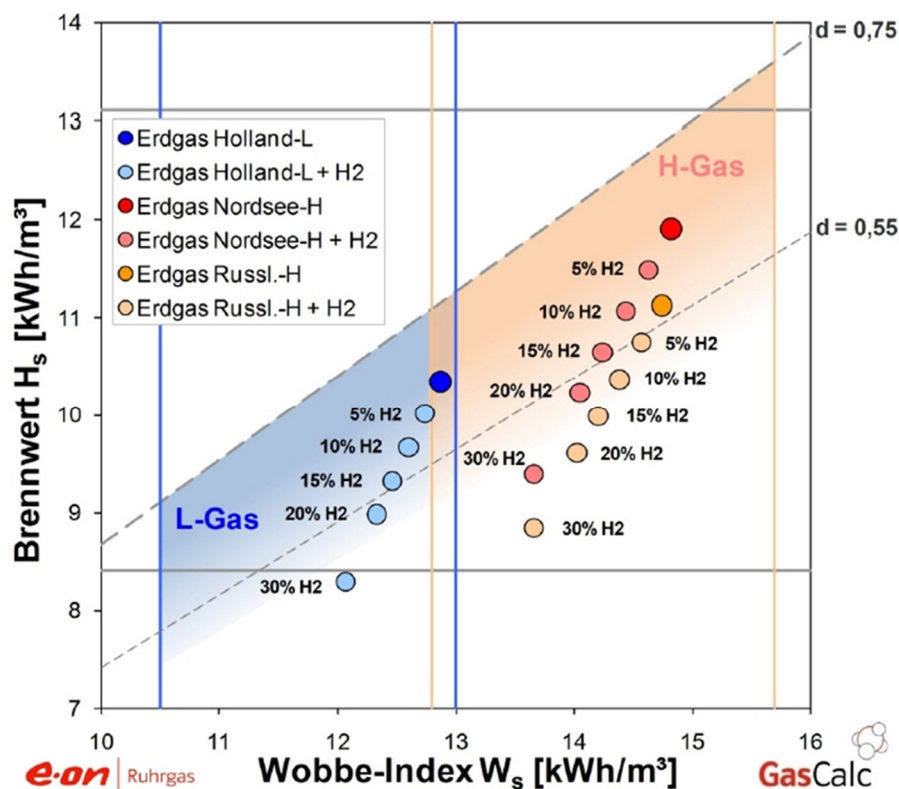


Abbildung 4: Mögliche H₂-Einspeisung als Zusatzgas in Abhängigkeit des Grundgases [21]

Neben den Aspekten, wie Wasserstoff überhaupt aus regenerativen Quellen erzeugt und in ein Netz (sei es lokal in Inselnetzen oder auch in die öffentlichen Netze) eingespeist werden kann, ist die Frage, wie Gasanwendungen in Haushalt, Gewerbe und Industrie auf höhere H₂-Konzentrationen im Brenngas reagieren, von besonderer Bedeutung. Hierbei ist zu beachten, dass die Anforderungsprofile in den verschiedenen Sektoren sehr unterschiedlich sind. Im Kraftwerksbereich liegt der Fokus insbesondere auf der Verbrennung in Gasturbinen. Moderne Gasturbinen reagieren aufgrund des verwendeten Verbrennungsprinzips empfindlich selbst auf geringe Veränderungen der Brenngaszusammensetzung. Grundsätzlich können Gasturbinen aber für den Betrieb mit fast jedem gasförmigen Brennstoff ausgelegt werden. Problematisch ist jedoch, wenn sich der Brennstoff im Betrieb in seinen Eigenschaften verändert [11], [34], [35], [36]. Insofern ist für den Gasturbinenbetrieb der Wasserstoffanteil im Brenngas per se nicht kritisch, die Möglichkeit fluktuierender H₂-Konzentrationen, wie sich bei variabler Einspeisung durch regenerative Quellen im Netz durchaus ergeben können, jedoch durchaus.

Die zulässige maximale Wasserstoffkonzentration in erdgas-befeuerten Gasturbinen wird in der Regel vertraglich zwischen dem Gasturbinenhersteller und dem Betreiber der Anlage geregelt, wobei Hersteller meist Grenzwerte zwischen 1 und 5 Vol.-% für ihre Maschinen festlegen [37], [38], [34]. Hintergrund ist hier der Einsatz der mageren Vormischverbrennung bei hohen Drücken in modernen Gasturbinen, bei der Wasserstoff schnell zu Stabilitätsproblemen bis hin zum Flammrückschlag führen kann. In einer Studie aus Schweden [39] wurden auch die Auswirkungen

deutlich höherer H_2 -Gehalte im Erdgas auf Siemens-Gasturbinen eines bestimmten Modells untersucht, was das Unternehmen daraufhin veranlasst hat, für diese Modellreihe den zulässigen Grenzwert auf 15 Vol.-% anzuheben.

Auch aus einem anderen Grund ist die Wasserstoffverbrennung in Gasturbinen relevant. Sowohl in Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) als auch für die Rückverstromung von regenerativ gewonnenem Wasserstoff sind Gasturbinen interessant [10], [11], [40]. Allerdings wird hier eher von einer Verbrennung mit reinem Wasserstoff ausgegangen, so dass die technischen Probleme anders geartet sind. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass viele der technologischen Entwicklungen, die bei erdgas-befeuerten Gasturbinen zu äußerst niedrigen NO_x -Emissionen geführt haben, kaum auf Wasserstoff übertragbar sind. An erster Stelle ist auch hier die magere Vormischverbrennung zu nennen, die aus Gründen der Verbrennungsstabilität für Wasserstoff nicht geeignet ist. In Kombination mit der höheren adiabaten Flammentemperatur von Wasserstoff stellt somit die Bildung von thermischem NO_x ein nicht unerhebliches Problem für wasserstoff-befeuerte Gasturbinen dar [10].

Neben den Gasanwendungen im Haushalt und im Kraftwerk stellt die Industrie den dritten großen Gasverbraucher dar, wobei Erdgas hier meist genutzt wird, um Prozesswärme bereitzustellen. Die Spannbreite reicht dabei von der Lebensmittelindustrie über die Glas- und Keramikbranche bis hin zur Metallverarbeitung, um nur einige Beispiele zu nennen. Die technischen Ausführungen der verschiedenen Verbrennungssysteme sind sehr speziell und in der Regel für einzelne Prozesse optimiert. Zudem müssen industrielle Feuerungssysteme und -prozesse hohe Anforderungen hinsichtlich Produktqualität, Prozesseffizienz und -stabilität sowie Schadstoffemissionen erfüllen.

Gasbrenner in thermoprozesstechnischen Anlagen, etwa im Bereich der Keramik- und der Metallindustrie, sind meist auf den Betrieb mit Erdgas ausgelegt, welches unmittelbar aus dem öffentlichen Leitungsnetz bezogen wird. Die Betriebserfahrungen in der Industrie zeigen aber, dass viele verfahrenstechnische Prozesse sehr empfindlich auf Änderungen in der Brenngaszusammensetzung reagieren, selbst bei annähernd gleichen Heizwerten und Wobbe-Indices. In einem am Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. (kurz: GWI) durchgeführten Forschungsvorhaben [41] wurde beispielsweise untersucht, wie Erdgas durch ein Gemisch von Propan und Abgas als Brenngas für eine Schmelzofenanlage substituiert werden kann. Dabei wurde das Mischungsverhältnis der beiden Komponenten so ausgewählt, dass Heizwert und Wobbe-Index des Gemisches annähernd den Werten von Erdgas entsprechen. Dennoch konnte mit Hilfe von CFD-Simulationen und Messungen aufgezeigt werden, dass die Temperaturen im Schmelzbad bei der Verfeuerung des Propan/Abgas-Gemisches deutlich niedriger waren als bei der Verwendung von Erdgas.

In einem weiteren Projekt [42], [43] untersuchte ein Konsortium dreier Forschungsinstitute der deutschen Gasbranche im Auftrag des DVGW die Auswirkungen von Erdgasbeschaffenheitsschwankungen auf eine Reihe industrieller Feuerungsprozesse. Es konnte gezeigt werden, dass, je nach betrachteter Branche und Anwendung, bei Schwankungen der Erdgasbeschaffenheit innerhalb der nach G 260 zulässigen Grenzen für Wobbe-Index, Brennwert und relative Dichte mit erheblichen Auswirkungen hinsichtlich Effizienz, Produktqualität und Emissionen zu rechnen ist.

Es ist anzunehmen, dass größere und vor allem fluktuierende Wasserstoffanteile im dargebotenen Erdgas ähnliche Auswirkungen haben werden. Erfahrungen aus Dänemark [44], [45] belegen zudem, dass Gasqualitäten sich kaum im Netz vermischen, d. h. der Endverbraucher erfährt eine Veränderung der Gasbeschaffenheit unmittelbar und ohne Vorankündigung.

Daher steht die Frage im Raum, in welchem Ausmaß Brenngase mit höherem H_2 -Anteil, Einfluss auf die Prozessführung, die Produktqualität, die energetische Effizienz und die Schadstoffbildung von Thermoprozessanlagen haben. Die Stoffeigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich deutlich gegenüber denen von Erdgas (siehe **Abbildung 5**) Die geringe Dichte von Wasserstoff macht zudem wesentlich größere Brenngasvolumenströme nötig, da der volumetrische Brennwert eines Erdgas/Wasserstoff-Gemischs mit steigendem H_2 -Gehalt abnimmt.

So liegen die Brennwerte von Methan und Wasserstoff um etwa 68 % auseinander, die Normdichten gar um fast 88 %. Die Wobbe-Indices der beiden Gase unterscheiden sich jedoch lediglich um etwa 10 %. Zudem werden die adiabate Flammentemperatur und der Brennwert zunehmend entkoppelt (vgl. **Abbildung 7**), d. h. trotz sinkender volumetrischer Brennwerte steigt die adiabate Flammentemperatur an.

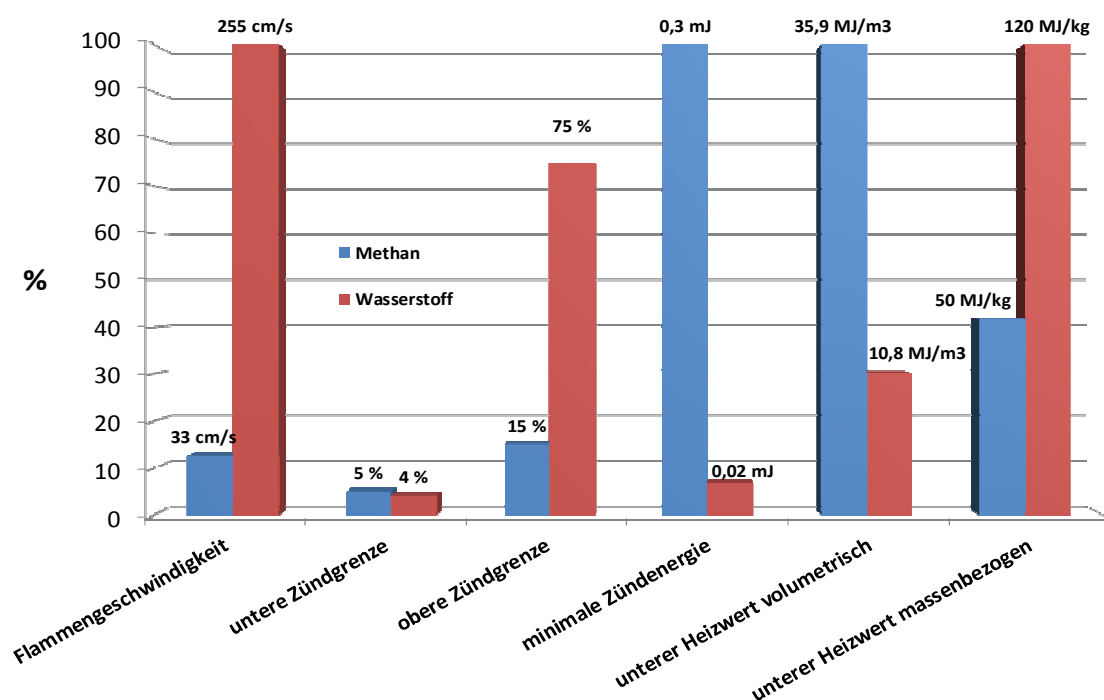


Abbildung 5: Vergleich der Stoffeigenschaften von Methan und Wasserstoff (Quelle: GWI)

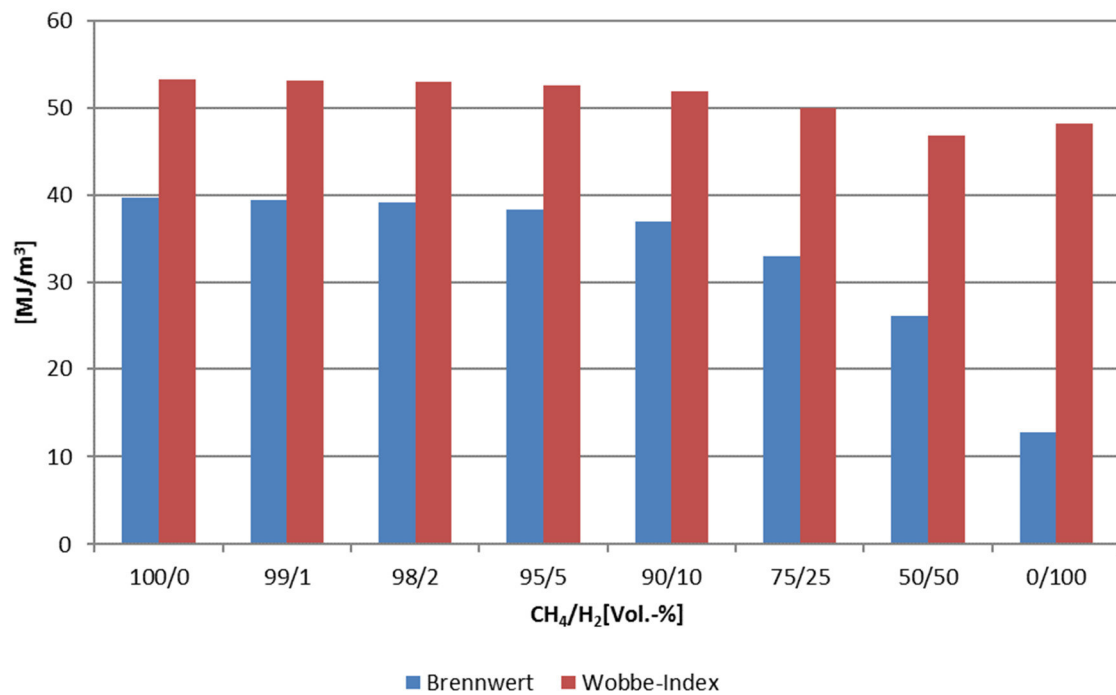


Abbildung 6: Vergleich von Brennwert und Wobbe-Index für verschiedene CH₄/H₂-Gemische (Quelle: GWI)

In **Abbildung 6** sind Brennwerte und Wobbe-Indices für verschiedene Methan/Wasserstoff-Gemische dargestellt. Es wird deutlich, dass der Wobbe-Index nur sehr bedingt in der Lage ist, dem veränderten Energieinhalt wasserstoffhaltiger Gase Rechnung zu tragen.

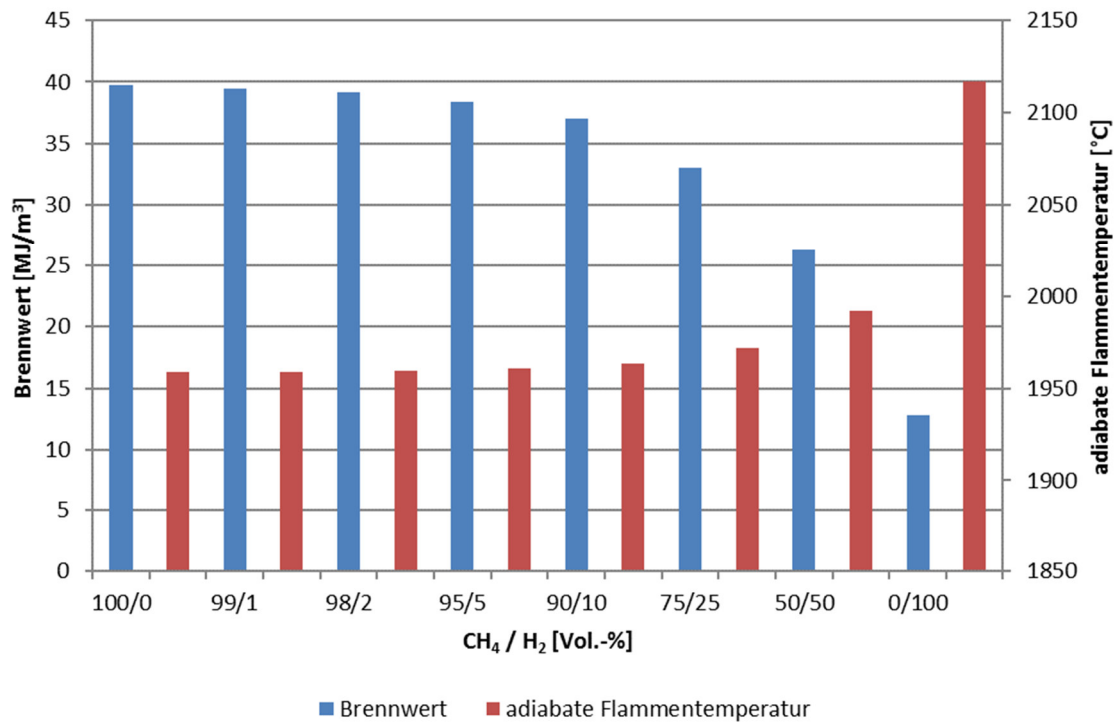


Abbildung 7: Brennwerte und adiabate Flammentemperaturen von CH₄/H₂-Gemischen (Quelle: GWI)

Der Mindestluftbedarf eines CH_4/H_2 -Gemischs nimmt mit zunehmendem Wasserstoffanteil ebenfalls ab. Dies hat zur Folge, dass der Verbrennungsprozess mit steigendem Wasserstoffanteil magerer und damit ineffizienter wird, wenn die Luftmenge nicht entsprechend nachgeregelt wird [16], was in vielen industriellen Anwendungen nicht der Fall ist.

Neben den Auswirkungen der Wasserstoffzugabe auf diese globalen verbrennungstechnischen Kenngrößen hat die H_2 -Beimischung auch erheblichen Einfluss auf reaktionskinetische Größen, z. B. die laminare Flammgeschwindigkeit oder Zündverzugszeiten. **Abbildung 8** zeigt einen Vergleich der laminaren Flammgeschwindigkeiten von reinem Wasserstoff und Methan, aufgetragen über dem Äquivalenzverhältnis ϕ (entspricht $1/\lambda$). Die Darstellung basiert auf Messungen verschiedener Gruppen [46]. Deutlich wird zum einen die erheblich höhere laminare Flammgeschwindigkeit über den gesamten Luftzahlbereich hinweg, zum anderen aber auch, dass sich der Bereich der maximalen laminaren Flammgeschwindigkeit bei Wasserstoff in einem brennstoff-reicheren Bereich des Wasserstoffs befindet als bei Methan.

Eine am GWI durchgeführte Berechnung der laminaren Flammgeschwindigkeiten (bei $\lambda = 1$, $T = 300 \text{ K}$, $p = 1 \text{ bar}$) von verschiedenen CH_4/H_2 -Gemischen zeigt, dass sich bei moderaten Wasserstoffbeimischungen die stöchiometrische laminare Flammgeschwindigkeit nur geringfügig verändert. Sie liegt für ein Gemisch aus 90 Vol.-% CH_4 und 10 Vol.-% H_2 um etwa 10 % höher als die von reinem Methan. Dennoch kann dies, insbesondere bei Vormischbrennern im Teillastbereich, u. U. zu Problemen mit Flammenrückschlägen führen, was schnell die Zerstörung des Brenners verursachen kann.

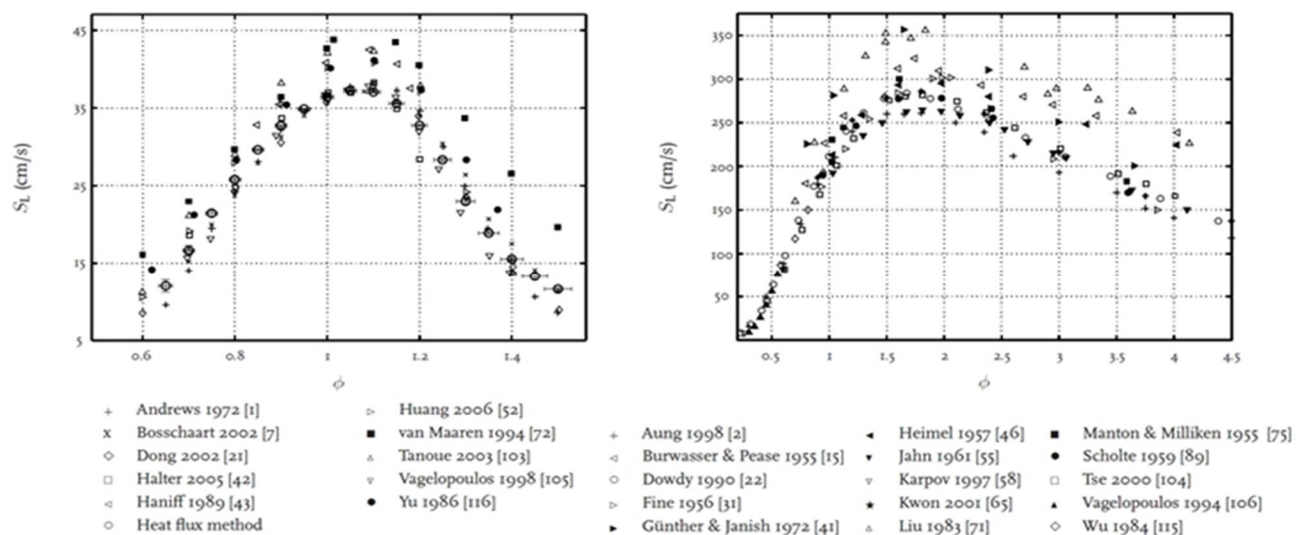


Abbildung 8: Laminare Flammgeschwindigkeiten von Methan und Wasserstoff [46]

Manche Quellen, etwa [32], [33], folgern aus den geringfügigen Veränderungen der Flammgeschwindigkeiten, dass eine moderate Wasserstoffbeimischung kaum Auswirkungen auf das Betriebsverhalten von Gasgeräten haben wird. Allerdings liegt der Fokus bei diesen Untersuchungen eher auf häuslichen Gasanwendungen. Auch bei den Feldversuchen in den Niederlanden [25], [26] und in Frankreich [27], [28] wurden ausschließlich die Auswirkungen auf häusliche Gasgeräte untersucht. Bei industriellen Gasfeuerungen sind die Anforderungen hinsichtlich Effizienz, Kontrollierbarkeit und Schadstoffbildung jedoch in der Regel deutlich höher, so dass sie meist empfindlicher auf Veränderungen der Betriebsparameter reagieren [42].

Erheblichen Einfluss hat eine Wasserstoffbeimischung auf das Selbstzündverhalten von Gasgemischen. **Abbildung 9** zeigt eine am GWI durchgeführte reaktionskinetische Untersuchung der Selbstzündprozesse, die auf einem Standard-Methan-Reaktionsmechanismus mit 53 Spezies und 325 Elementarreaktionen besteht [47]. Die Simulationen wurden für $\lambda = 1$, $p = 1$ bar und eine Eintrittstemperatur $T_{in} = 1200$ K durchgeführt. Es wird deutlich, dass selbst geringe Mengen Wasserstoff im Brenngas zu einer erheblichen Beschleunigung des Selbstzündprozesses führen. Schon 1 Vol.-% Wasserstoff führt zu einer Reduktion der Zündverzugszeit um mehr als 10 %. Dies stellt eine nicht unwesentliche Veränderung der thermodynamischen und reaktionskinetischen Eigenschaften der Brenngase dar. Durch die teilweise Substitution von Erdgas durch Wasserstoff sinkt der CO_2 -Anteil im Abgas, der H_2O -Anteil steigt und somit ändern sich auch die Strahlungs- und Wärmeübertragungseigenschaften des Abgases.

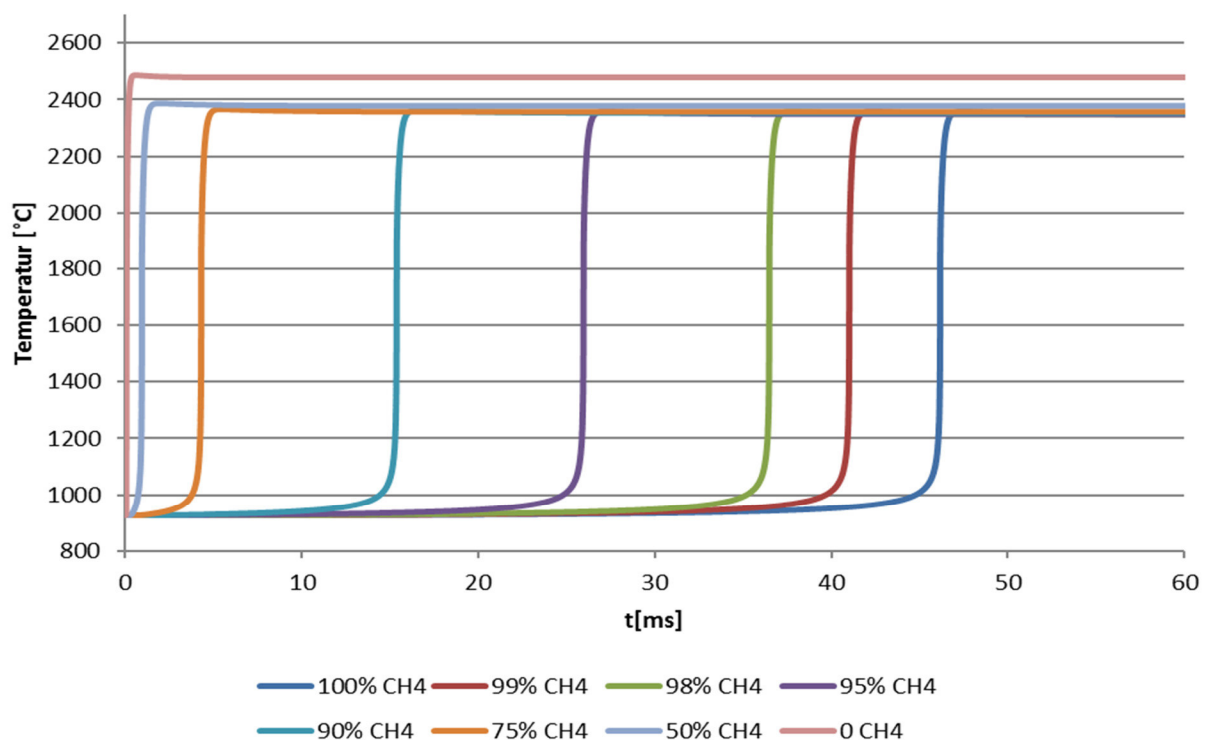


Abbildung 9: Zündverzugszeiten verschiedener CH_4/H_2 -Gemische bei $\lambda = 1$, $p = 1$ bar und $T_{in} = 1200$ K (Quelle: GWI)

In der thermischen Verfahrenstechnik findet man in der Regel nicht-vorgemischte Feuerungssysteme im nah-stöchiometrischen Bereich, Vormischbrenner sind eher die Ausnahme. Nicht-vorgemischte Brennersysteme sind in der Regel weniger anfällig für Flammeninstabilitäten als vorgemischte Brenner, deshalb sollte die wesentliche Problematik bei der Verbrennung von stark H_2 -haltigen Brenngasen eher bei der Erhaltung der Prozessqualität und der Einhaltung der gesetzlich vorgeschriebenen NO_x -Grenzwerte liegen. Die NO_x -Grenzwerte nach der TA Luft 2002 [51] für z. B. Kesselbefeuerungen betragen 100 mg/m^3 . Die Einhaltung dieser Grenzwerte ist zum jetzigen Zeitpunkt teilweise schon mit erheblichem Aufwand verbunden und kann im Fall einer Wasserstoffzumischung zu einer Überschreitung der Grenzwerte führen.

Bei der Umsetzung gasförmiger Brennstoffe ist die Bildung thermischer Stickoxide in der Regel dominant, die anderen NO_x -Bildungswege (Prompt- NO_x und Brennstoff- NO_x) spielen im Allgemeinen kaum eine Rolle [52], [53]. Auch CO, ein Indikator für eine unvollständige Brennstoffumsetzung, stellt meistens kein Problem dar. Daher werden Industriebrenner vor allem auf die Reduzierung der thermischen NO_x -Bildung und hohe Effizienz hin ausgelegt. Messungen am GWI und Erfahrungen aus der Industrie zeigen jedoch, dass ein erhöhter Wasserstoffanteil im Erdgas zu einer Steigerung der NO_x -Bildung führt. Durch den Wasserstoffanteil steigt die lokale Temperatur, was die thermische NO_x -Bildung fördert. In der Literatur finden sich ähnliche Ergebnisse, z. B. bei [16], [55], [56]. **Abbildung 10** zeigt Ergebnisse einer Messkampagne aus den Niederlanden, die den Einfluss von Wasserstoffgehalt und Ofenraumtemperatur auf einen handelsüblichen Industriebrenner bei konstanter Brennerlast darstellt [16].

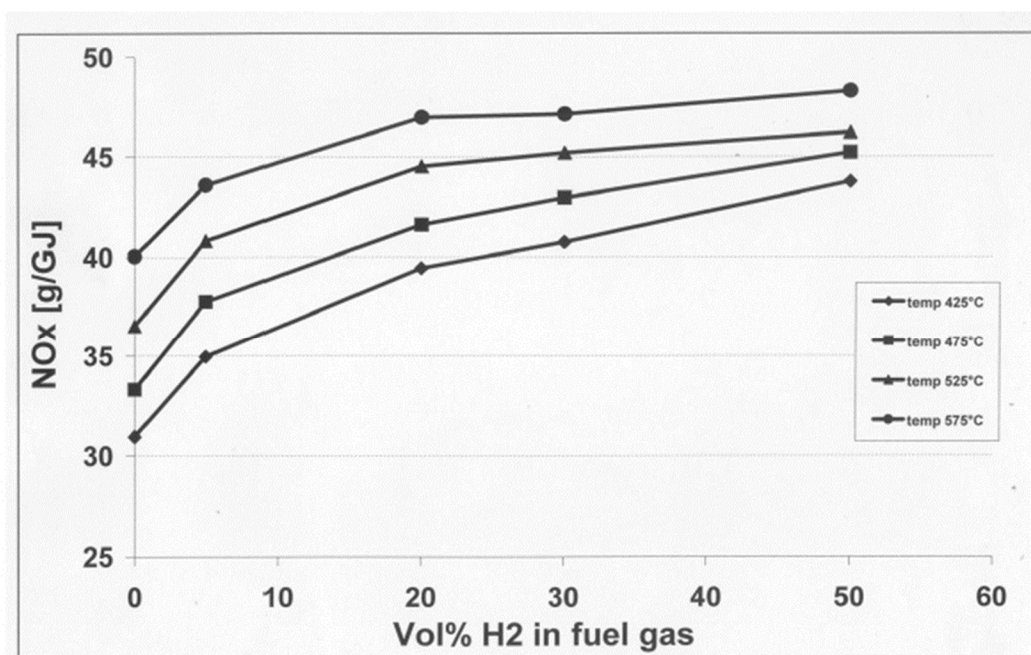


Abbildung 10: Einfluss des H_2 -Anteils im Brenngas auf die NO_x -Bildung für einen konventionellen Industriebrenner bei konstanter Brennerleistung und verschiedenen Ofenraumtemperaturen [16]

Die wesentlichen Faktoren zur Bildung von thermischem NO_x sind hohe Temperaturen, hohe lokale Sauerstoffkonzentrationen und lange Aufenthaltszeiten. Letztere lassen sich bei Brennern für Industrieöfen aufgrund der Abmessungen des Ofenraums in der Regel kaum verhindern, daher liegt das Hauptaugenmerk bei der Brennerauslegung meist auf den ersten beiden Faktoren. Besonders das Auftreten lokaler „hot spots“, also lokal begrenzter Bereiche mit hohen Temperaturen, führt zu einem massiven Anstieg der NO_x -Konzentrationen. Das Temperaturfeld eines Brenners wird im Allgemeinen durch die eingestellte Luftzahl und die Mischungsqualität bestimmt. In klassischen, nicht-vorgemischten Flammen gibt es immer einen Bereich, bei dem näherungsweise stöchiometrische Bedingungen und somit die höchsten Temperaturen vorliegen. Daher versuchen moderne Primärmaßnahmen zur NO_x -Reduzierung, etwa die Flammenlose Oxidation (FLOX®) [57] oder die kontinuierliche Luftstufung [58], [59], [60], [61] durch eine intensive Mischung und auch Verdünnung mit inerten Bestandteilen, diese heißen Zonen zu reduzieren. Bei der Flammenlosen Oxidation zum Beispiel werden Brennstoff und Oxidator mit einem hohen Impuls in die Brennkammer eingebracht, siehe **Abbildung 11**. Dadurch wird aus der Umgebung heißes, aber chemisch inertes Abgas vom Strahl mitgerissen („entrainment“) und so in die Reaktionszone eingemischt, welches zu einer Verdünnung des Oxidator-Brennstoff-Gemisches führt. Anstelle einer quasi zweidimensionalen Flammenfront mit hohen lokalen Temperaturen bildet sich ein Reaktionsvolumen aus, in dem es zu einem Wechselspiel zwischen der Verdünnung der Reaktionszone auf der einen Seite und Selbstzündprozessen auf der anderen Seite kommt. Dies führt zu einer weitaus homogenen Temperaturverteilung, wodurch die NO_x -Emissionen deutlich reduziert werden. Das FLOX®-Prinzip wurde bisher mit Erdgas [57], [62], Schwach- und Produktgasen [63], [64] sowie flüssigen Brennstoffen [65] erfolgreich angewandt.

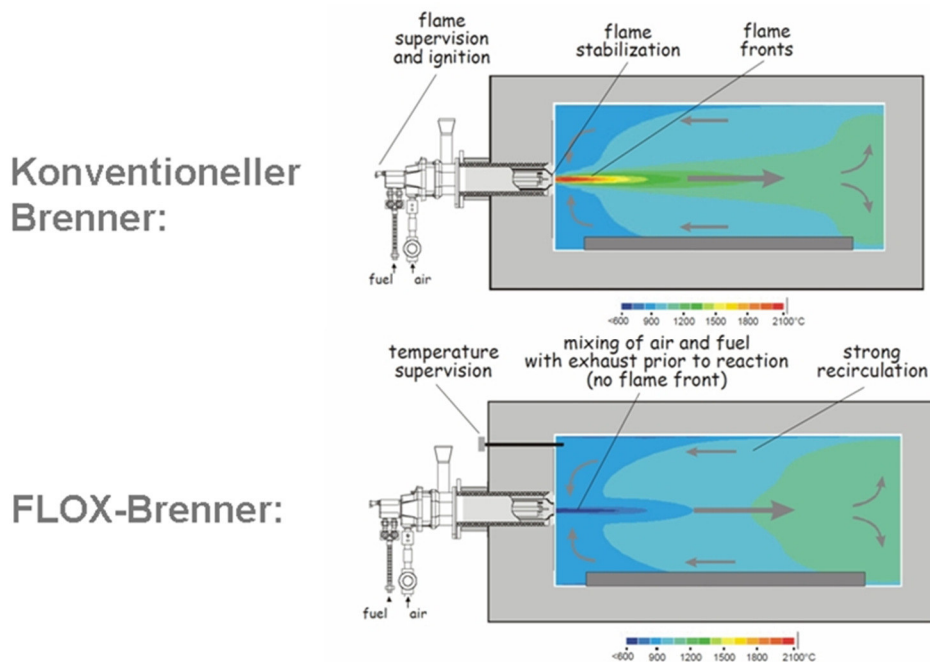


Abbildung 11: Vergleich der Funktionsprinzipien eines konventionellen nicht-vorgemischten Brenners und eines FLOX®-Brenners [53]

Allerdings ist noch nicht abschließend geklärt, ob dieses Verbrennungskonzept auch für Brennstoffe mit sehr viel höheren Flammgeschwindigkeiten, wie etwa Wasserstoff oder Brenngase mit hohen H_2 -Anteilen geeignet ist, zumal wenn zeitlich schwankende Gaszusammensetzungen zum Einsatz kommen. Die Quellenlage in der Literatur dazu ist widersprüchlich [16], [55], [66], [67].

Eine andere bekannte Primärmaßnahme ist die Luft- und/oder Brennstoffstufung. Hier werden Zonen verschiedener Luftzahlen in der Brennkammer des Brenners erzeugt und auf diese Weise die Verbrennungstemperatur und somit die thermische NO_x -Bildung niedrig gehalten. Der Bereich der stöchiometrischen Mischung, also $\lambda = 1$, wird durch eine geeignete Strömungsführung möglichst begrenzt und schnell durchlaufen. Inwiefern sich höhere H_2 -Gehalte auf dieses Verbrennungskonzept auswirken, ist derzeit noch unklar.

Neben der eigentlichen Verbrennungsführung stellt sich auch die Frage der Flammenüberwachung wasserstoffreicher Brenngase, da z. B. konventionelle Flammenionisationsdetektoren aufgrund der geringeren Ionisationsspannungen von Wasserstoff und fehlenden, stark ionisierten CH-Verbindungen in der Flamme, nicht für derartige Flammen geeignet erscheinen. Die mögliche Veränderung der Form und Lage der Flamme könnte ebenfalls ein Ausschlusskriterium für eine Ionisationsüberwachung werden, da die Ionisationselektrode immer in der Reaktionszone der Flamme positioniert sein muss, siehe **Abbildung 12**.

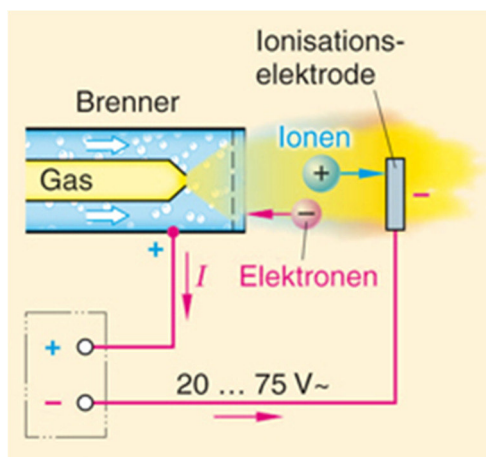


Abbildung 12: Schema Ionisationsflammenüberwachung (Quelle: Kutzner und Weber)

Von besonderer Brisanz für industrielle Feuerungssysteme könnten die zeitlichen Schwankungen der Wasserstoffgehalte im Brenngas sein, mit denen beim großflächigen Einsatz von Power-to-Gas zu rechnen ist, wobei dies insbesondere für Anlagen in Inselnetzen mit ihren potentiell erheblich höheren Wasserstoffeinspeisungen ein Problem darstellen könnte.

Die Erfassung der geänderten Gaszusammensetzungen stellt die bisher etablierte und am Markt verfügbare Messtechnik gerade bei H_2 -Zumischung vor neue Herausforderungen. Heizwert- und

Wobbe-Index-Messgeräte stoßen, vor allem bei hohen H_2 -Anteilen, teilweise an ihre Grenzen, da diese durch die Zumischung von H_2 außerhalb ihres Kalibrierungs- und Auslegungsbereich arbeiten können. Derzeit sind einige Prozess-Gaschromatographen nicht in der Lage, Wasserstoff im Erdgas zu messen [68]. Die zunehmende Bedeutung von Biogasen und Wasserstoff für die Gaswirtschaft hat hier jedoch Hersteller von Gaschromatographen bewogen, die technische Weiterentwicklung voranzutreiben, so dass heute bereits wasserstofftaugliche Gaschromatographen am Markt vorhanden sind [69], [70].

Das von diesen Messgeräten erzeugte Signal muss jedoch in die Regelungs- und Steuerungskreise der Anlagen integriert werden. Dies stellt die Betreiber und Komponentenhersteller gerade bei sehr sensiblen Thermoprozessen vor neue Herausforderungen, wie in der Glas- und Keramikindustrie. Nach den vorhandenen Normen, z. B. DIN 746 Teil 2 [71], müssen solche Messeinrichtungen, wenn sie in sicherheitsrelevante Steuerungskreise eingreifen, die notwendigen PL- und SIL-Voraussetzungen erfüllen. Dies ist bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht gegeben und muss gelöst werden.

Die bisher aufgezeigten Problemschwerpunkte betreffen meist „nur“ das Brennersystem. Eine Thermoprozessanlage besteht aber nicht nur aus dem Feuerungsraum an sich, sondern aus vielen vor- und nachgeschalteten Prozessschritten und Anlagenaggregaten, die mittel- und unmittelbar miteinander verknüpft sind und sich gegenseitig beeinflussen. Wenn sich nun beispielsweise die Flammentemperatur und damit die NO_x -Bildung verändern, hat dies z. B. unmittelbare Folgen auf die Luftvorwärmssysteme und nachgeschaltete Filteranlagen. Durch die Beeinflussung der Luftvorwärmung ändert sich dann wiederum die Luftzufuhr und damit der Wärmeeintrag in ein Gut usw.

Sowohl bei Betreibern von Thermoprozessanlagen als auch bei den Herstellern der Komponenten herrscht zurzeit große Unsicherheit in Bezug auf die geplante Wasserstoffzumischung [15] bzw. über die zulässigen Grenzen in der G 260 [17]. Die oben genannten Fragestellungen sollten deshalb im Rahmen dieses Forschungsprojektes untersucht und Lösungsmöglichkeiten aufgezeigt werden.

Eine im Vorfeld zu klärende Frage war, welche Obergrenze für Wasserstoff im Rahmen dieses Projekts festgelegt werden sollte. In der Literatur finden sich hierzu zwei unterschiedliche Philosophien: Studien aus Universitäten und Forschungsinstituten, z. B. [16], [46], [55] decken oft das gesamte Spektrum von 0 - 100 Vol.-% Wasserstoffzugabe ab, andere beschränken sich z. B. auf 50 Vol.-% [56]. Untersuchungen aus der deutschen Gaswirtschaft, etwa [32], [33], decken zu meist nur den Bereich ab, der aufgrund von Gasbeschaffenheitsregulierungen für die öffentliche Gasversorgung für die absehbare Zukunft zulässig sein wird, also H_2 -Zugaben von unter 10 Vol.-%, entsprechend DVGW G 260 / 262 [17], [18].

Im Hinblick auf eine anwendungsorientierte Durchführung des geplanten Projekts erschien ein maximaler Wasserstoff-Gehalt im Brenngas von 50 Vol.-% sinnvoll, wobei der Fokus der Untersuchungen auf den niedrigeren H_2 -Zugaben lag. Auf diese Weise konnten zum einen die Effekte

von Wasserstoffeinspeisungen in das öffentliche Gasnetz im Rahmen der aktuellen G 260 auf industrielle Brennersysteme durch eine entsprechende Staffelung der Gasgemische untersucht werden, zum anderen aber auch die Auswirkungen von höheren H₂-Beimischungen, wie sie in Zukunft vielleicht in Inselnetzen zu finden sein werden. In beiden Fällen wurden unterschiedliche Regelungsstrategien, zum Beispiel Anpassung der Brennerleistung und Luftströme bei wechselnden Brenngaszusammensetzungen berücksichtigt.

3 FORSCHUNGSZIELE / ERGEBNISSE / LÖSUNGSWEG

3.1 Forschungsziele

Das Ziel dieses Forschungsprojektes war, den Einfluss von definierten Zumischungen von Wasserstoff im Brenngas auf das Betriebs-, Wärmeübertragungs- und Schadstoffverhalten von Industriebrennern zu untersuchen. Insbesondere sollte untersucht werden, inwieweit übliche Primärmaßnahmen zur Vermeidung der thermischen Stickoxidbildung durch die veränderte Chemie und höheren Flammentemperaturen des Wasserstoffs beeinflusst werden. Weiterhin mussten die Änderungen der Flammeneigenschaften, z. B. die Erhöhung der Flammengeschwindigkeit hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Brenner- und Sicherheitstechnik analysiert werden.

Ein weiteres Ziel war, die Anwendbarkeit von Flammenionisationsdetektoren zur Überwachung der Flammenstabilität zu prüfen. Das Funktionsprinzip, das diesen Geräten zu Grunde liegt, ist auf das Vorhandensein von CH-Radikalen in der Reaktionszone in ausreichender Konzentration angewiesen, was bei der Verbrennung von H₂-reichen Brenngasen nicht zwingend gegeben sein muss.

Des Weiteren sollten Untersuchungen zur Einsetzbarkeit von Wobbe-Index-Regelungen oder alternativen Messgeräten (z. B. Gaschromatograph) zur Steuerung von Thermoprozessanlagen durchgeführt werden. Durch den Einsatz sowohl messtechnischer als auch numerischer Verfahren sollte das veränderte Brenner- und Wärmeübertragungsverhalten dargestellt und eventuelle Möglichkeiten zur Adaption bzw. Anpassung der Brenner bzw. verfahrenstechnischen Anlagen für ein sich änderndes Brenngas aufgezeigt werden. Besonderen Stellenwert hatten in diesem Zusammenhang auch Techniken der Flammenvisualisierung, durch die Veränderungen in der Flamme sichtbar gemacht werden können.

Damit sollten sowohl Brennerherstellern als auch Gasverbrauchern im industriellen Sektor Informationen zur Verfügung gestellt werden, mit welchen Änderungen im Betriebsverhalten und im Schadstoffausstoß bei der Umstellung von Erdgas auf wasserstoffhaltige Brenngase zu rechnen ist und welche Lösungsmöglichkeiten sich ergeben.

3.2 Angestrebte Forschungsergebnisse

Aus den oben genannten Forschungszielen lassen sich folgende angestrebte Forschungsergebnisse ableiten:

- 1.) Untersuchung von verschiedenen Erdgas-H₂-Gemischen mit detaillierten Reaktionsmechanismen (z. B. Cosilab) und idealisierten Modellreaktoren. Daraus können prinzipielle Unterschiede im Zünd- und Verbrennungsverhalten der zu untersuchenden Gemische abgeleitet werden, z. B. laminare Flammengeschwindigkeit, Selbstzündzeiten und -temperaturen. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Stoffeigenschaften von Wasserstoff und Erdgas können diese Stoffwerte hilfreich sein, wenn die Folgen einer Brenngassubstitution für einen Brenner oder einen Prozess abgeschätzt werden sollen.

- 2.) Messtechnische Untersuchung aktueller Diffusions-Brennersysteme an den GWI-Versuchsanlagen. Es soll eine detaillierte Erfassung der Spezieskonzentrationsverteilungen (2D-Feldmessungen mit Absaugsonden) sowie der Strahlungseigenschaften einer Wasserstoff-Erdgas-Flamme bei verschiedenen Mischungsverhältnissen für mindestens drei verschiedene Brennersysteme an zwei unterschiedlichen Versuchsanlagen (Hochtemperatur und Heizkesselanwendungen) vorgenommen werden. Besonderes Augenmerk soll auf die NO_x -Bildung gerichtet werden, um eine aussagekräftige Datengrundlage zur Einschätzung aktueller NO_x -Minderungsmaßnahmen und ihrer Einsetzbarkeit für Wasserstoff-Erdgas-Systeme zu erstellen. Weiterhin soll durch die UV-Flammenvisualisierung der Einfluss auf die Flammenform und -länge analysiert werden. Anschließende numerische Simulationen zur Validierung entsprechender Simulationsmodelle sollen die Übertragbarkeit auf Großanlagen zur Abschätzung der auftretenden Auswirkungen gewährleisten. Exemplarisch sollen reale Industrieanlagen mit entsprechenden Substitutionsraten simuliert werden.
- 3.) Untersuchungen der Anwendbarkeit herkömmlicher NO_x -Minderungsmaßnahmen, sowohl anhand der Messungen von Punkt 2 als auch durch CFD-Simulationen.
- 4.) Anpassung der NO_x -Minderungsmaßnahmen zur Kompensation von höheren H_2 -Substitutionsraten. Durch die Veränderung der Strömungsimpulse müssen herkömmlichen Minderungsmaßnahmen überprüft und angepasst werden. Durch die Simulation der entwickelten Ansätze und messtechnische Überprüfung am GWI-Versuchsofen, werden die vorgeschlagenen Maßnahmen analysiert.
- 5.) Untersuchung der Anwendbarkeit herkömmlicher Wobbe-Index- und Heizwert-Messsysteme zur Brennerregelung. Aufzeigen der Grenzen der Anwendbarkeit und Ermittlung von weiteren Lösungskonzepten.
- 6.) Untersuchung der Einsatzgrenzen von Ionisations-Flammenwächtern in Abhängigkeit von der eingebrachten Leistung und dem Grad der Wasserstoffbeimischung an einem Referenzbrenner im GWI-Versuchsofen.
- 7.) Erstellung eines Maßnahmenkataloges und von Handlungsempfehlungen bei der Nutzung von Wasserstoff angereichertem Erdgas in herkömmlichen Verbrennungssystemen.

3.2.1 Innovativer Beitrag der angestrebten Forschungsergebnisse

Die Forschungsergebnisse sollen durch das Zusammenwirken von praxisnahen Laboruntersuchungen, Analysen von marktüblichen Erdgasbrennern und detaillierten numerischen Simulationen das Verständnis der veränderten Thermodynamik und Strömungsmechanik verbessern und entsprechende Lösungsansätze liefern. Besonderes Augenmerk wird dabei auf der erhöhten Reaktionsgeschwindigkeit des Wasserstoff-Erdgasgemisches, der veränderten thermischen Belastung des Brenners durch abweichende Wobbe-Indices und der veränderten NO_x -Bildung liegen. Weiterhin war es Ziel, die Grenzen der Einsetzbarkeit von Wobbe-Index-Regelungen und Flammenionisationsüberwachungen in Abhängigkeit von der Wasserstoffbeimischungsrate zu ermit-

teln. Abschließend ist ein allgemeingültiger Maßnahmenkatalog entwickelt worden, der es erlaubt, konventionelle Erdgasfeuerungs-systeme an die veränderten Brennstoffeigenschaften eines Erdgas-Wasserstoffgemisches anzupassen. Die genannten Punkte sichern somit langfristig die Leistungsfähigkeit der deutschen Wirtschaft im Bereich der Thermoprozessanlagen auch im Umfeld einer diversifizierten Einspeisepolitik der Gasnetzbetreiber .

Die bisher durchgeführten Recherchen zeigen, dass zwar einzelne Aspekte der Wasserstoffzumischung schon betrachtet wurden, jedoch nie in einer ganzheitlichen Betrachtung und in Bezug auf die komplexen Systeme der industriellen Thermoprozessanlagen und ihrer nach- und vorgeschalteten Systeme.

Deshalb liefern die angestrebten Forschungsergebnisse gerade für KMUs folgenden innovativen Beitrag:

a) Aus ökonomischer Sicht wird durch die aufgestellten Handlungsempfehlungen die Effizienz von industriellen Thermoprozessanlagen auf die sich ändernden Gasbeschaffenheiten angepasst. Auf sich ändernde Gasbeschaffenheiten speziell auf die H₂-Zumischung muss u. a. mit einer Anpassung des Luftbedarfs reagiert werden. Geschieht dies nicht, arbeiten die Anlagen entweder unterstöchiometrisch oder stark überstöchiometrisch und damit deutlich außerhalb ihrer effizienten Auslegungspunkte.

Die Akzeptanz des aus Wind- und/oder Sonnenenergie regenerativ erzeugten Wasserstoffs sowie dessen Einspeisung im Erdgasnetz wird durch das Aufzeigen der Lösungsmöglichkeiten deutlich verbessert.

b) Aus ökologischer Sicht werden 1. durch Nutzung der erneuerbaren Energien zur Reduzierung der CO₂-Emissionen die Klimaziele der Bundesregierung ein Stück weit vorangetrieben und 2. die steigenden NO_x-Emissionen infolge der Wasserstoffzumischung durch Modifikationen am Brennersystem und/oder der Regelung wieder reduziert. Somit kann unsere Umwelt nachhaltig geschützt werden.

c) Aus energetischer Sicht wird durch das Aufzeigen der Lösungsmöglichkeiten den Betreibern von Thermoprozessanlagen die Anpassung der geänderten Verbrennung an den jeweiligen Prozess und/oder Brennraum aufgezeigt (optimale Luftzahl und Verbrennungsführung) und so Brennstoff eingespart.

Gerade für die klein- und mittelständischen Unternehmen, das Rückgrat der deutschen Wirtschaft, ist das Aufzeigen von Lösungsmöglichkeiten zur Anpassung ihrer Prozesse und damit zur Einhaltung der Produktqualität und der Schadstoffgrenzwerte überlebensnotwendig. Mit dem vorgestellten Forschungsprojekt wird ein innovativer Beitrag für die deutsche Wirtschaft geleistet.

3.3 Lösungsweg zur Erreichung der Forschungsziele

Im Rahmen des geplanten Lösungsweges wurden durch die Kombination von detaillierten Brenneruntersuchungen an den semi-industriellen Versuchsanlagen und numerischen Simulationen von kompletten Thermoprozessanlagen die Auswirkungen der Wasserstoffzumischung umfassend untersucht und analysiert.

Die detaillierten experimentellen Brenneruntersuchungen schließen neben der üblichen Abgasanalyse (Temperatur, Spezies-Konzentrationen wie CO, CO₂, O₂, NO, NO_x) auch die Erfassung der Temperatur- und Konzentrationsfelder im Ofenraum und im Brennernahbereich sowie die Darstellung mit bildgebenden Messverfahren (OH-Aufnahmen der Flammenkontur) mit ein.

Handelsübliche Brennersysteme aus verschiedenen Industriezweigen (Glas, Stahl, Wärmebehandlung, Kessel usw.), basierend auf unterschiedlichen Verbrennungskonzepten, wurden hinsichtlich der Auswirkungen auf das Schadstoffverhalten, auf die Flammengeometrie und auf das Wärmeübertragungsverhalten detailliert messtechnisch und numerisch untersucht. Hierbei sollten vor allem verschiedene Betriebszustände und das Teillastverhalten (welches gerade bei H₂-Zumischungen zu Flammenstabilitätsproblemen führen kann) betrachtet werden. Die zu untersuchenden Brennerleistungen lagen im Bereich um etwa 150 kW. Gleichzeitig wurden am Markt befindliche Flammenüberwachungssysteme (Ionisations- und UV-Überwachung), sowie Heizwert- und Wobbe-Index-Regelungskonzepte in die Untersuchungen eingebunden und auf ihre Tauglichkeit bei Wasserstoffzumischung analysiert. Die Untersuchungen wurden mit unterschiedlichen Wasserstoffzumischraten in das am GWI vorliegende Erdgas (wobei dieses durch einen Prozessgaschromatographen genau bestimmt wird) durchgeführt. Die H₂-Zumischraten wurden zwischen 0 und 50 Vol.-% variiert (2,5, 5, 7,5, 10, 15, 20, 30 und 50 Vol.-% Wasserstoff).

4 ERGEBNISSE

4.1 Untersuchte Gasgemische

Im Rahmen der experimentellen Arbeiten wurden neben dem dem GWI gelieferten Erdgas aus dem öffentlichen Versorgungsnetz insgesamt acht weitere Erdgas/H₂-Gemische untersucht. **Tabelle 1** gibt einen Überblick über die einzelnen Gemische.

Tabelle 1: Erdgas/H₂-Gemische

Nr.	H ₂ / Vol.-%	Erdgas / Vol.-%
1	0	100
2	2,5	97,5
3	5	95
4	7,5	92,5
5	10	90
6	15	85
7	20	80
8	30	70
9	50	50

Bei dem dem GWI gelieferten Erdgas handelt es sich um ein Erdgas entsprechend der Gasqualität „Nordsee-H“. Für die Beurteilung der chemischen und physikalischen Eigenschaften, insbesondere bei der Festlegung von Volumenströmen für Brenngas und Verbrennungsluft, ist die genaue Kenntnis der Gaszusammensetzung unumgänglich. Das GWI verfügt zu diesem Zweck über einen eigenen Prozess-Gaschromatographen, der die Eingangsgasbeschaffenheit fortlaufend analysiert und die gemessenen Daten speichert. Es handelt sich hierbei um ein Gerät des Herstellers RMG-Messtechnik vom Typ PGC 9303. Zu Zwecken der Qualitätssicherung ist der Chromatograph entsprechend den Vorgaben für eine geeichte Messung installiert und zertifiziert.

Eine typische repräsentative Gaszusammensetzung des dem GWI gelieferten Gases zeigt **Tabelle 2**.

Tabelle 2: Typische Gaszusammensetzung

Gas	Konzentration / Vol.-%
CO ₂	2,09
N ₂	0,887
CH ₄	90,8768
C ₂ H ₆	5,531
C ₃ H ₈	0,4531
i-C ₄ H ₁₀	0,0764
n-C ₄ H ₁₀	0,0461
i-C ₅ H ₁₂	0,0143
n-C ₅ H ₁₂	0,0085
C ₆ +	0,0198
neo-C ₅ H ₁₂	0
O ₂	0

Ausgehend von der vorstehend beschriebenen typischen Gaszusammensetzung wurden die Gaseigenschaften für die in **Tabelle 1** aufgeführten Zumischraten berechnet. **Tabelle 3** verdeutlicht die Ergebnisse der Berechnungen.

Tabelle 3: Berechnete Gaseigenschaften der Erdgas/H₂-Gemische

Nr.	Heizwert	Brennwert	Oberer Wobbe-Index	Mindest-O ₂ -Bedarf	Mindest-Oxidatorbedarf	Normdichte	Relative Dichte	Adiabate Flammtemperatur	Untere Zündgrenze	Obere Zündgrenze
	[MJ/m ³]	[MJ/m ³]	[MJ/m ³]	[m ³ O ₂ / m ³ Gas]	[m ³ Oxidator / m ³ Brenngas]	[kg/m ³]	[-]	[°C]	[Vol.-%]	[Vol.-%]
1	36,82	40,78	51,96	2,045	9,739	0,7932	0,6160	1983,39	4,92	15,22
2	36,17	40,08	51,65	2,007	9,555	0,7756	0,6024	1984,24	4,89	15,53
3	35,52	39,38	51,33	1,968	9,371	0,7580	0,5887	1985,12	4,86	15,85
4	34,86	38,67	51,01	1,929	9,187	0,7404	0,5750	1986,03	4,84	16,19
5	34,21	37,97	50,69	1,891	9,003	0,7228	0,5614	1986,97	4,81	16,54
6	32,91	36,57	50,05	1,813	8,635	0,6877	0,5341	1988,97	4,76	17,28
7	31,61	35,17	49,41	1,736	8,267	0,6525	0,5068	1991,14	4,70	18,10
8	29,01	32,37	48,14	1,582	7,531	0,5822	0,4522	1996,05	4,60	19,99
9	23,80	26,76	45,71	1,273	6,060	0,4415	0,3429	2009,10	4,41	25,26

Die Gasgemische 1 bis 5 mit H₂-Zumischraten von bis zu 10 Vol.-% entsprechen hinsichtlich der Parameter Brennwert, Wobbe-Index und relative Dichte den Vorgaben des DVGW-Regelwerks (vgl. Kapitel 1.1). Eine Zumischrate von mehr als 10 Vol.-% (ab Gas Nr. 6) führt zu einer Unterschreitung des durch das Regelwerk gegebenen Limits für die relative Dichte (0,55). Insgesamt betrachtet, führt die Beimengung von Wasserstoff zu einer Abnahme bei allen drei zuvor genannten Parameterwerten. Demgegenüber steht eine leichte Zunahme der adiabaten Flammentemperatur und eine Erweiterung der Zündgrenzen.

Um auch den in Deutschland relevanten Bereich der Erdgase der Gruppe L zu berücksichtigen, wurden die Berechnungen mit einem mit Stickstoff angereicherten Erdgas (GWI-Erdgasqualität), welches die Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts G260 erfüllt, wiederholt. Die entsprechende Gaszusammensetzung ist in **Tabelle 4** dargestellt. Experimentelle Untersuchungen erfolgten nicht.

Tabelle 4: Modellgaszusammensetzung Erdgas-L

Gas	Konzentration / Vol.-%
CO ₂	1,8996
N ₂	10,0000
CH ₄	82,5958
C ₂ H ₆	5,0270
C ₃ H ₈	0,4118
i-C ₄ H ₁₀	0,0694
n-C ₄ H ₁₀	0,0419
i-C ₅ H ₁₂	0,0130
n-C ₅ H ₁₂	0,0077
C ₆ +	0,0180
neo-C ₅ H ₁₂	0
O ₂	0

Analog zu dem Vorgehen bei den Berechnungen mit der ursprünglichen Gasbeschaffenheit wurden auch hier neun verschiedene Erdgas/H₂-Gemische (1L bis 9L) definiert und untersucht. **Tabelle 5** zeigt die Ergebnisse der Berechnungen.

Tabelle 5: Berechnete Gaseigenschaften der Erdgas L/H₂-Gemische

Nr.	Heizwert	Brennwert	Oberer Wobbe-Index	Mindest-O ₂ -Bedarf	Mindest-Oxidatorbedarf	Normdichte	Relative Dichte	Adiabate Flammtemperatur	Untere Zündgrenze	Obere Zündgrenze
	[MJ/m _N ³]	[MJ/m _N ³]	[MJ/m _N ³]	[m _N ³ O ₂ / m _N ³ Gas]	[m _N ³ Oxidator / m _N ³ Brenngas]	[kg/m _N ³]	[-]	[°C]	[Vol.-%]	[Vol.-%]
1L	33,13	36,70	45,48	1,841	8,765	0,8388	0,6514	1972,60	5,47	16,91
2L	32,48	36,00	45,08	1,802	8,581	0,8213	0,6379	1973,33	5,43	17,30
3L	31,83	35,30	44,69	1,763	8,397	0,8037	0,6242	1974,08	5,40	17,69
4L	31,18	34,60	44,29	1,725	8,213	0,7861	0,6105	1974,87	5,36	18,11
5L	30,53	33,90	43,88	1,686	8,029	0,7685	0,5969	1975,69	5,33	18,55
6L	29,23	32,49	43,06	1,609	7,661	0,7334	0,5696	1977,44	5,26	19,50
7L	27,93	31,09	42,23	1,532	7,293	0,6982	0,5423	1979,36	5,20	20,54
8L	25,33	28,29	40,52	1,377	6,558	0,6279	0,4877	1983,77	5,08	23,01
9L	20,12	22,68	36,88	1,068	5,086	0,4872	0,3784	1996,02	4,85	30,29

Aufgrund des höheren N₂-Anteils des Erdgases ist die Dichte deutlich größer als die des ursprünglichen Erdgases. Als Folge hiervon ist die Untergrenze der relativen Dichte (0,55) erst bei einer H₂-Zumischung von mehr als 15 Vol.-% (ab Gas Nr. 7L) unterschritten. Da jedoch laut DVGW-Regelwerk nur H₂-Anteile kleiner 10 Vol.-% zugelassen sind, sind nur die Gase 1L bis 6L zulässig, auch wenn die relevanten Gasparameter innerhalb der gegebenen Grenzen liegen. Genau wie bei dem ursprünglichen Erdgas, führen wachsende Wasserstoffanteile auch zu einer Reduktion von Brennwert und Wobbe-Index.

4.2 Verwendete Brennersysteme

Für die experimentellen Untersuchungen wurden insgesamt drei verschiedene handelsübliche Brennersysteme (I, II und III) verwendet, die sich hinsichtlich wesentlicher Merkmale unterscheiden.

Das Brennersystem I ist modular aufgebaut und wird in einer Vielzahl von thermoprozesstechnischen Anlagen - vor allem in der Metallindustrie - eingesetzt. Der Brenner umfasst ein keramisches Flammrohr und kann auch ohne Brennerstein verwendet werden. Mit Hilfe unterschiedlicher Brennerköpfe kann eine Adaption an verschiedene Brenngase und Einsatzzwecke erreicht werden. Die Brennerköpfe unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Bedüsung und der Geometrie zur Verdrallung der Luftströmung. Es ist zudem möglich, die Form der Flamme durch die Auswahl geeigneter Flammrohre und Brennerköpfe gezielt zu beeinflussen. Für die Zündung und Überwachung der Flamme sind eine Ionisations-Elektrode und eine Zündelektrode im Bereich des Brennerkopfs vorgesehen. Die Medienversorgung wurde mittels eines regelbaren Gebläses und einer Gasmischeinrichtung des GWI gewährleistet. Bei dem Brennersystem I handelt es sich um einen sogenannten Low-NO_x Brenner, der sich durch geringe Stickoxidemissionen auszeichnet. Der grundsätzliche Aufbau und die Funktionsweise des Brennersystems I sind aus **Abbildung 13** ersichtlich.



Abbildung 13: Brennersystem I mit und ohne Flammrohr in einbaufertigem Zustand mit Montageplatte

Bei dem Brennersystem II handelt es sich um einen sogenannten Gebläsebrenner, d. h. die Zufuhr der Verbrennungsluft erfolgt durch ein brennereigenes Gebläse. Dieses System verfügt zudem über ein integriertes Feuerungsmanagement, dass eine elektronische Zündung, eine Flammenüberwachung per Ionisationselektrode und eine Lastregelung sowie die erforderliche Sicherheitsfunktionalität beinhaltet. Bei dieser Art von Brenner ist die Möglichkeit der Einflussnahme auf die Betriebsparameter bauartbedingt eingeschränkt. Es ist lediglich möglich, die Leistung in vorgegebenen Intervallen zu variieren und eine Grobeinstellung für das Verbrennungsluftverhältnis vorzunehmen. Die Steuerung erfolgt manuell mittels Bedientasten und eines Displays. Dieser

Brennertyp wird vielfach in Kesselanlagen, größeren Heizsystemen und vereinzelt auch bei industriellen Thermoprozessanlagen geringer bis mittlerer Prozesstemperatur verwendet. **Abbildung 14** verdeutlicht den Aufbau des Brennersystems II.



Abbildung 14: Vorder- und Rückansicht des Brennersystems II in einbaufertigem Zustand mit Fasermantel

Die flammenlose Verbrennung ist das wesentliche Merkmal des Brennersystems III. Der Industriebrenner arbeitet nach dem FLOX[®]-Prinzip, welches auf einer hohen internen Abgasrezirkulation, die durch einen hohen Eintrittsimpuls des Gas- und Luftstromes erreicht wird. Hierdurch kommt es zu einer verstärkten Einsaugung von heißem Abgas in die Reaktionszone und damit zur Verdünnung des Brennstoff-Luft-Gemischs. Das Brennersystem wird vor allem in industriellen Thermoprozessanlagen der Metallindustrie verwendet. Die flammenlose Oxidation bietet insbesondere den Vorteil einer sehr geringen Emission von Stickoxiden, benötigt jedoch ein großes Ofenraumvolumen. Auch dieser Brenner ist mit jeweils einer Elektrode für die Zündung und die Messung des Flammenionisationsstroms ausgestattet. Die Versorgung mit Verbrennungsluft und Brenngas erfolgt ebenfalls durch ein Gebläse und den Gasmischer des GWI. **Abbildung 15** zeigt das Brennersystem III.



Abbildung 15: Brennersystem III

4.3 Flammenüberwachungssysteme

Im Zuge einer umfangreichen Recherche üblicher Technologien zur Flammenüberwachung hat sich gezeigt, dass der überwiegende Anteil industrieller Brenner mit Systemen zur konventionellen Überwachung des Flammenionisationsstroms ausgestattet ist. Wichtige Merkmale dieser Technik im Zusammenhang mit H_2 -haltigen Brenngasen wurden bereits im **Kapitel 1.1** erläutert. Üblicherweise sind bei dieser Art der Flammenüberwachung Elektroden im Bereich der Flamme positioniert. Zwischen den Elektroden und einem elektrisch leitenden Teil des Brenners verbleibt ein schmaler Luftspalt. Durch die Verbrennung bzw. die hohe Temperatur in der Reaktionszone werden die innerhalb des Spaltes befindlichen Gase ionisiert, so dass zwischen Elektrode und dem Brenner ein geringes elektrisches Potential entsteht. Mittels einer entsprechenden Elektronik kann hieraus ein Signal gebildet werden, welches als Indikator für das Vorhandensein einer Flamme dient. Wie zuvor dargestellt, verfügen alle untersuchten Brennersysteme über entsprechende Elektroden zur Messung des Ionisationsstroms. Die Systeme I und III ermöglichen eine direkte Messung des Flammensignals, bei dem Brennersystem II wird der Ionisationsstrom von dem vorhandenen brennerseitigen Feuerungsautomaten ausgewertet.

Neben der Messung des Ionisationsstroms ist die Überwachung der Flamme durch Detektion des ultravioletten Strahlungsanteils eine weitere verbreitete Technologie. Hierzu wird ein UV-Flammenwächter, der eine für ultraviolette Strahlung sensitive Photozelle und eine Auswerteelektronik beinhaltet, verwendet. Bei der Verbrennung von kohlenwasserstoffhaltigen Brennstoffen wird ultraviolette Strahlung als Teil der Gasstrahlung emittiert. Die optische Achse des Flammenwächters wird so ausgerichtet, dass die Messzelle in der Flucht der Flamme liegt. Bei Vorhandensein einer Flamme, wird die UV-Strahlung von der Messzelle erfasst und in ein elektrisches Signal

umgewandelt, das einem Feuerungsautomaten bzw. einer Prozesssteuerung zugänglich gemacht wird. Oftmals sind in den Brennergehäusen Aussparungen vorgesehen, die einen optischen Zugang zum Bereich der Reaktionszone ermöglichen, so dass der UV-Flammenwächter außerhalb des Feuerraums direkt am Brenner positioniert werden kann. Es sind jedoch auch Varianten gebräuchlich, bei denen Flammenwächter in größerem Abstand zum Brenner montiert werden, beispielsweise an der Außenseite einer Öffnung in einer Ofenwand. Bei schwierigen Platzverhältnissen kann auch eine Winkeloptik oder ein Lichtwellenleiter vorgesehen werden, um die Strahlung in die Messzelle zu leiten. Dem GWI wurde ein Kompaktflammenwächter zur Verfügung gestellt, der für die experimentellen Untersuchungen universell verwendet werden kann und eine Analyse der UV-Signalqualität ermöglicht.

4.4 Gasbeschaffenheitsmess- und Regelsysteme

Auf dem Gebiet der Heizwert- und Wobbe-Index-Regelsysteme lassen sich die verwendeten Geräte grundsätzlich in zwei Hauptgruppen unterteilen. Zum einen werden, vor allem in größeren Unternehmen, sogenannte Prozessgaschromatographen verwendet, die meist eine umfassende Analyse des untersuchten Brenngases ermöglichen und neben den kalorischen Parametern noch weitere Informationen, wie etwa die Konzentrationen einzelner Spezies, liefern. Der apparative Aufwand einer solchen Geräteinstallation ist im Vergleich zu anderen Technologien hoch, Betrieb und Wartung sind komplex und teilweise kostenintensiv.

Daneben finden sich eine Reihe weiterer Messgeräte, die auf unterschiedlichsten Messprinzipien beruhen und in der Regel die kalorischen Kennwerte und vereinzelt auch weitere Messwerte, wie etwa die Dichte oder den Gehalt an Kohlendioxid im Brenngas, liefern. Zu dieser Gerätegruppe gehören zum Beispiel Kalorimeter, korrelative Gasbeschaffenheitsmessgeräte, Gasanalysatoren und dergleichen. Der Aufwand und die Kosten für Installation und Betrieb derartiger Messgeräte variieren stark und sind letztlich auch abhängig von den Anforderungen der Betreiber.

Für die Untersuchung von Gasbeschaffenheitsmessgeräten wurden dem GWI insgesamt fünf verschiedene Messgeräte zur Verfügung gestellt. Hierbei handelt es sich um zwei Prozessgaschromatographen, ein kalorimetrisch arbeitendes Messgerät, einen Gasanalysator und einen H_2/O_2 -Analysator im Prototypenstadium. Bei der Recherche und Auswahl geeigneter Messgeräte hat sich gezeigt, dass vor allem einige korrelative Gasbeschaffenheitsmessgeräte bauartbedingt nicht für die Messung stark H_2 -haltiger Brenngase geeignet sind, weshalb die Gerätebeschaffung insgesamt als schwierig zu beurteilen ist. Ein H_2 -Anteil von > 2 Vol.-% war für einige Geräte ein Ausschlusskriterium.

4.5 Experimentelle Untersuchung der Brennersysteme

Die Untersuchungen der Brennersysteme erfolgten an den Versuchsofenanlagen des GWI nach einem identischen Versuchsplan. Im Folgenden soll zunächst der verwendete Versuchsaufbau und die eingesetzte Messtechnik näher erläutert werden.

4.5.1 Versuchsofen

Zur Versuchsdurchführung wurde die GWI-Ofenanlage 1 verwendet. Der grundsätzliche Aufbau der Anlage ist aus den **Abbildungen 16** und **17** ersichtlich.

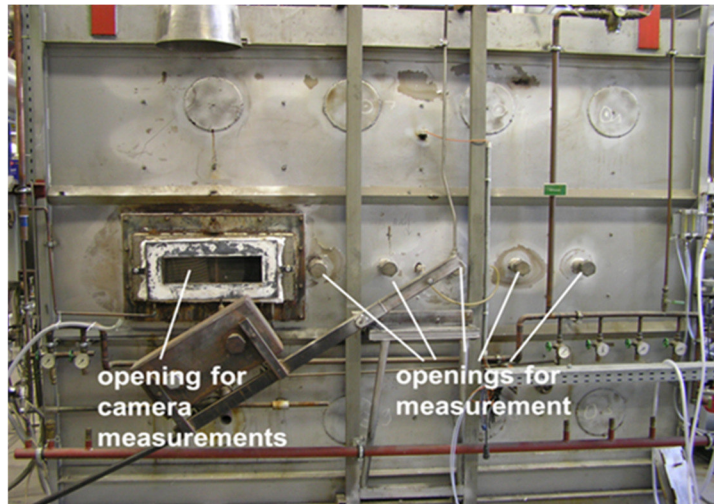


Abbildung 16: Seitensicht (rechts) des Versuchsofens 1

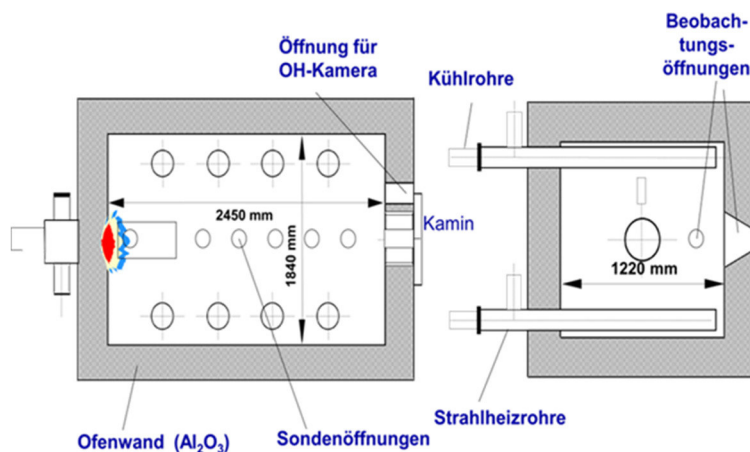


Abbildung 17: Schematischer Aufbau des Versuchsofens 1

Die Brennkammer der Anlage ist mit einem feuerfesten Fasermaterial (Al_2O_3) ausgekleidet. Es besteht die Möglichkeit, mittels vier gasbeheizter Strahlrohre zusätzliche Wärme in den Ofenraum einzubringen. Vier luftbetriebene Kühlrohre ermöglichen die Darstellung einer Last durch Wärmeabfuhr. Darüber hinaus sind insgesamt sieben verschließbare Öffnungen in der Mittelebene des Ofen vorgesehen, die einen direkten Zugang zur Brennkammer während des Betriebes ermöglichen. Außerdem kann ein größeres Sichtfenster im vorderen Ofenabschnitt geöffnet werden, welches die Anwendung optischer Verfahren zur Sichtbarmachung und Vermessung von Brennerflammen erlaubt. Die verschiedenen Brennersysteme wurden an der Stirnseite des Ofens (vgl. **Abbildung 17**) gemäß der Herstellervorgaben montiert.

4.5.2 Gasmischanlage

Für die Herstellung der Brenngasgemische kam eine vom GWI selbst erstellte Gasmischeinrichtung zur Anwendung. Diese basiert auf mehreren thermischen Massendurchflussreglern (MFC) und gewährleistet das simultane Dosieren von bis zu sechs verschiedenen Gasen, die aus Flaschenbündeln, Tankanlagen und dem öffentlichen Erdgasnetz entnommen werden können. Zur Bereitstellung der Erdgas/H₂-Gemische wurde ausschließlich Erdgas aus dem öffentlichen Versorgungsnetz und Wasserstoff der Qualität 3.5 verwendet. **Abbildung 18** verdeutlicht die Funktionsweise der Einrichtung.

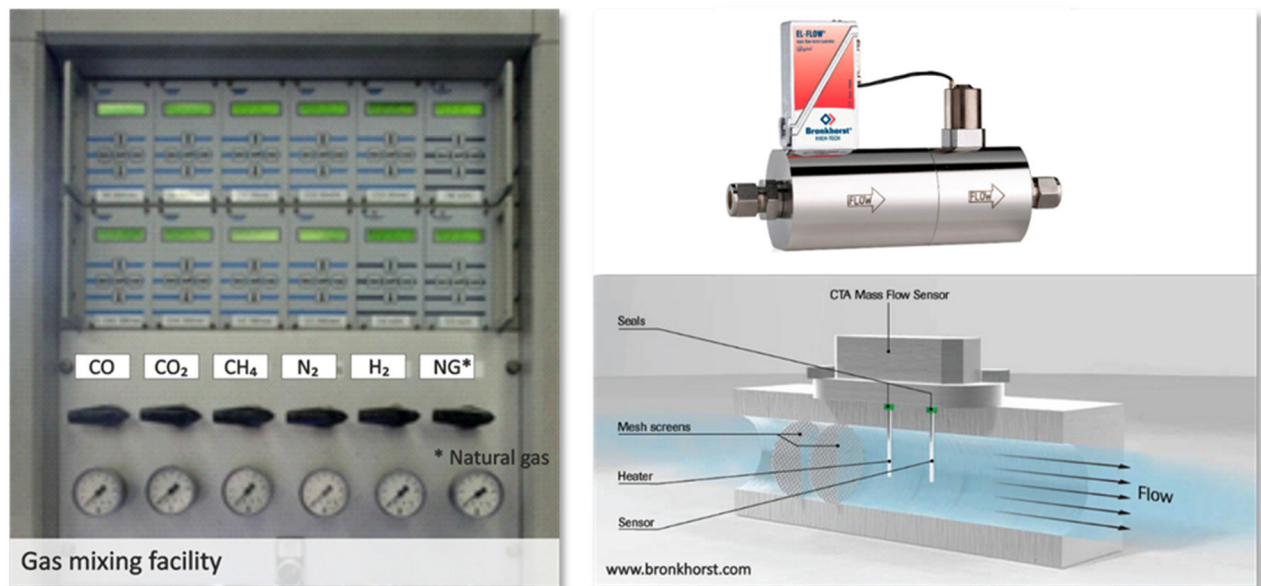


Abbildung 18: GWI-Gasmischer und Massendurchflussregler (Fa. Bronkhorst)

4.5.3 Emissionsmessung

Zur Messung der Abgasemissionen ist ein wassergekühltes Absaugpyrometer verwendet worden. Die Probennahme erfolgte im Kamin der Ofenanlage. Hierbei sind unterschiedliche, miteinander verschaltete Abgasanalysatoren zur Anwendung gekommen, denen die Abgasprobe über einen Filter und einen Messgaskühler zugeführt wurde. Für die Messung von Kohlenmonoxid und Sauerstoff diente ein Analysator vom Typ NGA 2000 des Herstellers Rosemount Analytical; Stickoxide wurden durch ein Messgerät von Eco Physics, Typ CLD 822 S gemessen. Die Kohlenstoffdioxidkonzentration wurde mittels eines Analysators Binos 100, ebenfalls von Rosemount Analytical, ermittelt. Vor der Durchführung jeder Messung wurden die Analysatoren mittels geeigneter Gasgemische kalibriert. Spezifikationen der Geräte sind aus der nachstehenden **Tabelle 6** ersichtlich.

Tabelle 6: Spezifikationen der Messgeräte und der Kalibriergase

Komponente	Messzelle	Messbereich	Messfehler	Kalibriergas
O ₂	paramagnetisch	0 – 25 Vol.-%	± 1 % Skalenendwert	20,9 Vol.-%
CO ₂	NDIR	0 – 15 Vol.-%	≤ 1 % Skalenendwert	14,01 Vol.-%
CO	NDIR	0 – 2.000 ppm	≤ 1 % Skalenendwert	1.918 ppm
NO _x	Chemilumineszenz	0 – 5.000 ppm	≤ 1 % Skalenendwert	4.116 ppm

Neben der Emissionsmessung im Kamin wurden zusätzlich Messungen im Ofenraum durchgeführt. Verwendet wurde hierzu ein weiteres, wassergekühltes Absaugpyrometer, das durch die sieben Zugangsöffnungen in den Ofeninnenraum eingebracht und nach einem konstanten Raster traversiert wurde. Hierdurch sollte die Konzentration der Spezies und die Temperaturen stromab des Brenners in der Mittelebene des Brennraums vermessen werden. Die genaue Lage und die Abstände der Zugangsöffnungen sind **Abbildung 19** entnehmbar.

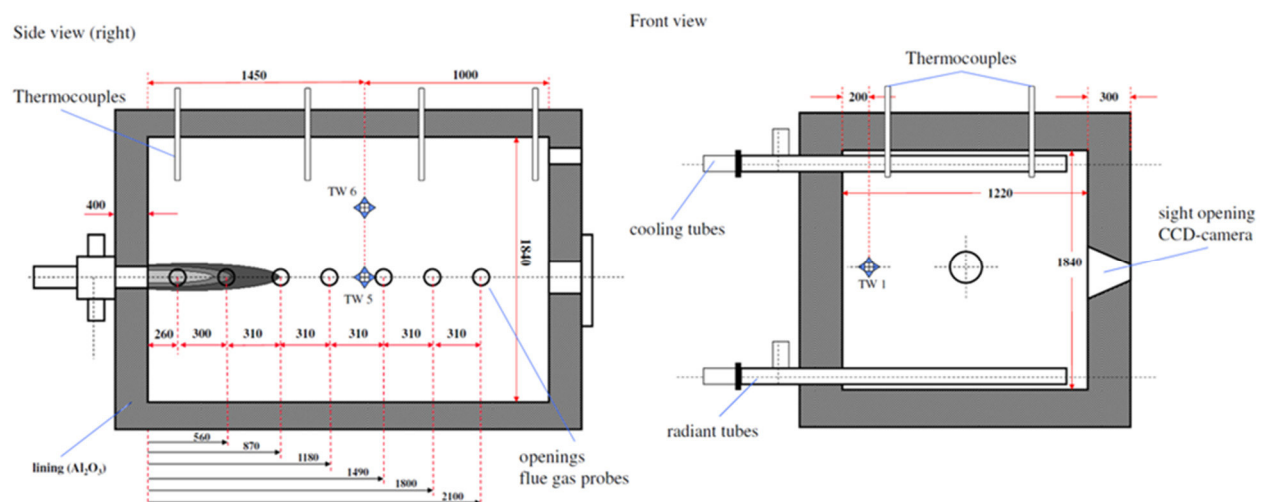


Abbildung 19: Lage der Zugangsöffnungen, Versuchsofen 1

4.5.4 Optische Vermessung der Flamme

Für die optische Beurteilung der Flammenbeschaffenheit kam ein OH-VIS System zur Anwendung. Das zugrundeliegende Prinzip beruht dabei auf der Erfassung von in der Reaktionszone freigesetzter UV-Strahlung.

Die Verbrennung von Kohlenwasserstoffen erfolgt über unterschiedliche Reaktionspfade. Hierbei entsteht eine Vielzahl von Zwischenprodukten der Verbrennung, die teilweise elektromagnetische Strahlung freisetzen.

Während der Existenz der Zwischenprodukte (Radikale) wird UV-Strahlung in einem engen Spektrum von etwa 306 nm emittiert. In diesem Wellenlängenbereich kommen andere Strahlungsquellen, wie etwa die Strahlung der heißen Feuerraumwände, praktisch nicht in Betracht, da diese Strahlung in einem anderen Wellenlängenbereich emittieren. **Abbildung 20** verdeutlicht die Zusammenhänge.

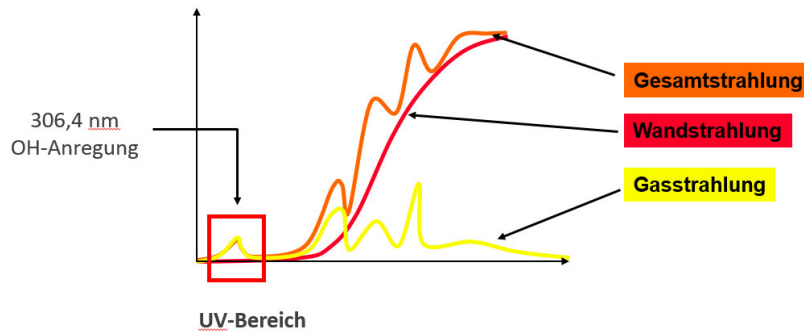


Abbildung 20: Strahlungsquellen in heißen Feuerräumen

Ursächlich für UV-Strahlung in dem genannten Spektrum ist somit das Vorhandensein von OH-Radikalen, die einen unmittelbaren Rückschluss auf die Reaktionszone erlauben.

Das verwendete OH-VIS System umfasst eine Hochgeschwindigkeits-CCD-Kamera, die in der Lage ist, bei einer Auflösung von maximal 1280 x 1024 Pixeln bis zu 70 Einzelbilder pro Sekunde zu erzeugen. Hierdurch ist eine zeitlich und räumlich hochaufgelöste Darstellung von Flammenstrukturen möglich. Das System beinhaltet außerdem ein UV-durchlässiges Objektiv, dem ein Filter vorgesetzt ist, um UV-selektive Bilddaten zu generieren. Zwischen Kamera und Objektiv ist zudem ein Bildverstärker vorgesehen, der für eine ausreichende Signalintensität bei schwachen Strahlungsquellen sorgt. **Abbildung 21** zeigt den Aufbau des OH-VIS Systems.



Abbildung 21: OH-VIS System

Die Steuerung des Kamerasystems und die Datenerfassung erfolgen mittels eines Computers, der über eine entsprechende Hard- und Software verfügt.

4.5.5 Programm Ofenversuche

Die in Deutschland in Betrieb befindlichen Thermoprozessanlagen unterscheiden sich teilweise erheblich hinsichtlich der installierten Prozesssteuerungs- und Überwachungssysteme. Diese Unterschiede sind einerseits getrieben durch die verschiedenen Anforderungen der einzelnen Industriezweige und Prozesse, andererseits gibt es auch innerhalb eines Industriezweiges nicht selten stark differierende Anlagen, auch wenn der zugrundeliegende Thermoprozess vergleichbar ist.

Um die Vielzahl verschiedener Anlagen und ihre technische Ausstattung angemessen zu berücksichtigen, wurden drei verschiedene Versuchsszenarien vorgesehen, die sich bezüglich der Regelung wichtiger Prozessparameter unterscheiden.

Im Szenario 1 werden Änderungen der Brenngasbeschaffenheit nicht berücksichtigt, d. h. eine Änderung der Brennerleistung, die sich zwangsweise bei der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas ergibt, bleibt unbemerkt und die tatsächliche Brennerleistung ist abhängig von der Brenngasbeschaffenheit. Zudem werden auch Änderungen des Restsauerstoffgehaltes, die sich ebenfalls zwangsläufig aufgrund des geringeren Luftbedarfs von H_2 ergeben, nicht kompensiert. Die Volumenströme von Brenngas und Verbrennungsluft bleiben konstant. Dieses Szenario entspricht den technischen Gegebenheiten von älteren Thermoprozessanlagen, die über keine modernen Prozesssteuer- und Regelsysteme verfügen. Bei dieser Art von Anlagen erfolgt üblicherweise eine einmalige Prozesseinrichtung auf Grundlage einer mehr oder weniger bekannten Auslegungsgasbeschaffenheit oder basierend auf Erfahrungswerten und zum Zeitpunkt der Einrichtung herrschenden Verhältnissen. Im weiteren Betrieb derartiger Anlagen werden Korrekturen der Prozesseinstellungen nicht vorgenommen.

Das Szenario 2 unterscheidet sich von dem vorherigen durch das Vorsehen einer Kompensation von Schwankungen der Brennerleistung aufgrund von einer sich ändernden Brenngasbeschaffenheit. Bei wechselnden kalorischen Eigenschaften des Brenngases wird der Brennstoffvolumenstrom nachgeregelt, um eine konstante Brennerleistung gewährleisten zu können. Der Restsauerstoffgehalt im Abgas bleibt bei der Prozessregelung unberücksichtigt, so dass sich trotz einer konstanten Brennerleistung abweichende Luftzahlen einstellen können. Dieses Szenario entspricht Anlagen, die über eine Möglichkeit zur Analyse der Gasbeschaffenheit verfügen, beispielsweise mittels eines Kalorimeters oder eines Gaschromatographen.

Der bezüglich der technischen Ausstattung und Regelung günstigste Fall wird durch das Szenario 3 repräsentiert. Zusätzlich zu der im Szenario 2 vorgesehenen Kompensation der Brennerleistung bei einer variierenden Gasbeschaffenheit werden auch Schwankungen der Luftzahl ausgeregelt. Bei einem sich ändernden Restsauerstoffgehalt des Abgases erfolgt eine Anpassung des Luftvolumenstroms, so dass stets das gleiche Verbrennungsluftverhältnis vorherrscht. Dieses Szenario entspricht modernen Thermoprozessanlagen mit einer Messung der Brenngasbeschaffenheit, einer Messung des O_2 -Gehalts im Abgas und einer entsprechend leistungsfähigen Prozesssteuerung.

4.6 Versuchsergebnisse

4.6.1 Versuchsergebnisse Brennersystem I

Zu Beginn der experimentellen Untersuchungen wurde das Brennersystem I zunächst im Betrieb mit Erdgas ohne Zumischung von Wasserstoff vermessen. Die Zielsetzung hierbei war die Beurteilung des Emissionsverhaltens bei wechselnden Brennerleistungen unter ansonsten konstanten Bedingungen. Sofern bereits eine Leistungsmodulation einen signifikanten Effekt auf die Beschaffenheit der Abgase hat, kann bei Versuchen mit wechselnden Erdgas/Wasserstoffgemischen nicht mit Sicherheit geklärt werden, ob etwaige Unterschiede im Emissionsverhalten auf das Brenngasgemisch selbst oder auf sich daraus ergebende Abweichungen der Brennerleistung zurückzuführen sind. Insofern handelt es sich hierbei um Vorversuche zur Klärung dieser Fragestellung.

Die Ergebnisse der Versuchsreihe für eine Luftzahl von 1,05 und eine Ofenraumtemperatur von 700 °C sind in **Abbildung 22** wiedergegeben.

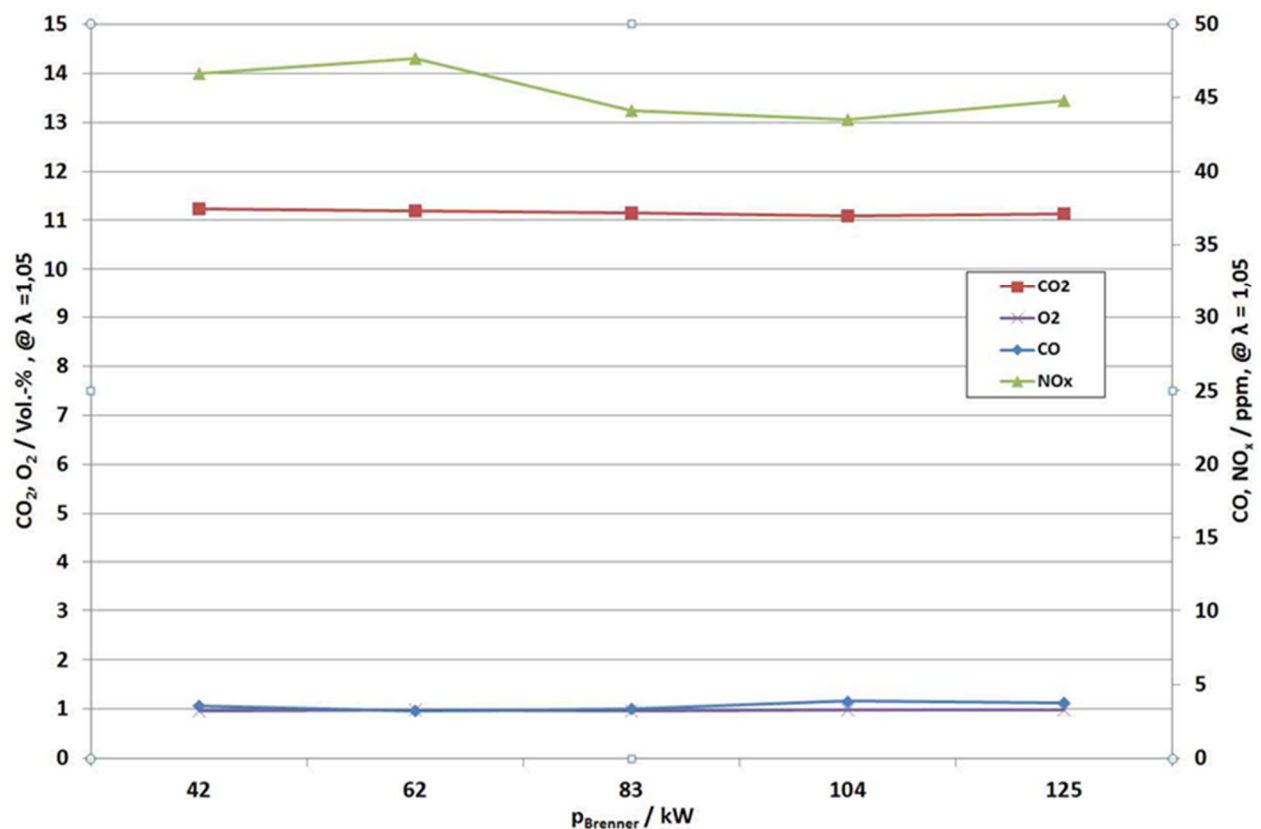


Abbildung 22: Trockene Abgasemissionen als Funktion der Brennerleistung, Brennersystem I, Brenngas: Erdgas, $\lambda = 1,05$

Es ist erkennbar, dass die gemessenen Spezieskonzentrationen über den gesamten betrachteten Leistungsbereich von 42 bis 125 kW allenfalls geringe Schwankungen aufweisen. Die Konzentrationen von CO_2 und CO variieren praktisch nicht. Bei den Stickoxiden lassen sich geringe Schwankungen in der Größenordnung weniger ppm feststellen, was vordergründig auf die Einflüsse einer

wechselnden Flammenposition aufgrund der Leistungsmodulation zurückzuführen ist. Dies bedingt letztlich auch Unterschiede bei der Verbrennungstemperatur, die vorliegend den wesentlichen Faktor bei der Stickoxidbildung (thermischer Bildungspfad) darstellt. Die stabilen Sauerstoffkonzentrationen des Abgases sind ein Indiz für konstante Versuchsbedingungen bei allen Lastpunkten des Brennersystems. Insgesamt scheinen wechselnde Brennerleistungen kaum einen Effekt auf das Emissionsverhalten zu haben. Die Aussagekraft von Versuchen mit Erdgas/H₂-Gemischen sollte daher durch den Parameter Brennerleistung nicht wesentlich beeinflusst werden.

In der Folge wurden weitere Untersuchungen mit Erdgas/Wasserstoffgemischen mit einem Volumenanteil bis jeweils 50 % entsprechend der in **Tabelle 1** aufgeführten Abstufungen durchgeführt. **Abbildung 23** veranschaulicht die Messwerte der Abgasemissionen für das Szenario 1, d. h. für konstante Volumenströme von Brenngas und Verbrennungsluft. Dargestellt sind die trockenen Spezieskonzentrationen des Rohabgases.

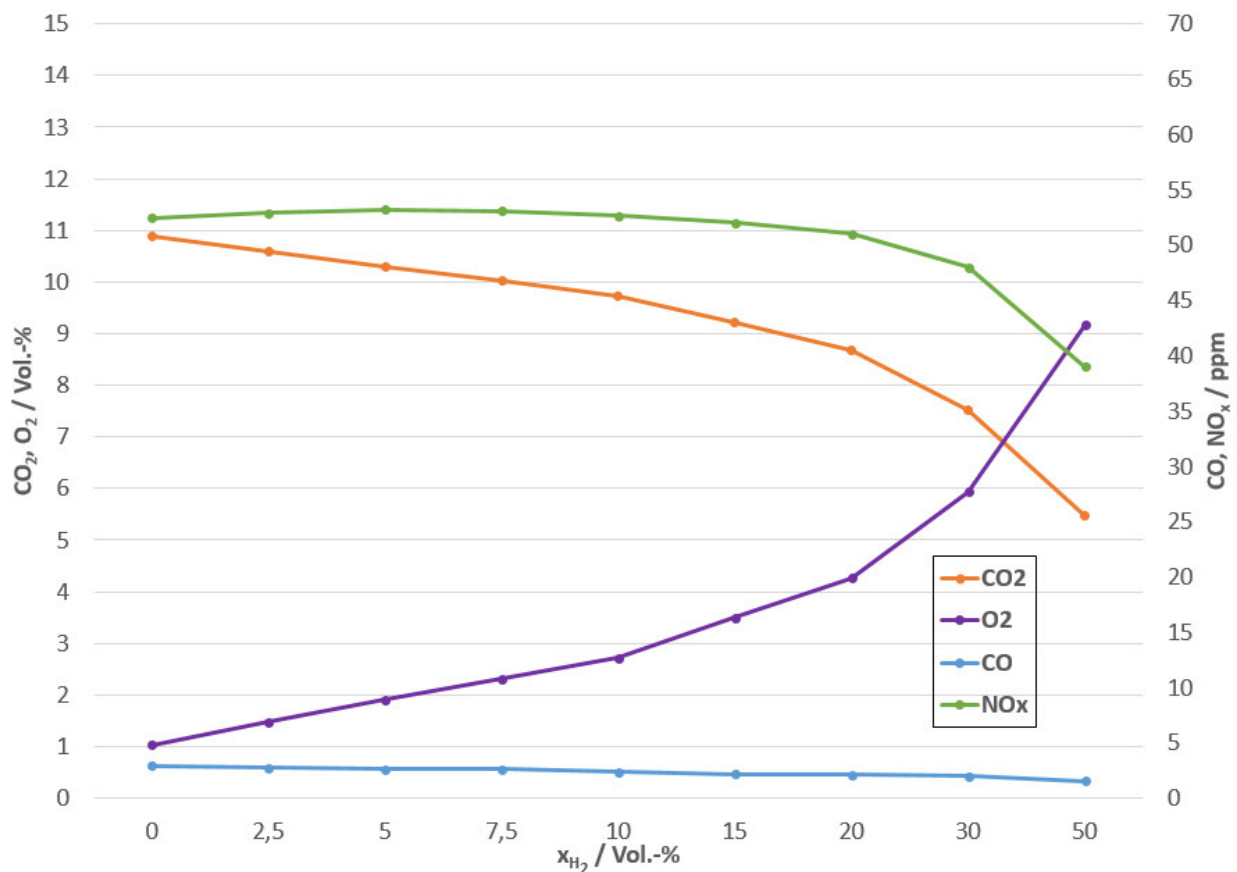


Abbildung 23: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H₂-Anteils, Brennersystem I, Szenario 1, $T_{\text{Ofen}} \approx 700 \text{ °C}$

Auffällig bei den Messwerten ist ein starker Anstieg des Sauerstoffgehalts im Abgas bei zunehmenden H₂-Anteil des Brenngases. Die Brennerleistung sinkt proportional zum Wasserstoffgehalt aufgrund des geringeren Heizwertes des Gasgemischs. Zudem ist auch der Verbrennungsluftbedarf von Wasserstoff geringer als der des Erdgases. Bei einem konstanten Luft- und Brenngasvo-

lumenstrom führt eine Wasserstoffanreicherung zwangsläufig zu einem erhöhten Luftüberschuss der Verbrennung. Dies verursacht eine Verdünnung der übrigen Spezies des Abgases, wobei der starke Rückgang der Kohlendioxidkonzentration gleichermaßen auch auf den sinkenden Kohlenstoffgehalt des Brenngases zurückzuführen ist. Anstelle von CO_2 wird hier in zunehmendem Maße Wasserdampf als Produkt der Oxidation von H_2 gebildet. Bemerkenswert ist die Zunahme der Stickoxide im Abgas im Bereich bis etwa 7,5 Vol.-% Wasserstoff. Offenbar steigt die NO_x -Bildungsrate derart, dass der erhöhte Luftüberschuss zunächst nicht zu einer erkennbaren Verdünnung führt. Der Gehalt des Kohlendioxids im Abgas ist insgesamt niedrig und liegt im Bereich der zu erwartenden Messfehler der verwendeten Geräte.

Für eine genauere Beurteilung des Einflusses des Wasserstoffanteils im Brenngas auf das Emissionsverhalten des Brennersystems ist ein Bezug der gemessenen Konzentrationen auf einen konstanten Restsauerstoffgehalt des Abgases, hier 1 Vol.-% trocken, zweckmäßig, da der Effekt der Verdünnung hierdurch weitestgehend eliminiert wird. **Abbildung 24** zeigt die Messergebnisse der Versuchsreihe für einen konstanten O_2 -Gehalt unter ansonsten gleichen Bedingungen.

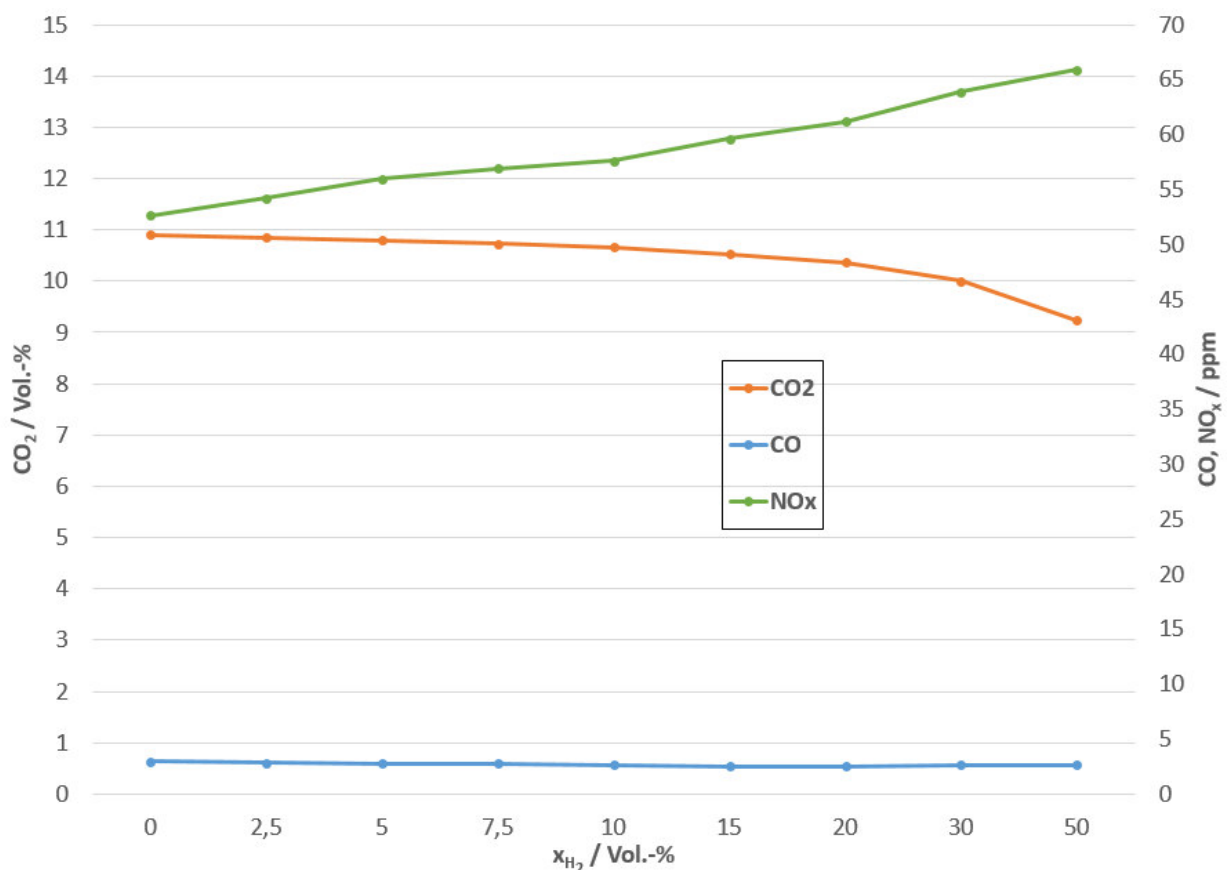


Abbildung 24: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem I, Szenario 1, bezogen auf 1 Vol.-% O_2 , $T_{\text{Ofen}} \approx 700^\circ\text{C}$

Ohne Verdünnung fällt die Abnahme der CO_2 -Konzentration des Abgases deutlich geringer aus. Für das Kohlendioxid lässt sich bei einem H_2 -Anteil von 50 Vol.-% lediglich ein Rückgang von etwa 1,7 Vol.-% feststellen. Auf die Bildung von Kohlenmonoxid hat die Zumischung von Wasserstoff beim Brennersystem I offensichtlich keinen erkennbaren Einfluss. Der Anteil der Stickoxide erhöht sich hingegen ohne die Wirkung der Verdünnung mit Luft deutlich. Bei einer Substitutionsrate von 10 Vol.-% (Grenze gemäß DVGW-Regelwerk) erhöht sich die NO_x -Konzentration bereits um etwa 5 %, bei einem H_2 -Anteil von 50 Vol.-% erhöht sich die Stickoxidkonzentration um mehr als 13 ppm, entsprechend einem Gesamtzuwachsrate von circa 25 %.

Zur Vermeidung von Messfehlern aufgrund von Querempfindlichkeiten einzelner Messzellen gegenüber Wasser erfolgten sämtliche Messungen mit getrockneten Abgasproben. Bei hohen Substitutionsraten ist der Wasserdampfanteil des Abgases jedoch nicht unerheblich, weshalb die Messwerte der trockenen Abgasproben zwangsläufig leicht von den realen Verhältnissen abweichen. Zur Beurteilung dieser Differenzen wurde ergänzend zu den Messungen eine Berechnung der zu erwartenden Konzentrationen von CO_2 , H_2O und N_2 für die untersuchten Gasgemische durchgeführt. **Abbildung 25** verdeutlicht die Ergebnisse der Berechnung.

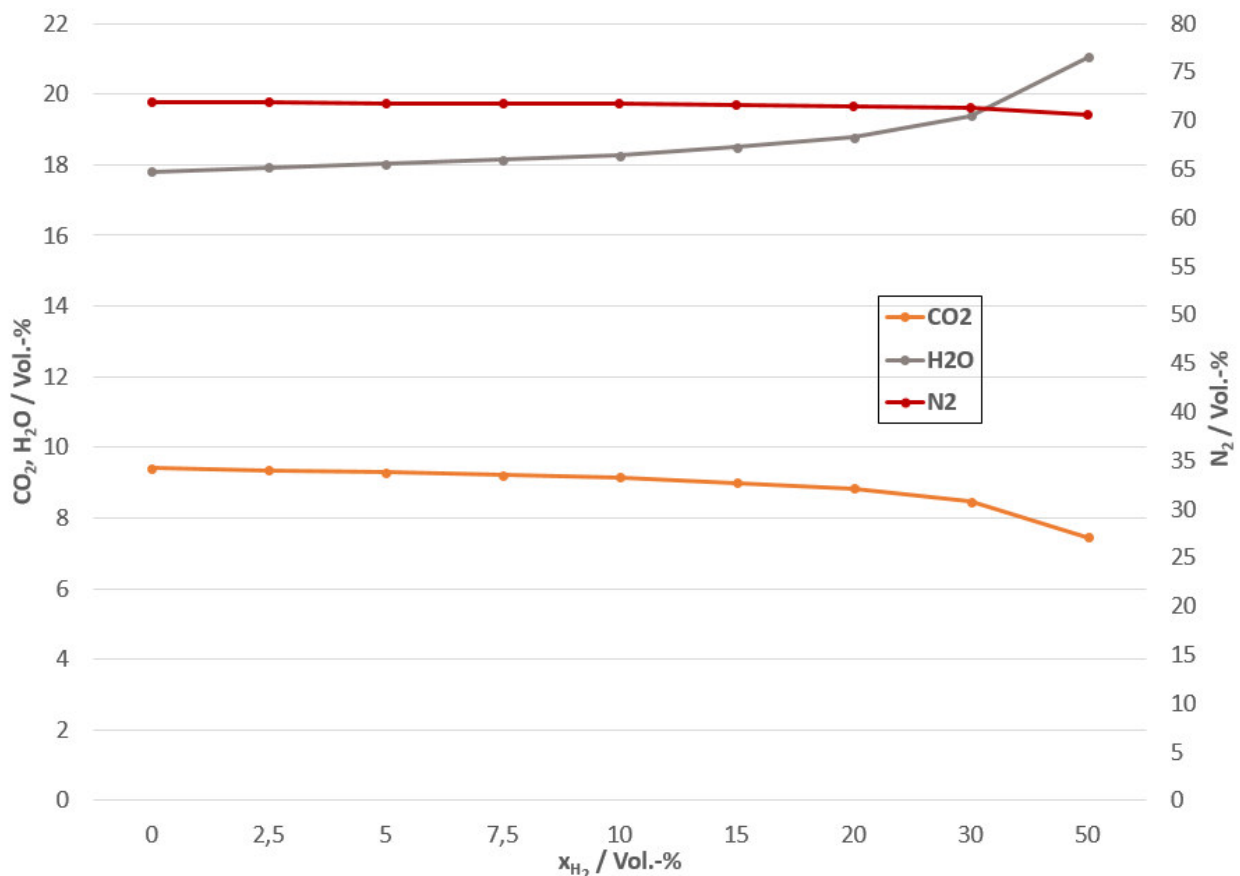


Abbildung 25: Berechnete, feuchte Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem I, bezogen auf 1 Vol.-% O_2

Bereits beim Betrieb mit reinem Erdgas liegt der Wasserdampfanteil des Abgases bei über 17 Vol.-%. Durch die Zumischung von Wasserstoff erhöht sich dieser Anteil bei einer Zumischrate von 10 Vol.-% H_2 auf 18,25 Vol.-%, bei einer Zumischung von 50 Vol.-% H_2 beträgt der H_2O -Anteil

etwa 21 Vol.-%. Durch die Abscheidung des Wasserdampfes kommt es zu einer Konzentrations-
erhöhung der gemessenen Spezies. Die trockenen gemessenen CO_2 -Konzentrationen sind im Mittel
etwa 1,5 Vol.-% höher als die Anteile des feuchten Abgases.

Im weiteren Verlauf der experimentellen Untersuchungen wurde das Abgasverhalten des Bren-
nersystems I unter Bedingungen gemäß des Szenarios 2 analysiert. Dabei wurde der Brenngas-
volumenstrom derart nachgeregelt, dass auch bei einer Wasserstoffzumischung $p_{\text{Brenner}} = \text{const.}$
gilt. Die Ergebnisse der Messung der trockenen Rohemissionen sind der **Abbildung 26** entnehm-
bar.

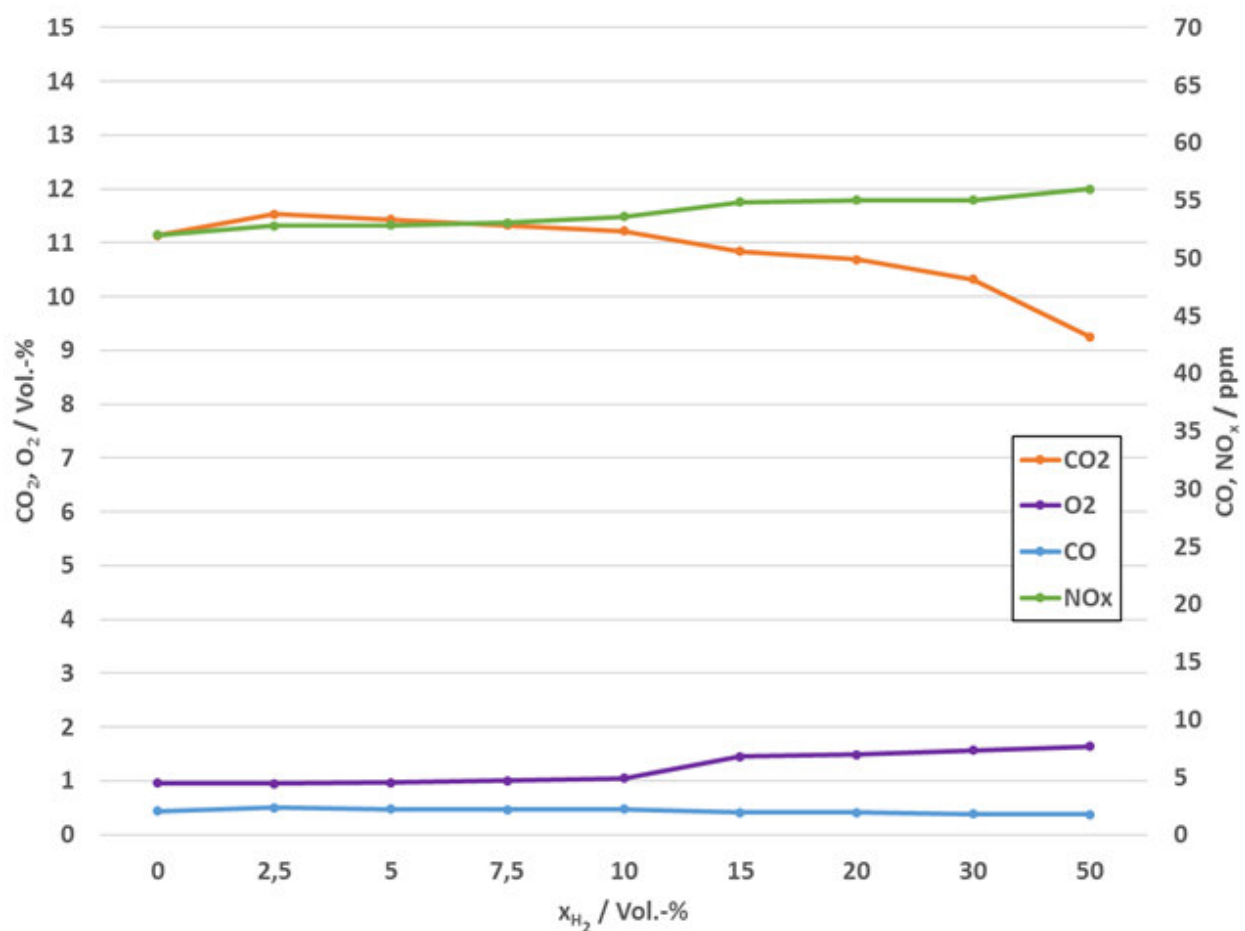


Abbildung 26: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem I, Szenario 2, $T_{\text{Ofen}} \approx 700^\circ\text{C}$

Im Vergleich mit den in **Abbildung 23** dargestellten Ergebnissen des Szenarios 1 lassen sich eben-
falls eine Verdünnung des Abgases mit Luft und eine Verminderung der Konzentration von Koh-
lendioxid bei zunehmenden H_2 -Anteilen im Brenngas feststellen. Allerdings sind diese Effekte
hier deutlich geringer ausgeprägt. Die Zunahme des Sauerstoffgehalts im Abgas liegt bei einer
Zumischung von 10 Vol.-% H_2 im Bereich $\ll 1$ Vol.-%, bei einer Zumischung von 50 Vol.-% ist zwar
ein O_2 -Zuwachs erkennbar, aber auch dieser ist kleiner als 1 Vol.-%. Die Stickoxidkonzentration
vergrößert sich über den gesamten betrachteten Bereich mit zunehmendem H_2 -Anteil, die er-
reichten Konzentrationen sind jedoch moderat. Eine günstigere Möglichkeit zur Beurteilung der

Schadstoffkonzentrationen mit Bezug auf einen konstanten Restsauerstoffgehalt ergibt sich aus **Abbildung 27**.

Bei einem H_2 -Anteil des Brenngases von 10 Vol.-% erhöht sich Stickoxidkonzentration um etwa 1,6 ppm ausgehend vom Betrieb mit reinem Erdgas. Bei 50 Vol.-% Wasserstoff werden circa 5 ppm mehr erreicht. Gegenüber Szenario 1 zeigen sich beim Vergleich der Rohemissionen mit den bezogenen Abgaskonzentrationen deutlich geringe Abweichungen, der Überschuss der Verbrennungsluft basiert alleine auf dem geringeren Luftbedarf der Erdgas/ H_2 -Gemische. Die Konzentrationen des Kohlendioxids sind vergleichbar mit denen des Szenarios 1, ohne Verdünnung ist die CO_2 -Konzentration unter den gegebenen Bedingungen alleine abhängig vom Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs.

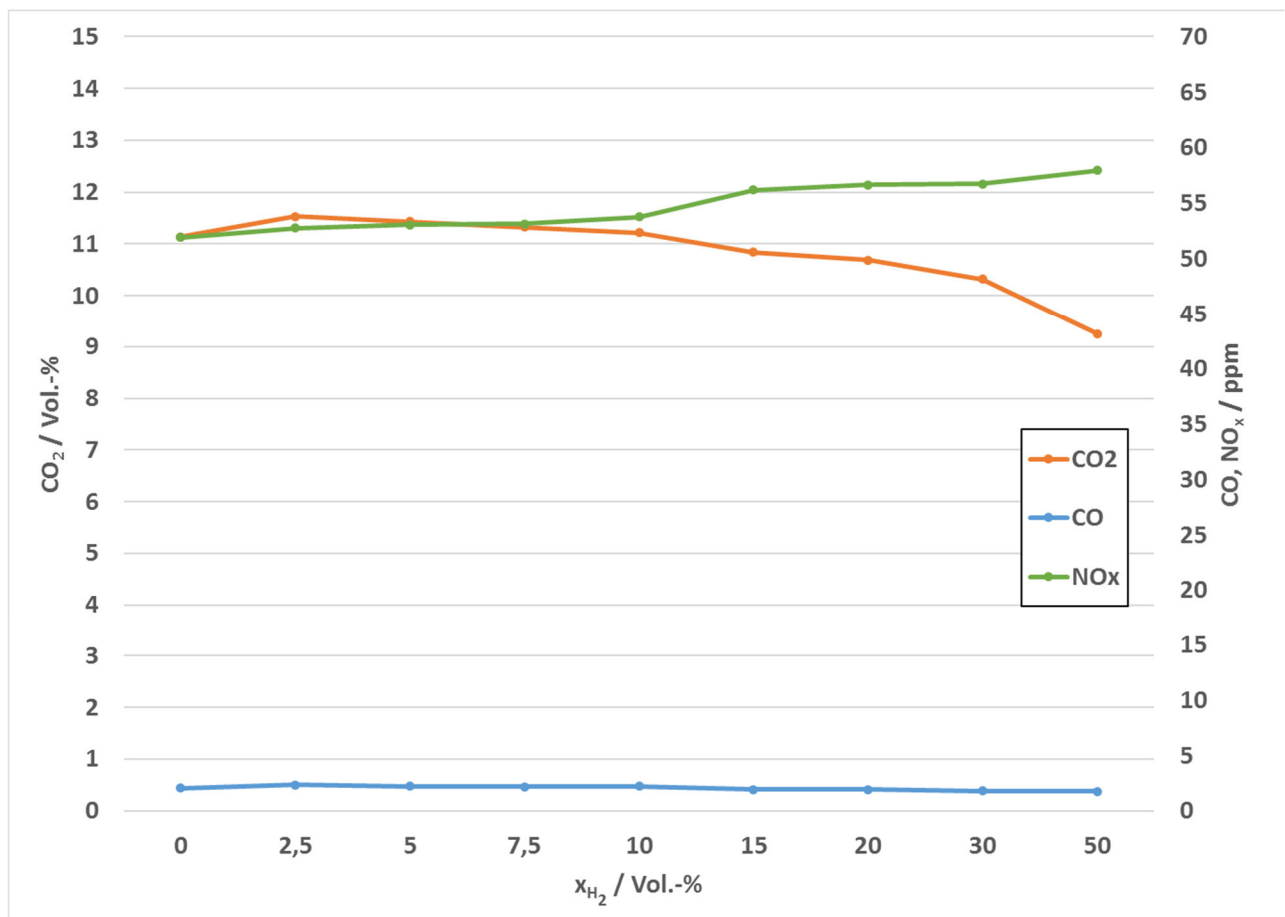


Abbildung 27: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem I, Szenario 2, bezogen auf 1 Vol.-% O_2 , $T_{Ofen} \approx 700\text{ °C}$

In einer weiteren Versuchsreihe wurde das Emissionsverhalten des Brenners für den Betrieb gemäß Szenario 3 untersucht. Dabei wurden die Volumenströme von Verbrennungsluft und Brenngas nachgeführt, um die Kriterien $P_{\text{Brenner}} = \text{const.}$ und $\lambda = \text{const.}$ zu erfüllen. **Abbildung 28** zeigt die gemessenen Konzentrationen des trockenen Rohabgases.

Bei einer Kompensation der durch die H_2 -Zumischung auftretenden Effekte unterscheidet sich das Verbrennungsverhalten der Erdgas/Wasserstoffgemische nicht wesentlich von dem des reinen Erdgases. Es lässt sich eine Abnahme der CO_2 -Konzentration in Folge des sinkenden Kohlenstoffgehalts feststellen. Darüber hinaus kommt es bei einem wachsendem H_2 -Anteil des Brenngases zu einer moderaten Zunahme des Stickoxidgehalts im Abgas. Bei einem Wasserstoffanteil von 50 Vol.-% liegt der Stickoxidgehalt im Vergleich zum Betrieb mit Erdgas nur um wenige ppm höher.

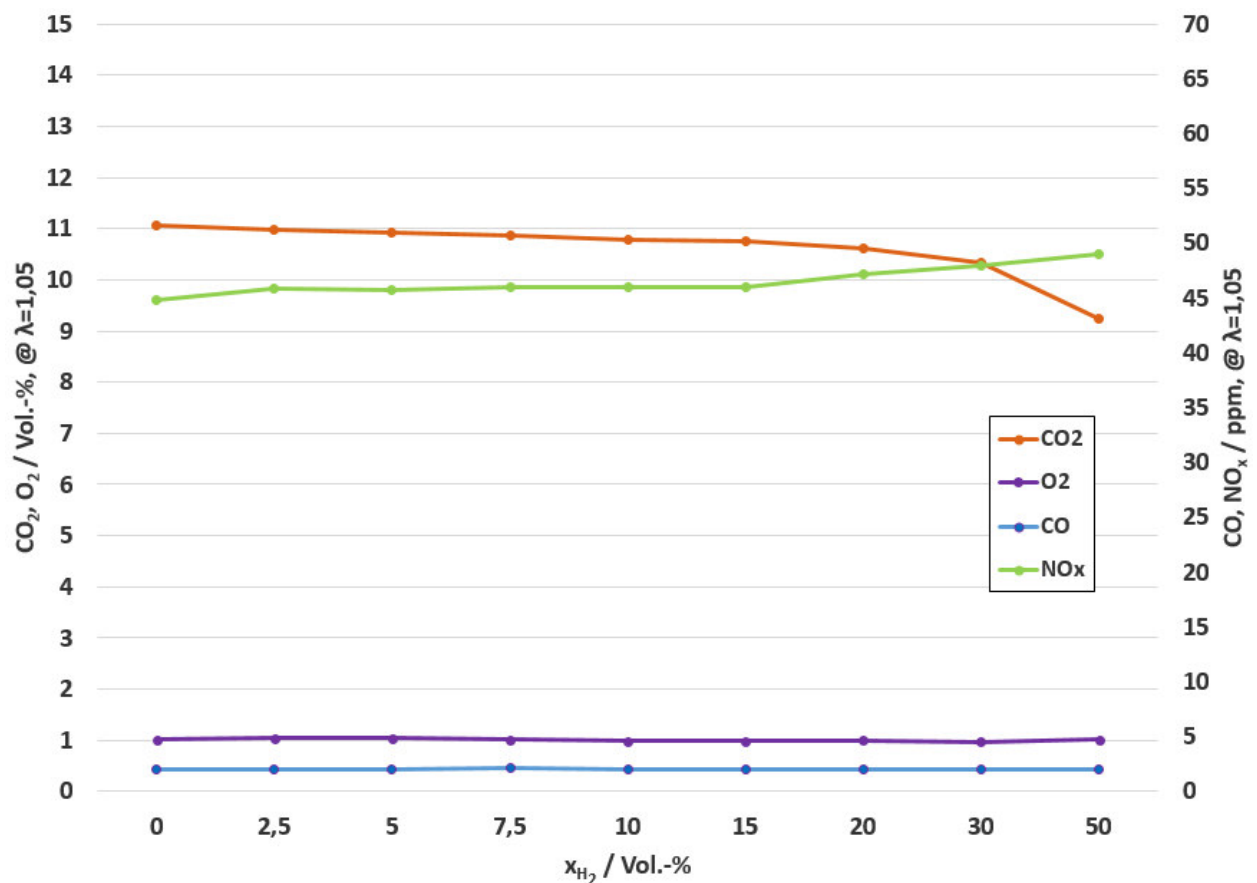


Abbildung 28: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} \approx 700^\circ\text{C}$

Ein Bezug auf 1 Vol.-% O_2 wurde hier nicht vorgenommen, da die Luftzahl und damit der Sauerstoffgehalt im Abgas konstant gehalten wurden.

4.6.2 Versuchsergebnisse Brennersystem II

Analog zum Vorgehen bei der Untersuchung des Brennersystems I wurde auch das Brennersystem II in Bezug auf das Emissionsverhalten im Betrieb mit verschiedenen Erdgas/H₂-Gemischen untersucht. Zu Beginn erfolgte zunächst eine Analyse der Abgasemissionen im Erdgasbetrieb bei verschiedenen Laststufen zur Beurteilung des Einflusses der Brennerleistung auf die Beschaffenheit des Abgases. Die Ergebnisse der Versuche sind in **Abbildung 29** dargestellt.

Im Gegensatz zu dem Brennersystem I zeigen sich teilweise kleinere Abweichungen des O₂-Gehalts. Gemäß der Zielluftzahl von 1,05 sollte sich der Sauerstoffgehalt in einem Bereich bei etwa 1 Vol.-% im trockenen Abgas bewegen. Es wurden jedoch vereinzelt Werte mit Konzentrationen von bis zu 1,7 Vol.-% O₂ gemessen. Ursächlich hierfür ist die onboard-Regelung des Brennersystems, die keine unabhängige Einstellung von Verbrennungsluft- und Brenngasvolumenstrom erlaubt. Die Leistung kann nur innerhalb fester Stufen variiert werden, wobei die Volumenstromregelung mittels ansteuerbarer Drosselorgane erfolgt. Für jede Laststufe werden zwei fixe Positionen der Drosselorgane für Verbrennungsluft und Brenngas vorgesehen. Im Rahmen mehrerer Versuchsreihen konnte auch trotz manueller Eingriffe in den Regler kein lineares Regelverhalten erreicht werden. Die gemessenen Fluktuationen sind daher systembedingt und unvermeidbar.

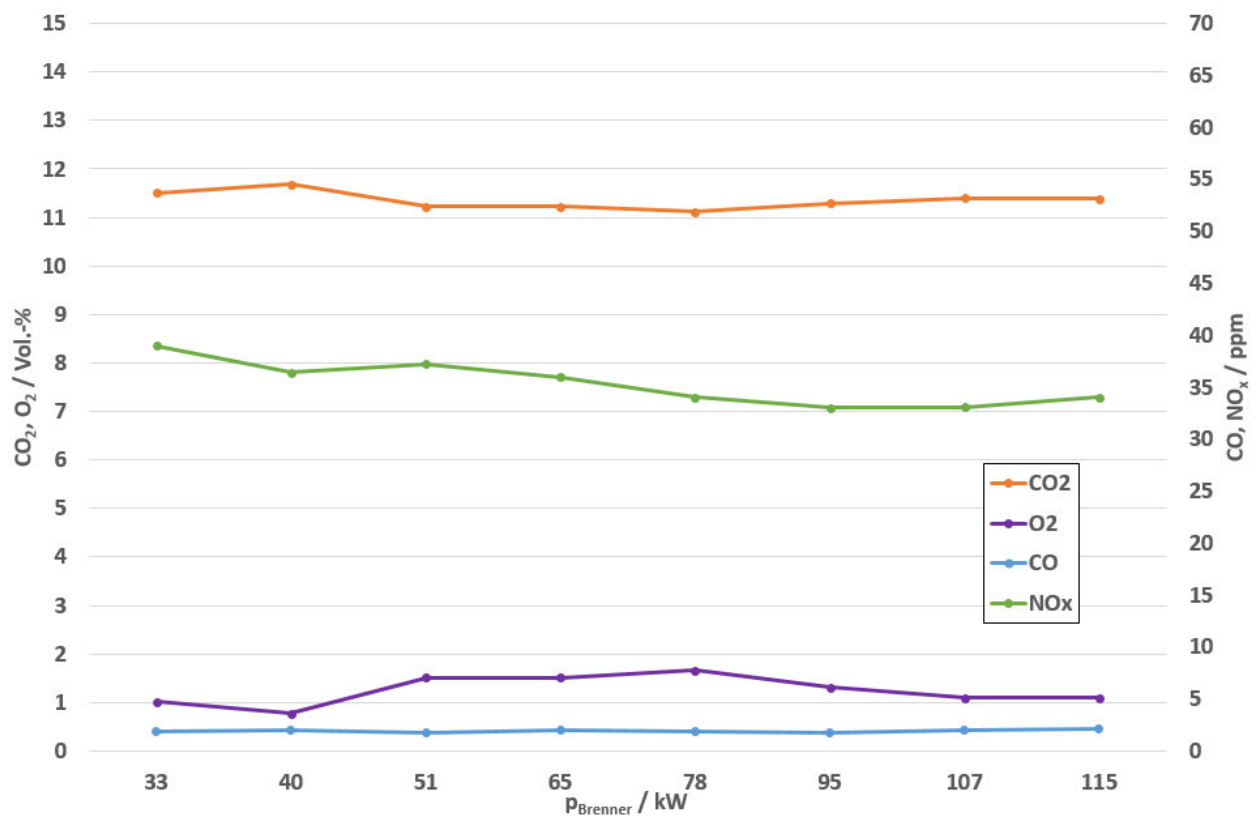


Abbildung 29: Trockene Abgasemissionen als Funktion der Brennerleistung, Brennersystem 2, Brenngas: Erdgas. $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} \approx 700 \text{ }^{\circ}\text{C}$

Da nicht eindeutig ist, ob die Schwankungen der Spezies CO_2 und NO_x alleine auf die Verdünnung des Abgases mit Verbrennungsluft zurückzuführen sind, oder ob die Variation der Brennerleistung einen Einfluss hat, wurden die gemessenen Werte auf einen konstanten Restsauerstoffgehalt bezogen. Die Ergebnisse sind aus **Abbildung 30** ersichtlich.

Nach Elimination der Verdünnung zeigt sich eine konstante Kohlendioxidkonzentration im Abgas, bei den Stickoxiden lassen sich, genau wie bei dem Brennersystem I, leichte Schwankungen in der Größenordnung weniger ppm feststellen, die in erster Linie auf wechselnde Flammenpositionen zurückzuführen sind. Auch bei diesem Brennersystem sind die Kohlenmonoxidkonzentrationen insgesamt sehr niedrig und unabhängig von der Brennerleistung.

Da bei diesem Brennersystem keine unabhängige Variation von Verbrennungsluft und Brenngas erreicht werden kann, ist ein Betrieb entsprechend der Szenarien 2 und 3 nicht realisierbar. Aufgrund dessen beschränken sich die experimentellen Untersuchungen des Brennersystems II auf das Szenario 1. Hierbei wird ausgehend von einer fixen Laststufe das Brenngasgemisch variiert. Das nichtlineare Verhalten des Reglers spielt somit keine Rolle. **Abbildung 31** zeigt die Versuchsdaten.

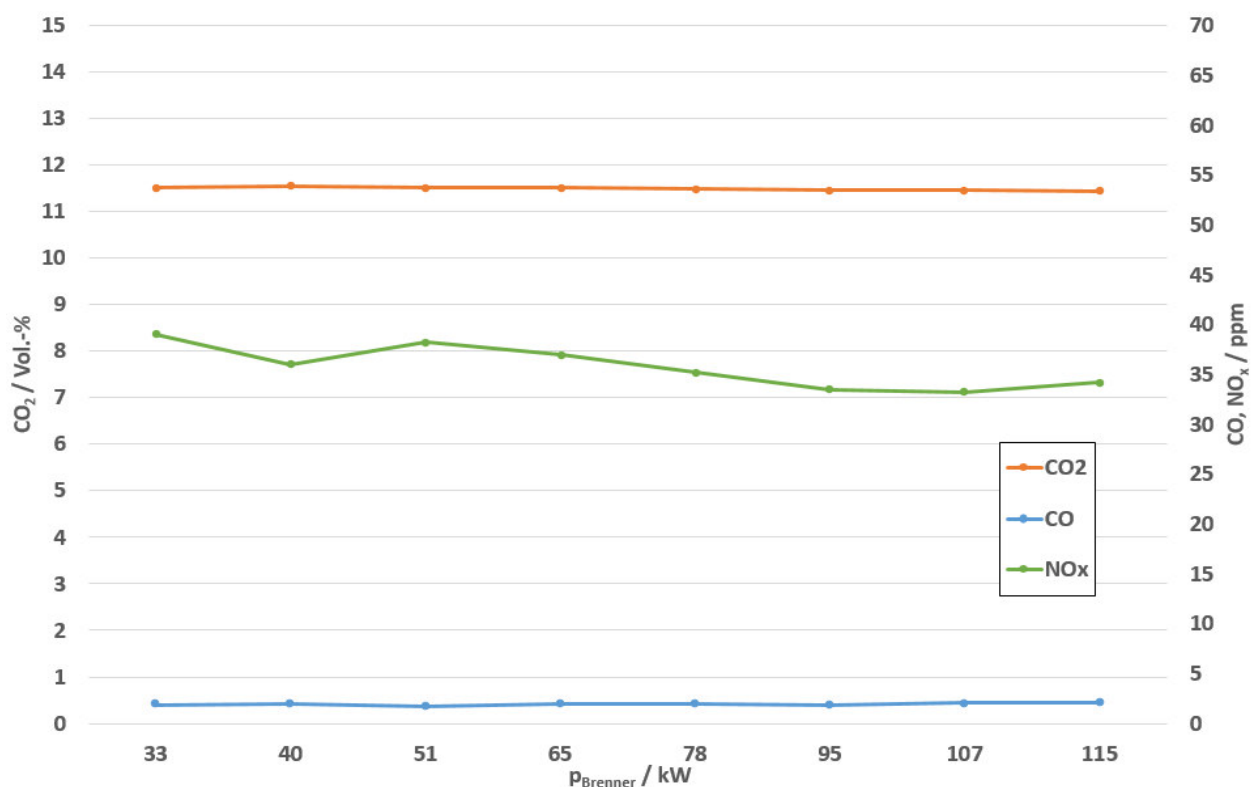


Abbildung 30: Trockene Abgasemissionen als Funktion der Brennerleistung, Brennersystem 2, Brenngas: Erdgas. Bezogen auf 1 Vol.-% O_2 , $T_{\text{Ofen}} \approx 700^\circ\text{C}$

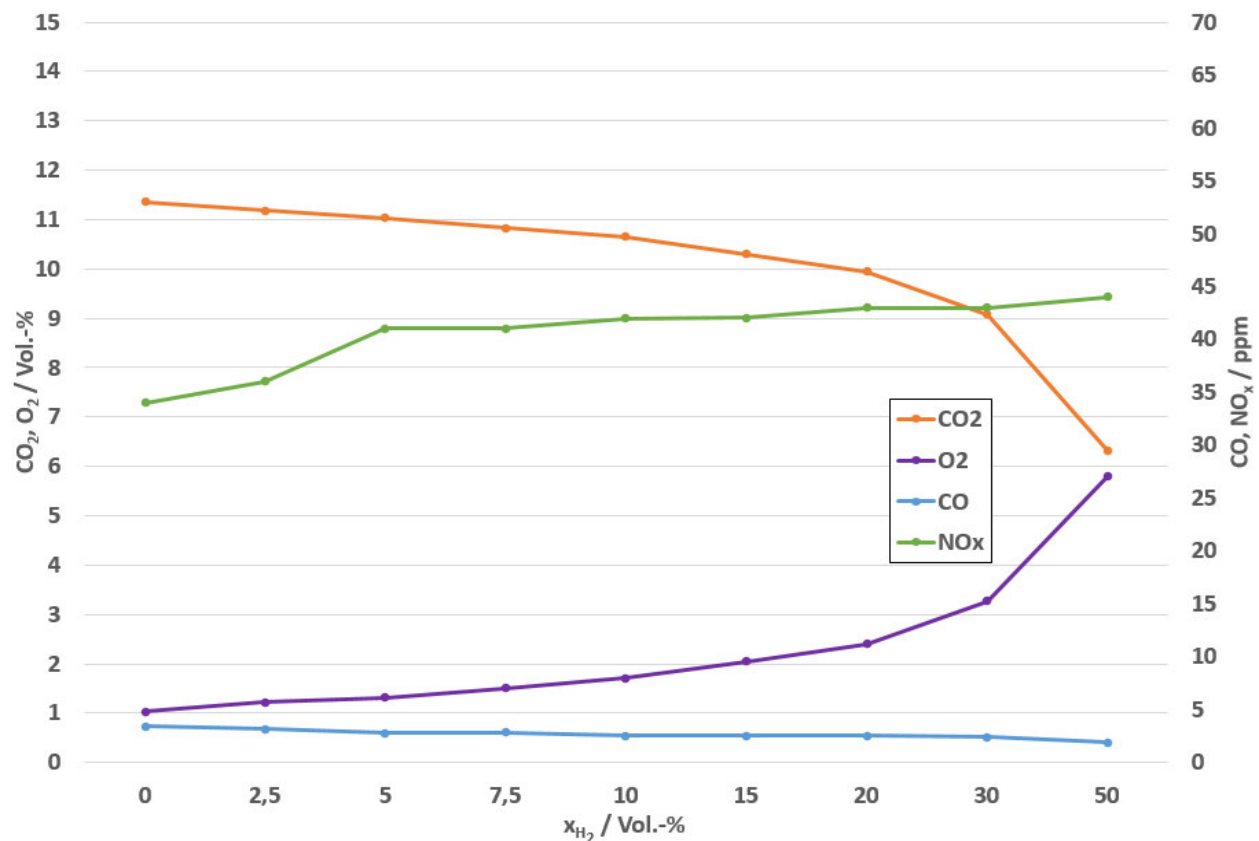


Abbildung 31: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem II, Szenario 1, $T_{\text{Ofen}} \approx 700 \text{ } ^\circ\text{C}$

Auch beim Brennersystem II zeigt sich eine starke Verdünnung des Abgases mit überschüssiger Verbrennungsluft, die zu einer Abnahme der Konzentrationen der übrigen Spezies führt. Interessant ist die Zunahme der Stickoxidkonzentration bei steigendem H_2 -Anteil, die trotz der Verdünnung mit Luft recht deutlich ist. Für eine differenziertere Betrachtung wurden auch hier die gemessenen Konzentrationen auf einen konstanten Restsauerstoffgehalt bezogen. **Abbildung 32** verdeutlicht die Ergebnisse.

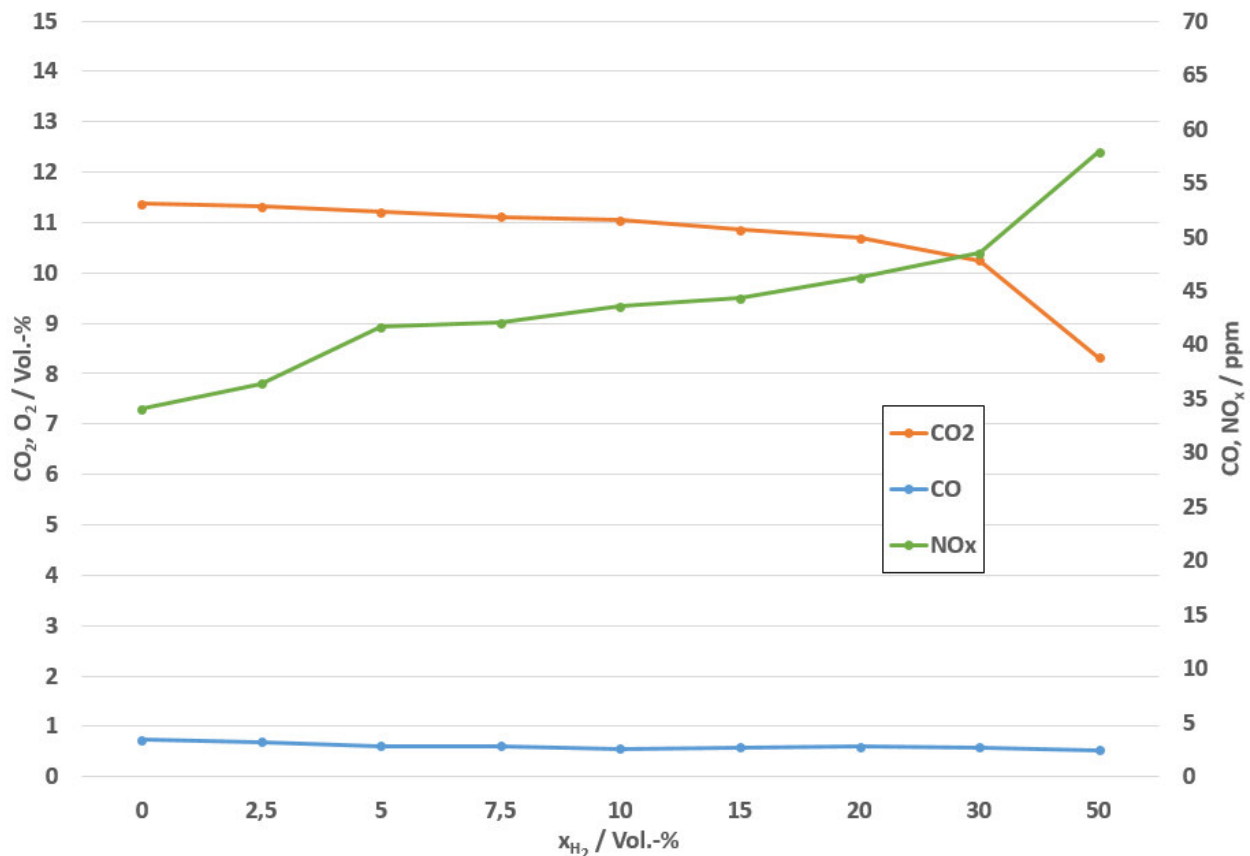


Abbildung 32: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem II, Szenario 1, bezogen auf 1 Vol.-% O_2 , $T_{\text{Ofen}} \approx 700^\circ C$

Entsprechend den Resultaten mit dem zuvor betrachteten Brennersystem, fällt auch hier ohne Verdünnung die Abnahme der CO_2 -Konzentration des Abgases deutlich geringer aus. Bei den Stickoxiden kann bereits bei 10 vol.-% H_2 im Brenngas eine Erhöhung um circa 10 ppm gemessen werden, bei einem Wasserstoffanteil von 50 Vol.-% beträgt der Zuwachs fast 24 ppm. Die Gesamtzuwachsrate liegt somit bei annähernd 59 %. Gegenüber dem Brennersystem I hat sich die Zuwachsrate der Stickoxide somit mehr als verdoppelt. Offensichtlich wirkt sich die Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas bei dem Gebläsebrenner besonders ungünstig auf das NO_x -Emissionsverhalten aus.

4.6.3 Versuchsergebnisse Brennersystem III

In einer weiteren Versuchsreihe wurde das Emissionsverhalten des Brennersystems III im Betrieb mit Erdgas/ H_2 -Gemischen untersucht. Die flammenlose Oxidation bedingt hohe Impulse der Brenngas- und Luftströmung. Ein Betrieb in Leistungsbereichen weit unter der Nennlast ist nur bedingt möglich. Dies gilt besonders, wenn das hohe NO_x -Minderungspotential der FLOX[®]-Technologie voll ausgeschöpft werden soll. Versuche bei wechselnden Brennerleistungen zur Beurteilung des Emissionsverhaltens sind daher wenig sinnvoll, weshalb das Brennersystem ausschließlich im Mischgasbetrieb vermessen wurde. **Abbildung 33** gibt einen Überblick über die Messungen für das Szenario 1.

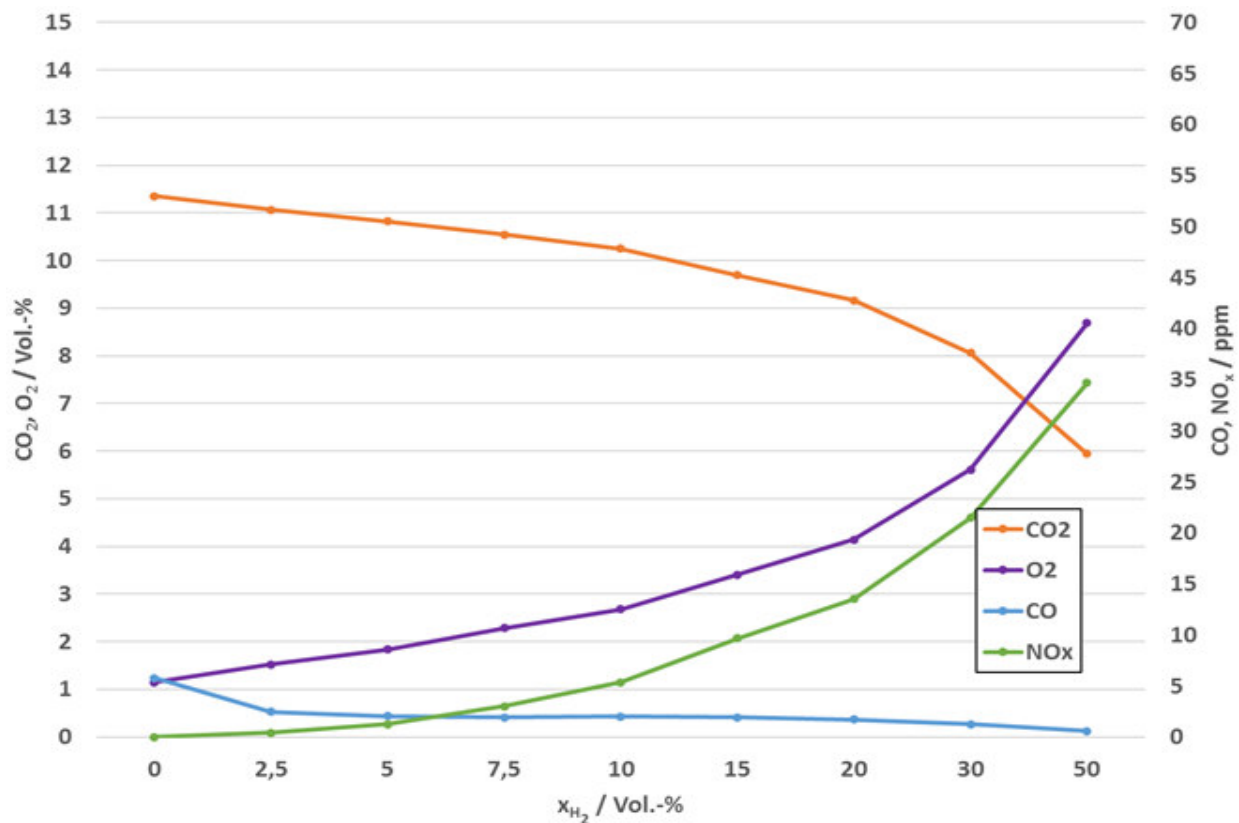


Abbildung 33: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem III, Szenario 1, $T_{\text{Ofen}} \approx 700^\circ\text{C}$

Die gemessenen Spezieskonzentrationen weisen Konzentrationsverläufe auf, die denen der Brennersysteme I und II vergleichbar sind. Es lassen sich sowohl die Wirkungen der Verdünnung mit überschüssiger Verbrennungsluft erkennen, als auch eine starke Zunahme der Stickoxide. In Betriebspunkten mit reinem Erdgas und bei geringen H_2 -Anteilen lassen sich NO_x -Konzentrationen im einstelligen ppm-Bereich feststellen, was das hohe Stickoxidminderungspotential dieses Verbrennungskonzeptes unterstreicht. Höhere H_2 -Anteile führen trotz der Verdünnung mit Luft zu deutlich größeren Stickoxidemissionen. Zur Beurteilung des Emissionsverhaltens ohne Verdünnung sind die auf eine konstante Restsauerstoffkonzentration bezogenen Ergebnisse in **Abbildung 34** dargestellt.

Bei konstantem O_2 -Bezug fällt der Zuwachs der Stickoxidkonzentration noch größer aus. Ein H_2 -Anteil von 10 Vol.-% führt zu einem Zuwachs von mehr als 5 ppm, bei 50 Vol.-% Wasserstoff im Erdgas erreicht die Konzentration etwa 55 ppm. Im Vergleich mit den zuvor betrachteten Brennersystemen ist ein Rückgang der ohnehin niedrigen CO-Konzentrationen mit zunehmendem Wasserstoffanteil festzustellen. Insgesamt überwiegt jedoch die starke Erhöhung der NO_x -Emissionen. Bei großen Wasserstoffanteilen ist die Wirkung der flammenlosen Oxidation als Low- NO_x -Technologie praktisch nicht mehr vorhanden.

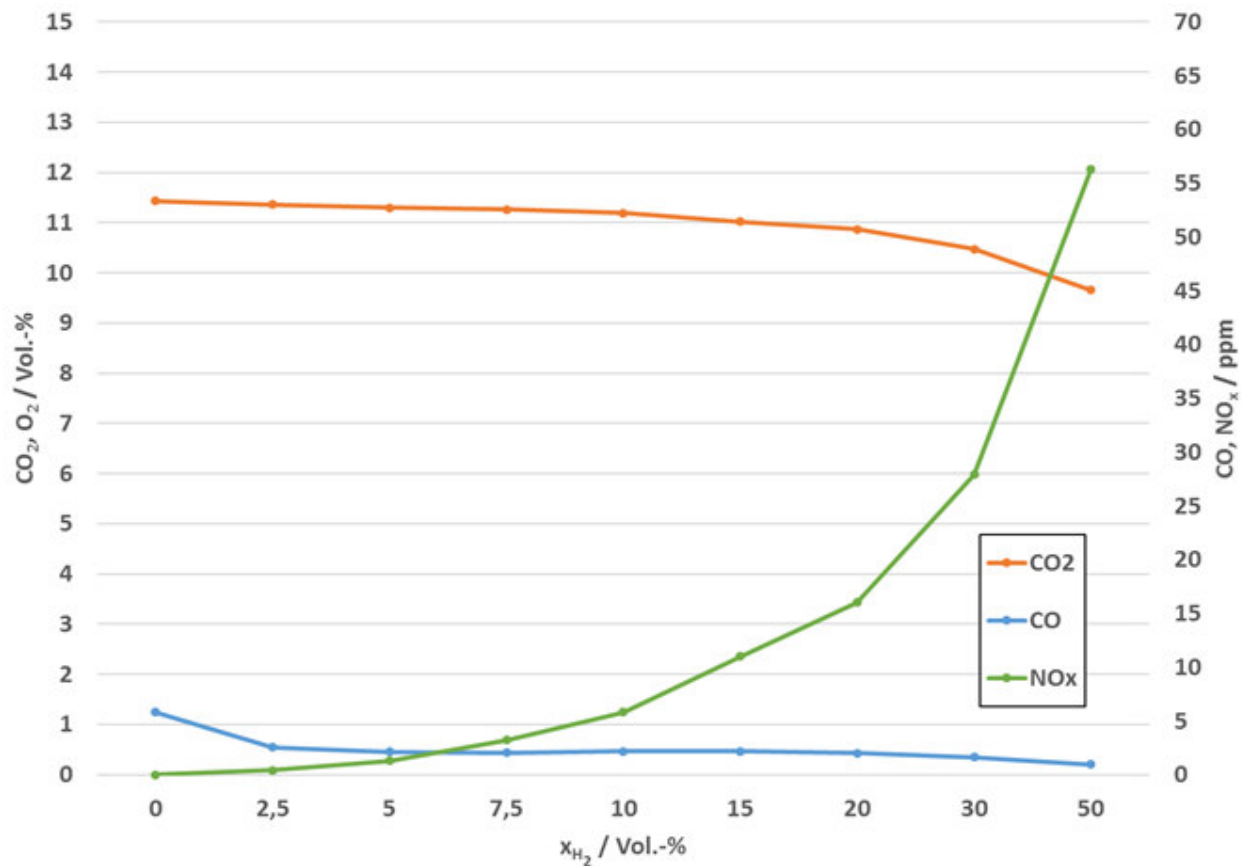


Abbildung 34: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem III, Szenario 1, bezogen auf 1 Vol.-% O_2 , $T_{Ofen} \approx 700^\circ C$

Im Anschluss an die Vermessung des Brennersystems III unter den Bedingungen gemäß Szenario 1 erfolgte eine weitere Versuchsreihe mit Kompensation der Brennerleistung entsprechend der Definition des Szenarios 2. Die Messdaten hierzu ergeben sich aus **Abbildung 35**.

Genau wie bei den Ergebnissen des Brennersystems I lassen sich bei dem vorliegenden Brenner bei einer leistungsgerechten Anpassung des Brenngasvolumenstroms eine geringe Verdünnung des Abgases mit Luft und eine Verminderung der Konzentration von Kohlendioxid bei zunehmenden H_2 -Anteilen feststellen. Die Zunahme des Sauerstoffgehalts im Abgas liegt in etwa auf dem Niveau des Brennersystems I. Die Stickoxidkonzentration steigt ebenfalls mit zunehmendem H_2 -Anteil, die erreichten Konzentrationen sind jedoch vergleichsweise niedrig. **Abbildung 36** zeigt die auf einen konstanten Restsauerstoffgehalt bezogenen Messwerte.

Bei einem H_2 -Anteil des Brenngases von 10 Vol.-% erhöht sich Stickoxidkonzentration um ungefähr 4 ppm bezogen auf den Erdgasbetrieb. Bei 50 Vol.-% H_2 im Brenngas werden etwa 12 ppm mehr erreicht. Insgesamt betrachtet bewegen sich die NO_x -Emissionen auf einem niedrigen Niveau, die FLOX®-Technologie ist auch bei hohen H_2 -Anteilen des Brenngases bezüglich des Emissionsverhaltens vorteilhaft.

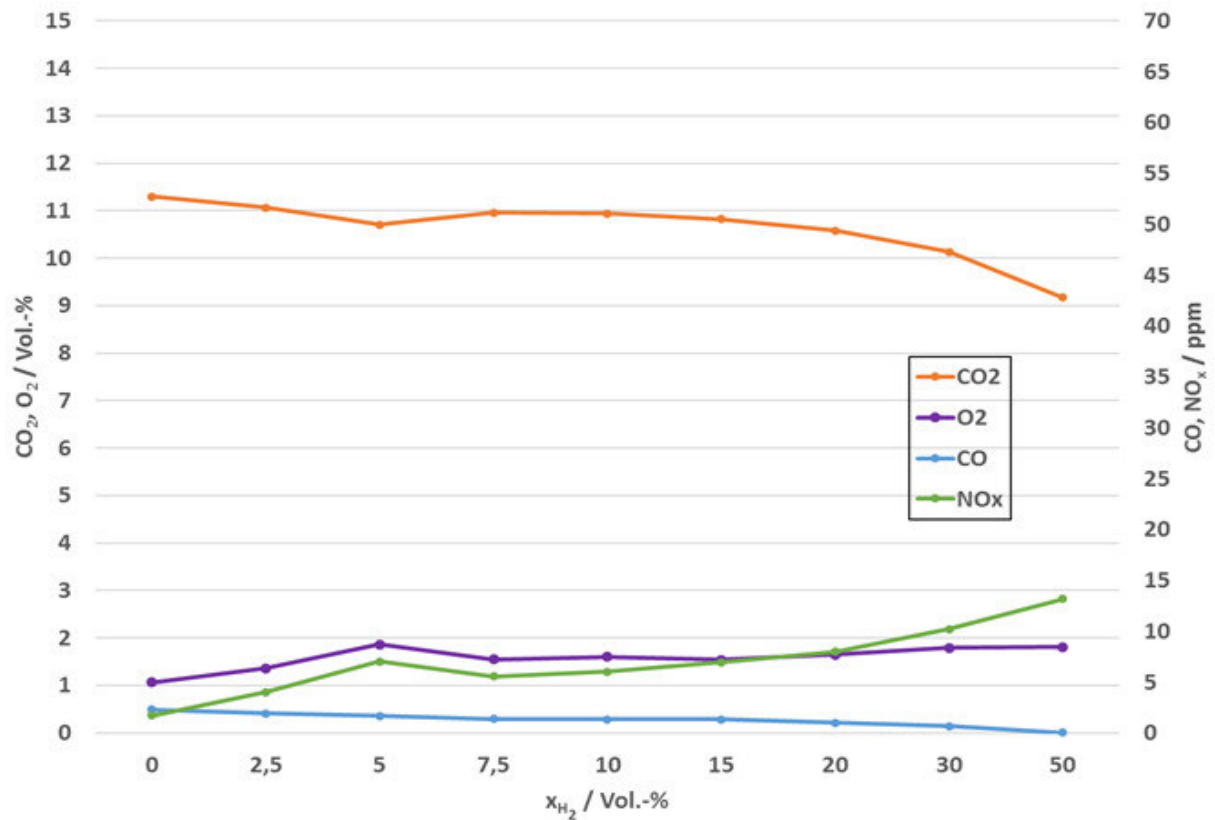


Abbildung 35: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H₂-Anteils, Brennersystem III, Szenario 2, T_{Ofen} ≈ 700 °C

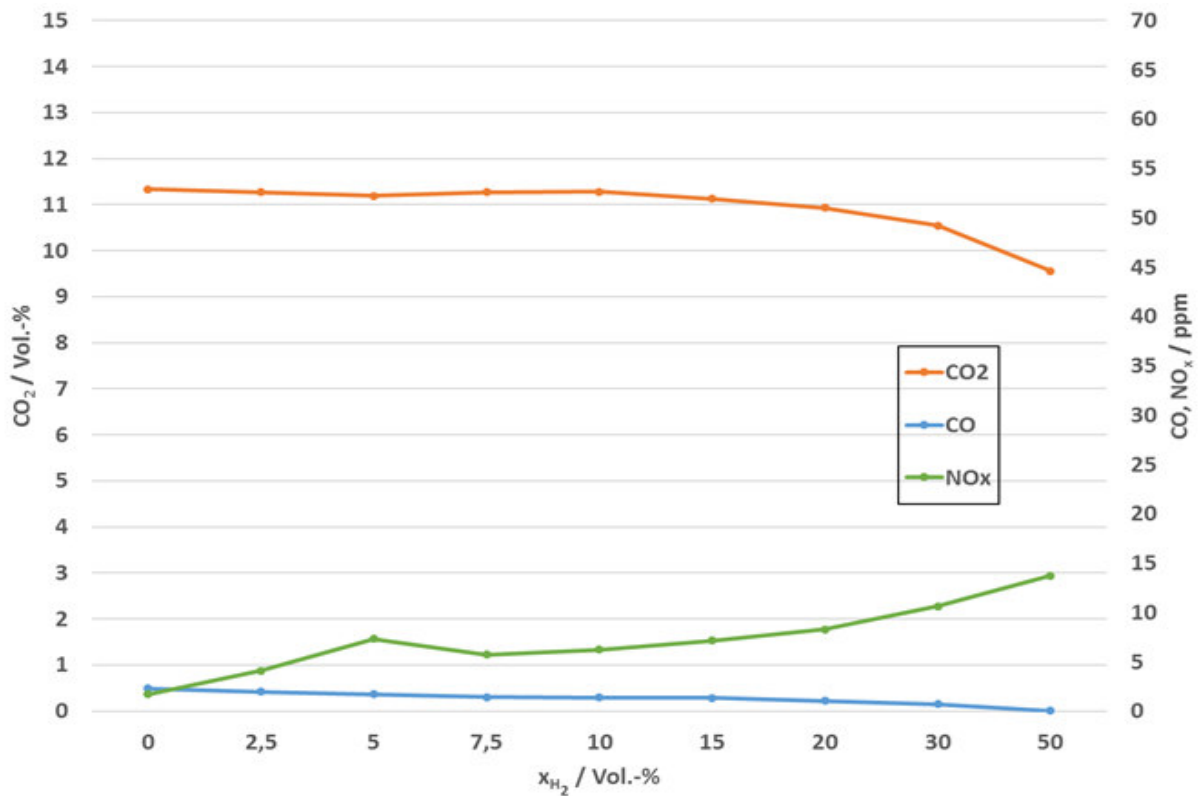


Abbildung 36: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H₂-Anteils, Brennersystem III, Szenario 2, bezogen auf 1 Vol.-% O₂, T_{Ofen} ≈ 700 °C

In einer abschließenden Versuchsreihe wurde das Emissionsverhalten des FLOX[®]-Brenners für den Betrieb gemäß Szenario 3 untersucht. **Abbildung 37** verdeutlicht die gemessenen Konzentrationen des trockenen Rohabgases.

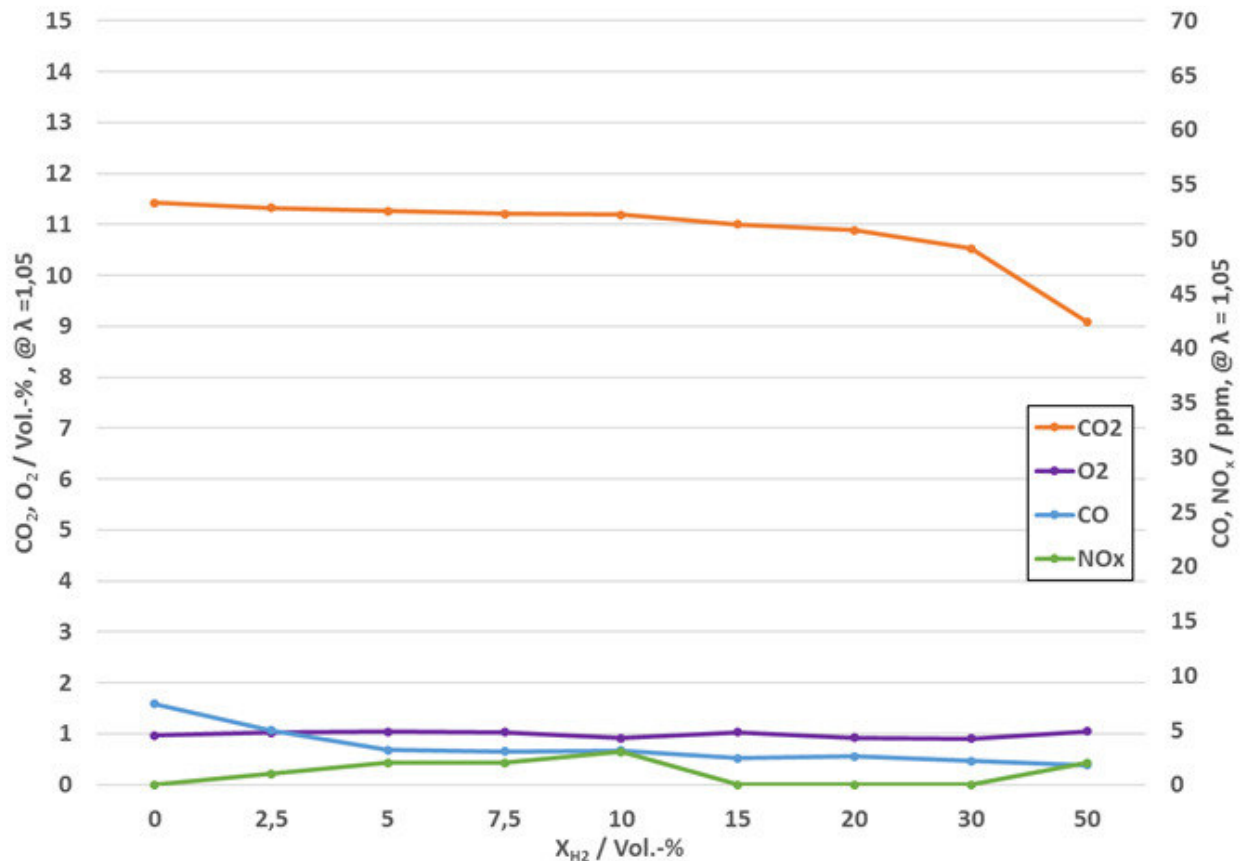


Abbildung 37: Trockene Abgasemissionen als Funktion des H_2 -Anteils, Brennersystem III, Szenario 3, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} \approx 700 \text{ } ^\circ\text{C}$

Durch die Kompensation der durch die Wasserstoffzumischung bedingten Abnahme der Brennerleistung und Verdünnung mit Luft, unterscheiden sich die Ergebnisse nur unwesentlich von denen des Betriebs mit reinem Erdgas. Das Stickoxidminderungspotential der flammenlosen Oxidation bleibt unter den Bedingungen $P_{\text{Brenner}} = \text{const.}$ und $\lambda = \text{const.}$ erhalten.

4.6.4 Versuchsergebnisse Feldmessungen

Ergänzend zu den Versuchen zur Untersuchung des Emissionsverhaltens, bei denen die Abgasprobennahme im Kamin der Ofenanlage erfolgte, wurde eine detaillierte Vermessung der Mittelebene des Ofeninnenraumes durchgeführt. Bei diesen sogenannten zweidimensionalen Feldmessungen kam ein mobiles Absaugpyrometer zur Anwendung (siehe auch Kapitel 3.5.3). Die ermittelten diskreten Messdaten wurden mit Hilfe einer Software in eine zweidimensionale farbige Grafik konvertiert.

Basierend auf den Erfahrungen, die aus den bisherigen Messungen gewonnen werden konnten, wurde für die Feldmessungen das Brennersystem I verwendet. Die scharf konturierte Flamme

und die Möglichkeit der Verwendung der GWI-Versuchseinrichtungen für die Medienversorgung gewährleisten ideale Versuchsbedingungen. Das Brennersystem II lässt eine genaue Einstellung der Volumenströme von Verbrennungsluft und Brenngas nicht zu und ist daher für Feldmessungen eher ungeeignet.

Beim Brennersystem III ist das wesentliche Merkmal die flammenlose Verbrennung, d. h. eine klare Flammenstruktur bildet sich nicht aus, die Erstellung eines zweidimensionalen Feldes kann mithin nicht zu sinnvollen Ergebnissen führen.

Der Betrieb der Brenner nach den Vorgaben der Szenarien 1 und 2 ist teilweise durch erhebliche Luftüberschüsse gekennzeichnet. Die Verdünnung des Abgases bzw. der Ofenatmosphäre mit Luft hat einen starken Einfluss auf das Emissionsverhalten. Für die Identifikation kleinskaliger Veränderungen im Verbrennungsverhalten bei unterschiedlicher Brenngasbeschaffenheit sind diese Szenarien deshalb gänzlich ungeeignet. Das Szenario 3 bietet hingegen gute Bedingungen zur Darstellung möglicher (lokaler) Unterschiede im Verbrennungsverhalten basierend auf der H_2 -Zumischung. Von praktischer Relevanz ist vor allem ein Wasserstoffanteil von 10 Vol.-%, da dies die Obergrenze für H_2 -Zumischungen gemäß DVGW-Regelwerk darstellt. Die nachfolgenden **Abbildungen 38, 39, 40 und 41** veranschaulicht die Ergebnisse der Feldmessungen für die Spezies Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Stickoxide und die Temperatur. Dargestellt sind jeweils die trockenen Konzentrationswerte als Vergleich von Erdgas und einem Gemisch aus Erdgas und 10 Vol.-% H_2 .

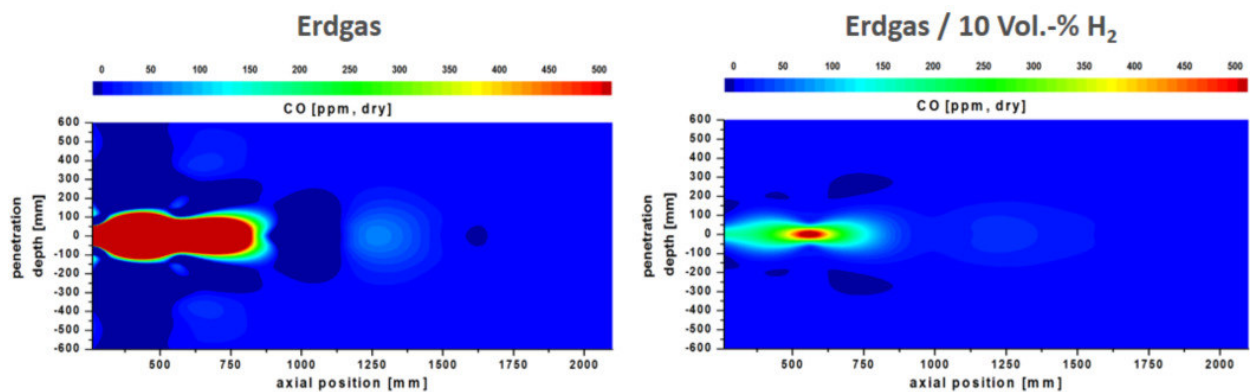


Abbildung 38: CO-Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2 Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700^\circ\text{C}$

Im Betrieb mit reinem Erdgas bildet sich eine klar abgrenzbare Reaktionszone mit hohen CO-Anteilen (**Abbildung 38**) aus. Die Konzentrationen erreichen in weiten Teilen Werte um 500 ppm. In einem schmalen umhüllenden Randbereich fallen die Konzentrationen deutlich ab und es lassen sich in dieser Zone etwa 200 bis 350 ppm CO bestimmen. Die Ausdehnung der Reaktionszone erstreckt sich über eine Länge von ungefähr 750 mm ausgehend von der Ofeninnenwand bei einer Stärke von circa 300 mm. Außerhalb der Reaktionszone kommt es zu einem sprunghaften Rückgang der CO-Konzentration mit Messwerten um 0 - 10 ppm Kohlenmonoxid.

Die Zumischung von 10 Vol.-% Wasserstoff bedingt eine Verkleinerung der Reaktionszone mit durchweg geringeren Konzentrationen. Die Ausdehnung reduziert sich dabei auf eine Länge von etwa 650 mm und eine Stärke von rund 200 mm, wobei die Randzonen weniger scharf abgrenzbar sind. Im Zentrum der Reaktionszone liegen die gemessenen Konzentrationen in einem Bereich von 500 ppm, überwiegend werden jedoch Werte zwischen 200 und 300 ppm erreicht. Außerhalb der Reaktionszone unterscheiden sich die Messwerte nicht von denen des Erdgasbetriebs. Ursächlich für die auftretenden Unterschiede ist vor allem der geringere Kohlenstoffanteil des Brenngases.

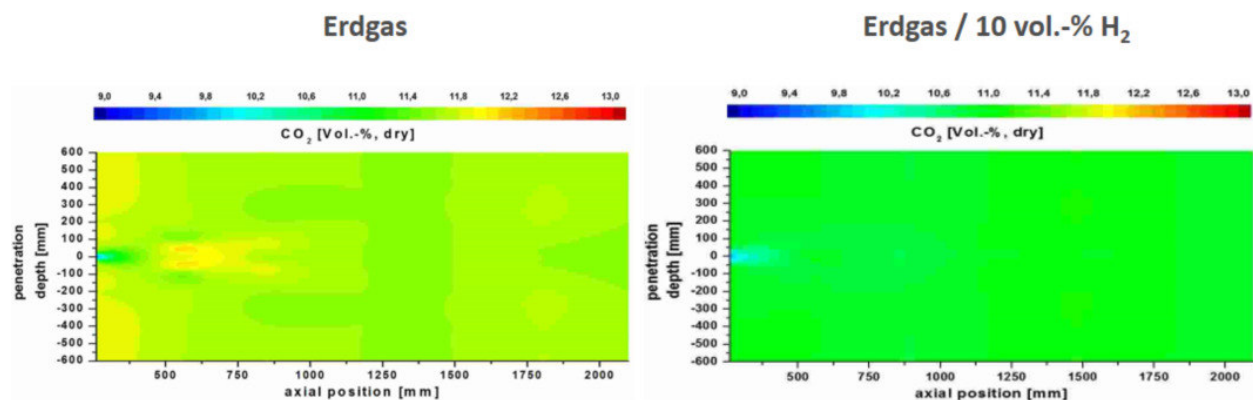


Abbildung 39: CO₂-Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H₂ Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700^\circ\text{C}$

Bei der Feuerung von reinem Erdgas zeigt sich im zentralen linken Randbereich ein schmales Gebiet mit einer geringen Konzentration von Kohlendioxid (siehe **Abbildung 39**), was sich auf die Flammenwurzel bzw. die Brennermündung zurückführen lässt. Hier liegt eine partiell unvollständige Verbrennung vor, weshalb CO₂ nur in geringem Maße gebildet wird. Stromab dieses Gebietes bildet sich die Flamme vollständig aus und die CO₂-Konzentration steigt an. Außerhalb der Reaktionszone ist die Verteilung des Kohlendioxids überwiegend homogen und es werden Werte entsprechend den im Kamin der Ofenanlage ermittelten Konzentrationen gemessen.

Im Betrieb mit einem Gemisch aus Erdgas und 10 Vol.-% Wasserstoff bildet sich ebenfalls eine Zone geringer CO₂-Konzentration im Bereich der Brennermündung aus. Die übrige Verteilung des Kohlendioxids im Ofenraum ähnelt der Feuerung von reinem Erdgas. Das Konzentrationsniveau ist hier jedoch in allen Bereichen niedriger. Derartige Unterschiede lassen sich auch beim Vergleich der Emissionsmessung im Kamin feststellen.

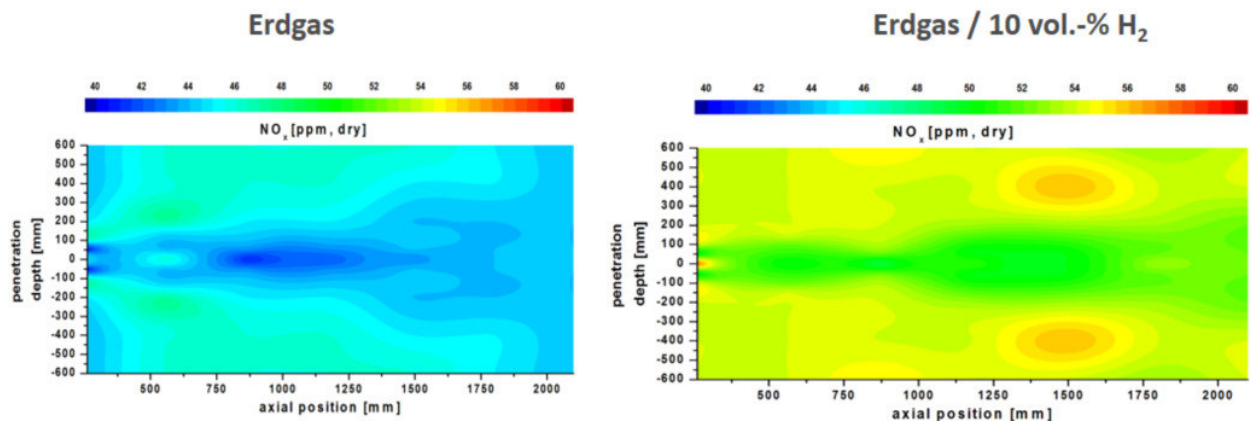


Abbildung 40: NO_x -Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2 Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700^\circ\text{C}$

Die Stickoxidkonzentration (**Abbildung 40**) ist entlang der Brennerachse niedriger als in den Randzonen des Ofenraums. Innerhalb der Rezirkulationszonen treten leicht höhere NO_x -Emissionen auf. An der dem Brenner gegenüberliegenden Ofenwand kommt es zu einer starken Durchmischung des Abgases und zu einer Homogenisierung der Stickoxidverteilung in der Ofenatmosphäre. Die dort gemessenen Konzentrationen entsprechen den Messwerten der Abgasanalyse im Kamin.

Zwischen dem Brennerbetrieb mit reinem Erdgas und dem Betrieb mit einem Gemisch aus Erdgas und 10 Vol.-% H_2 bestehen leichte Unterschiede hinsichtlich der Höhe der gemessenen Stickoxidkonzentrationen, diese liegen in einem den Messungen im Abgaskamin vergleichbaren Größenordnung. Die qualitative Verteilung im Ofenraum erscheint vergleichbar.

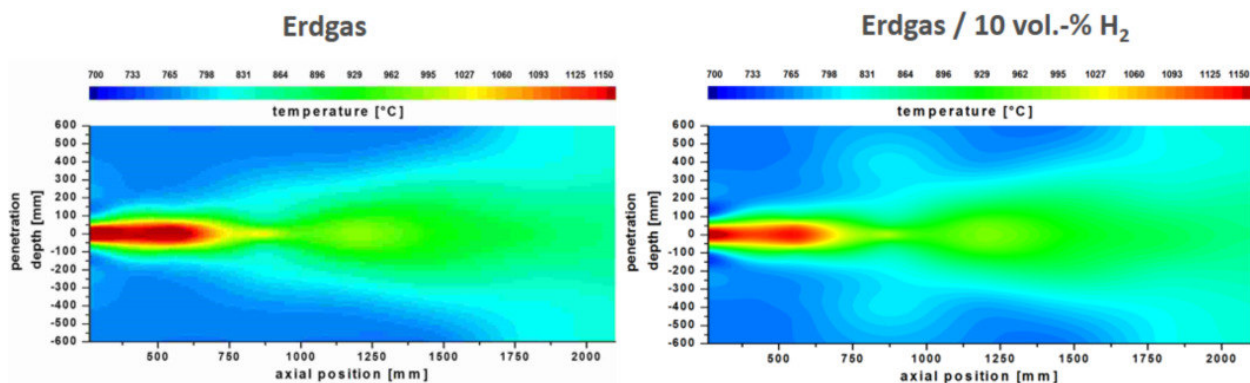


Abbildung 41: Temperaturverteilung, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2 Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700^\circ\text{C}$

Die Messung der Temperaturverteilung (**Abbildung 41**) im Ofen zeigt die Gestalt der Reaktionszone in Form einer langen schmalen Flamme beginnend an der Brennermündung. An der dem Brenner gegenüberliegenden Ofenwand kommt es zu einer Vergleichmäßigung der Ofenraumtemperatur infolge einer Durchmischung des Abgases vor Eintritt in den Kamin. Zwischen den beiden untersuchten Brenngasen bestehen hinsichtlich der Temperaturverteilung nur geringfügige Unterschiede.

4.6.5 Versuchsergebnisse optische Vermessung der Flamme

Für die optische Vermessung einer Brennerflamme mit dem OH-VIS System ist eine abgrenzbare Flamme im Öffnungsbereich der hierfür vorgesehenen Zugangsöffnung in der Ofenwand (vgl. Abb. 16) erforderlich. Die Erfahrungen aus den Versuchen zur Emissionsmessung haben gezeigt, dass diese Bedingung nur durch das Brennersystem I erfüllt wird. Die Untersuchungen wurden wiederum für das Szenario 3 durchgeführt.

Zielsetzung der optischen Vermessung war die Sichtbarmachung der Flammenstrukturen zum Aufzeigen etwaiger Unterschiede zwischen der Verbrennung von Erdgas und einem Brenngasgemisch aus Erdgas und Wasserstoff in verschiedenen Mischungsverhältnissen. Untersucht wurden neben reinem Erdgas Brenngasgemische mit einem H_2 -Anteil von 10 Vol.-% und 50 Vol.-%. In **Abbildung 42** ist eine Aufnahme des Betriebs mit reinem Erdgas dargestellt.

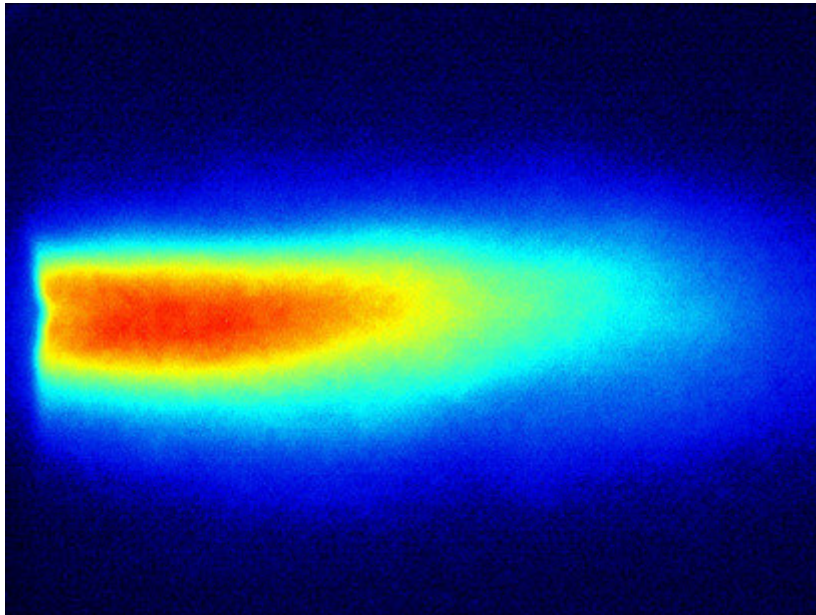


Abbildung 42: OH-VIS Aufnahme, Erdgas, Brennersystem I, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700\text{ °C}$

Die Ergebnisse basieren auf einer Mittelung von 50 Einzelaufnahmen, die innerhalb eines Zeitraums von einer Sekunde erfasst wurden. Durch die Mittelung werden die Einflüsse von turbulenten Schwankungen weitestgehend eliminiert und es bildet sich eine klare Flammenstruktur heraus. Die Form und Beschaffenheit steht im Einklang mit den Ergebnissen der Feldmessungen. Im Kernbereich der Flamme ist die Strahlungsintensität am höchsten, mit zunehmendem Abstand vom Zentrum der Reaktionszone ist ein stetiger Rückgang der Intensität festzustellen. Die **Abbildung 43** zeigt eine Aufnahme mit einem Gemisch aus Erdgas und 10 Vol.-% Wasserstoff als Brenngas für ansonsten identische Versuchsbedingungen.

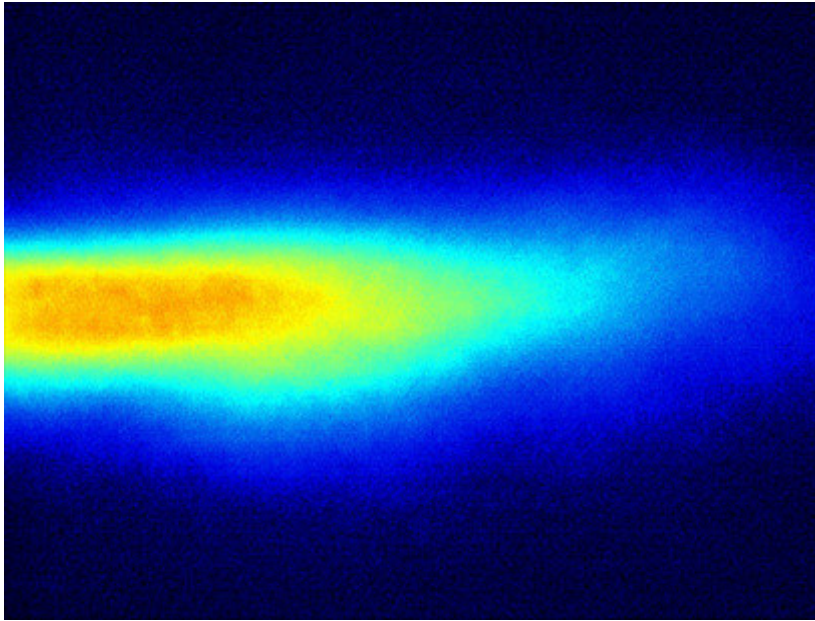


Abbildung 43: OH-VIS Aufnahme, Erdgas + 10 Vol.-% H₂, Brennersystem I, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700$ °C

Gegenüber der Erdgasflamme weist die Flamme des Mischgases mit 10 Vol.-% H₂ insgesamt eine geringere Strahlungsintensität auf. Die Form der Reaktionszone erscheint unverändert, die Ausdehnung ist geringfügig kleiner. Auffällig ist die niedrigere Maximalstrahlung, die im Zentralbereich der Flamme auftritt. Die Ergebnisse für ein Brenngasgemisch mit 50 Vol.-% Wasserstoff sind in **Abbildung 44** dargestellt.

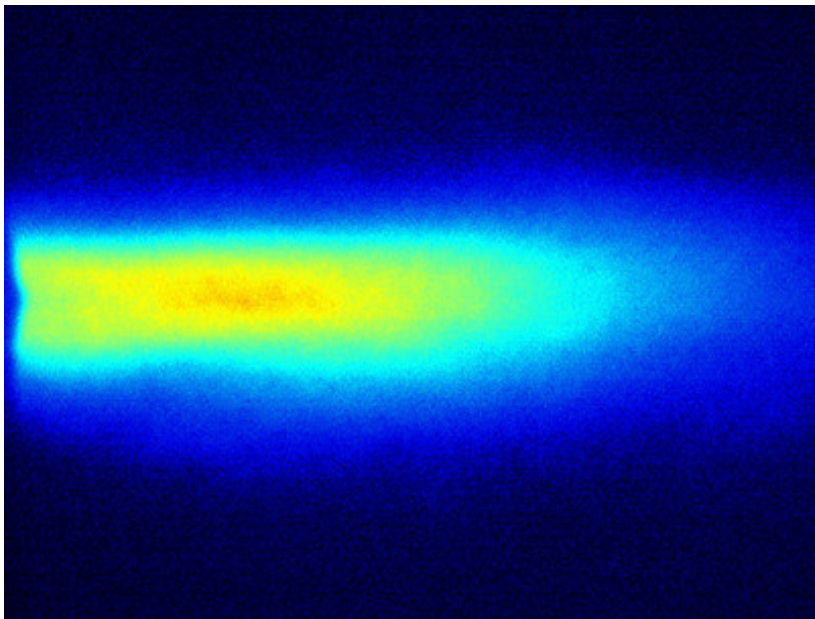


Abbildung 44: OH-VIS Aufnahme, Erdgas + 50 Vol.-% H₂, Brennersystem I, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700$ °C

Im Vergleich zu den vorherigen Aufnahmen ist die Strahlungsintensität noch weiter zurückgegangen. Die Flamme erscheint bei etwa gleicher Länge deutlich schmäler, das Gesamtvolumen der Reaktionszone ist geringer.

Die Messungen mit dem OH-VIS System basieren auf der Detektion von UV-Strahlung, die von Zwischenprodukten der Verbrennung, den sog. OH-Radikalen, emittiert wird (siehe auch Kapitel 3.5.4). Ein Rückgang der UV-Strahlungsintensität bei zunehmendem H₂-Anteil erscheint zunächst widersinnig, da aufgrund der konstanten Prozessbedingungen eine identische Sauerstoffkonzentration vorliegt und sich die Wasserstoffkonzentration signifikant erhöht. In der Folge sollten unter den gegebenen Voraussetzungen auch vermehrt OH-Radikale gebildet werden, was jedoch nicht der Fall ist.

Die Erklärung für die rückläufige Strahlungsintensität liefert eine Betrachtung der Bildungspfade der OH-Radikale. Für die Bildung dieser Moleküle sind drei wesentliche Bildungspfade bekannt [72], die sich aus den nachstehenden Reaktionsgleichungen ergeben.



Die Bildungspfade nach (3.1) und (3.2) benötigen für den Reaktionsablauf die Moleküle CH und CHO, die ebenfalls Zwischenprodukte der Verbrennung beziehungsweise Radikale darstellen. Zur Bildung dieser Zwischenprodukte ist das Vorhandensein von Kohlenstoff notwendige Voraussetzung. Lediglich der Bildungspfad gemäß (3.3) kann gänzlich ohne Kohlenstoff ablaufen. Gegenüber (3.2) und (3.3) gilt der Reaktionspfad über das CH-Radikal als klar dominierend [72] und kann deshalb als maßgeblicher Faktor für die OH-Bildung angesehen werden.

Durch die Zumischung von H₂ zum Erdgas sinkt das Kohlenstoffangebot in der Reaktionszone, was schließlich zu einem Rückgang der Bildungsrate der für (3.1) und (3.2) erforderlichen Moleküle führt. Als direkte Folge kommt es zu einer verminderten Bildung von OH-Radikalen und einem Rückgang der UV-Strahlungsintensität.

4.6.6 Versuchsergebnisse Flammenüberwachungssysteme

Zur Klärung der Frage des Einflusses der Wasserstoffzumischung in das Erdgas auf die Funktion von Flammenüberwachungssystemen wurde zunächst die Flammendetektion mittels Messung des Ionisationsstroms untersucht. Hierzu wurde das Brennersystem I verwendet, da hier der Ionisationsstrom direkt mit Hilfe eines geeigneten Amperemeters gemessen werden konnte. Die grundsätzliche Funktionsweise der Messung ergibt sich aus **Abbildung 12**. Das Brennersystem II verfügt nicht über eine Möglichkeit zur Messung des Stromes, das Ionisationssignal wird in dem

brennereigenen Feuerungsautomaten verwendet. Der FLOX[®]-Brenner ist aufgrund des Fehlens einer klar abgrenzbaren Flamme für eine derartige Messung weniger geeignet. Zur Minimierung des Einflusses von einer nicht konstanten Luftzahl und variierenden Brennerleistungen durch die H₂-Zugabe, wurde das Szenario 3 zugrunde gelegt. Vor der Untersuchung von wasserstoffreichen Brenngasen wurde die Sensitivität des messbaren Ionisationsstroms auf die Brennerleistung im Betrieb mit Erdgas geprüft. **Abbildung 45** verdeutlicht die Ergebnisse der Messung.

Bei der im Rahmen der Versuche untersuchten maximalen Brennerleistung liegt der gemessene Ionisationsstrom bei etwa 26 μA , eine Verringerung der Brennerleistung führt zu einer Abnahme des Stromes, wobei jedoch bei allen Versuchspunkten eine ausreichende Stromstärke vorhanden ist. Der bei Minimalleistung (40 kW) gemessene Strom beträgt etwa 22 μA , entsprechend einer Differenz von circa 4 μA zum Maximum. Bei industriellen Flammenüberwachungssystemen gelten Ionisationsströme $\geq 20 \mu\text{A}$ als starkes Flammensignal und implizieren einen störungsfreien Betrieb. Übliche Schwellenwerte für die Annahme einer Brennerstörung liegen in einem Bereich von 5 μA . Die Abnahme des messbaren Ionisationsstromes ist vermutlich auf eine geringere Wärmefreisetzung bei niedriger Leistung oder eine Verschiebung der Flamme relativ zur Elektrode zurückzuführen.

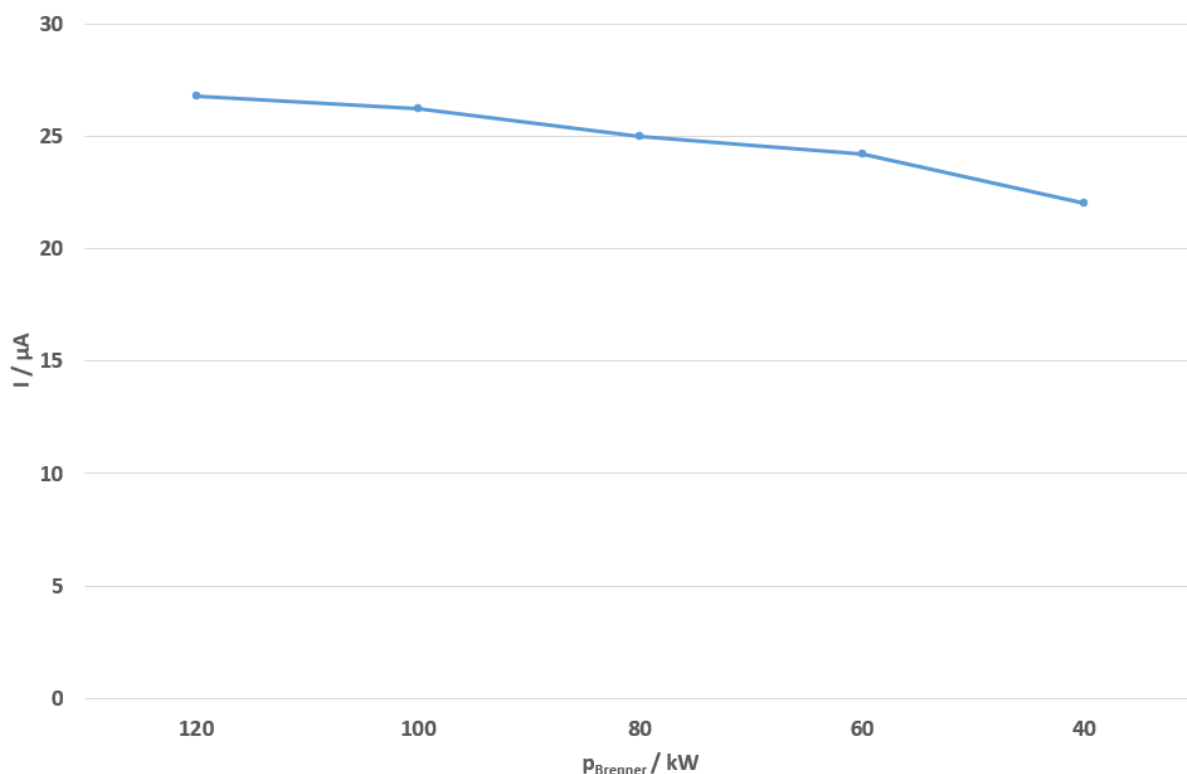


Abbildung 45: Ionisationsstrom als Funktion der Brennerleistung, Erdgas, Brennersystem I, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700 \text{ } ^\circ\text{C}$

In einer weiteren Versuchsreihe wurde der messbare Ionisationsstrom für Erdgasgemische mit bis zu 50 Vol.-% Wasserstoff untersucht. **Abbildung 46** zeigt die Messergebnisse.

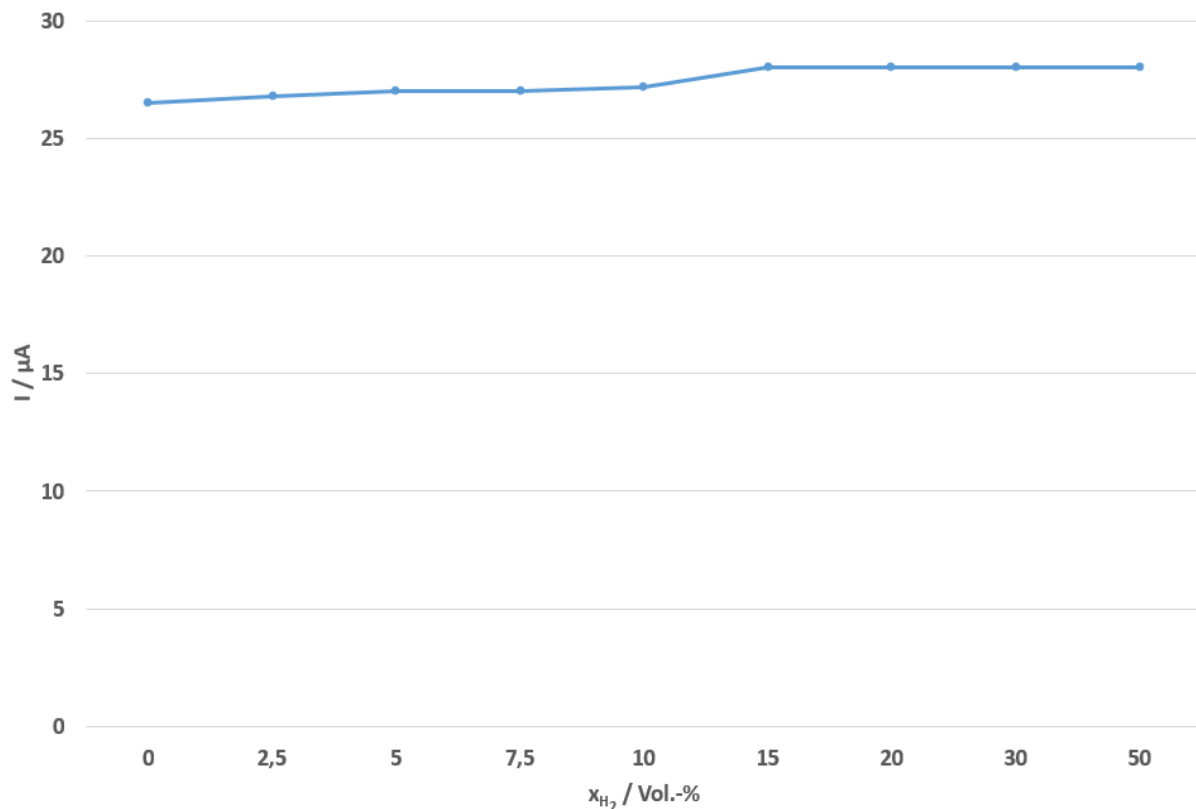


Abbildung 46: Ionisationsstrom als Funktion des H_2 -Anteils, Erdgas/ H_2 , Brennersystem I, Szenario 3, $T_{\text{Ofen}} = 700^\circ\text{C}$

Mit zunehmendem Wasserstoffanteil lässt sich überwiegend ein leicht steigender Ionisationsstrom für dieses Brennersystem feststellen. Ausgehend vom Betrieb mit reinem Erdgas erhöht sich der Strom bei einem H_2 -Anteil von 10 Vol.-% von 26 μA auf rund 27 μA , bei der maximalen H_2 -Zumischung von 50 Vol.-% erreicht der Ionisationsstrom etwa 28 μA . Somit ist der gemessene Strom bei allen Messpunkten ausreichend für eine sichere Detektion der Flamme. Offensichtlich hat der durch die H_2 -Zumischung entstehende geringerer Kohlenstoffgehalt im Brenngas innerhalb der betrachteten Konzentrationsbereiche keinen negativen Einfluss auf die Ionisation. Der leichte Stromanstieg könnte das Ergebnis einer erhöhten Wärmefreisetzung in der Reaktionszone im Elektrodenbereich aufgrund der höheren Verbrennungstemperatur von H_2 sein. Es ist aber auch denkbar, dass sich die Flamme wegen der sich verändernden Volumenströme von Verbrennungsluft und Brenngas beziehungsweise einer gemischbedingten Änderung der Flammengeschwindigkeit relativ zur Elektrode verschoben hat.

Als zweites System zur Detektion von Brennerflammen wurde ein kommerzieller Kompaktflammenwächter untersucht. Das Gerät basiert auf der Messung der Intensität von der von Brennerflammen emittierten UV-Strahlung. **Abbildung 47** veranschaulicht das Messgerät.



Abbildung 48: Verwendeter Kompaktflammenwächter

Der Flammenwächter verfügt zusätzlich über eine Vorrichtung zur Aufnahme eines Kugelflanschs, der eine Montage an der GWI-Ofenanlage ermöglicht. Die Installation erfolgte an der ersten Zugangsöffnung (Brennerseite) des Versuchsofens, die genaue Lage ergibt sich aus **Abbildung 19**. Notwendige Voraussetzung für eine sichere Detektion einer Brennerflamme mit diesem System ist das Vorhandensein einer Flammenstruktur in der optischen Achse des Sensors. Diese Bedingung erfüllt das Brennersystem I. Zur Eliminierung der Einflüsse der Verdünnung des Brenngas/Luft-Gemischs wurden die Versuche gemäß den Bedingungen des Szenarios 3 durchgeführt.

Für die Steuerung und Datenerfassung diente ein konventionelles PC-System im Zusammenhang mit einer herstellereitig bereitgestellten Software. Mittels entsprechender Geräteabstimmung und einer rechnergestützten Aufbereitung der Messdaten kann die Strahlungsintensität als Funktion des H_2 -Anteils des Brenngases dargestellt werden.

Bei der Erprobung des Flammenwächters hat sich herausgestellt, dass die bei turbulenten Flammen auftretenden Schwankungen selbst bei konstanten Betriebsbedingungen zu Änderungen der Strahlungsintensität führen. Zur Beurteilung des Effektes dieser Änderungen auf die Messergebnisse, erfolgte zu Beginn eine Messung im Betrieb mit Erdgas. **Abbildung 49** stellt die gemessene Strahlungsintensität der diskreten Messpunkte für einen Zeitraum von etwa 1 Minute dar. Die gemessene Signalstärke wurde auf eine Skala von 0 bis 100 % normiert.

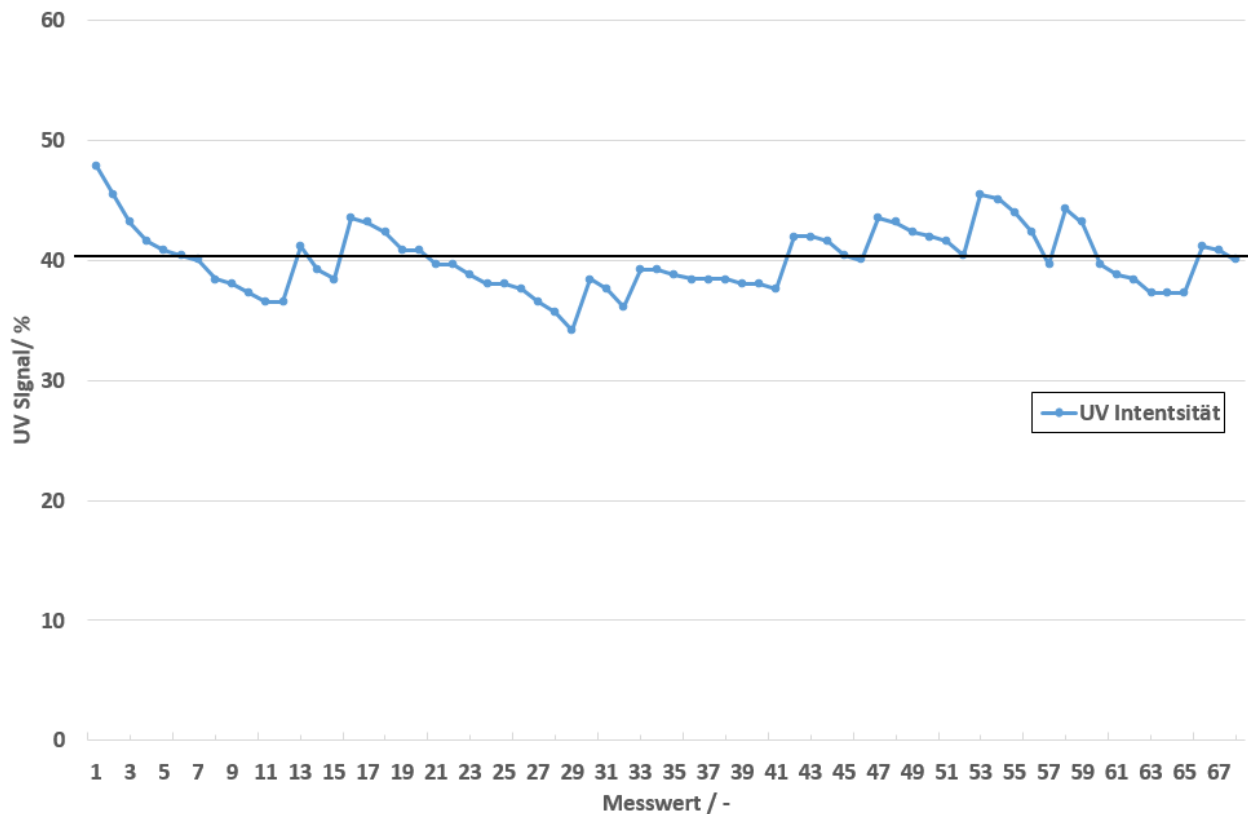


Abbildung 49: Strahlungsintensität diskreter Messwerte, Erdgas, Brennersystem I, $\lambda = 1,05$, $T_{\text{Ofen}} = 700$ °C

Innerhalb des betrachteten Messintervalls lassen sich Strahlungsintensitäten in der Größenordnung von 35 bis 48 % feststellen. Angesichts dieser Schwankungsbreite ist ein quantitativer Vergleich einzelner Messdaten nicht ohne weiteres möglich, da die erzielbare Genauigkeit die Darstellung geringer Signalunterschiede nicht erlaubt. Um die Schwankungen des Signals zumindest teilweise zu kompensieren, wurde für die nachfolgenden Versuche ein arithmetisches Mittel aus einem Messintervall von 60 Einzelwerten gebildet. Das Ergebnis einer solchen Mittelung der Daten entspricht beispielhaft der in **Abbildung 49** horizontal verlaufenden schwarzen Linie.

Die Versuchsergebnisse der Untersuchung H_2 -haltiger Gasgemische finden sich in **Abbildung 50**.

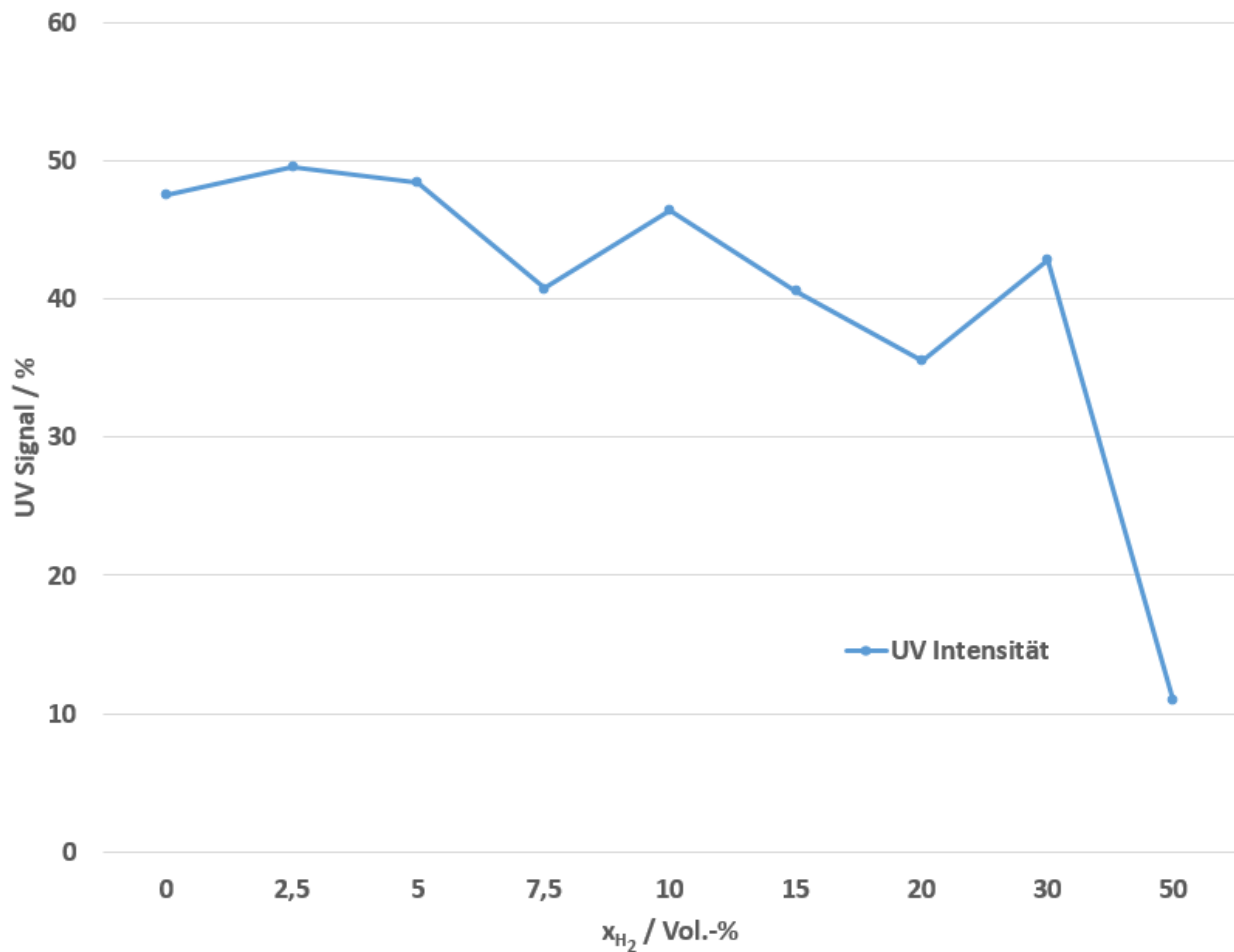


Abbildung 50: Strahlungsintensität als Funktion des H_2 -Anteils, Erdgas/ H_2 , Brennersystem I, Szenario 3, $T_{\text{Ofen}} = 700^\circ\text{C}$

Trotz der Verwendung gemittelter Daten zeigen sich nicht unerhebliche Schwankungen zwischen den Ergebnissen der einzelnen Messpunkte. Ein direkter Vergleich von Einzelwerten oder eine genaue Quantifizierung der Ergebnisse erscheint nicht möglich. Gleichwohl kann jedoch bei Betrachtung der Gesamtheit der Daten eine tendenziell geringere UV-Strahlungsintensität bei zunehmendem Wasserstoffanteil des Brenngases festgestellt werden. Die Signalstärke liegt jedoch in allen Messpunkten in einem ausreichenden Abstand zum Nullpunkt, so dass eine Detektion der Brennerflamme auch bei hohen H_2 -Konzentrationen möglich ist. Somit stehen die Ergebnisse dieser Untersuchung im Einklang mit den Messergebnissen des OH-VIS Systems.

4.6.7 Versuchsergebnisse Wärmeübertragung

Im Zuge weiterer Versuchsreihen wurde der Einfluss der Wasserstoffzumischung in das Erdgas auf das Wärmeübertragungsverhalten untersucht. Die bisher verwendete Versuchsofenanlage ist für derartige Versuchszwecke nicht geeignet. Aus diesem Grund wurde ein am GWI vorhandenes Prüfflammrohr zur Herstellung eines weiteren Versuchsaufbaus verwendet. **Abbildung 51** zeigt die Anlage.



Abbildung 51: Prüfflammrohr mit installiertem Versuchs Brenner

Das verwendete Prüfflammrohr besteht aus einer zylindrischen Brennkammer aus Stahl, die flüssigkeitsdicht in einem Gehäuse aufgenommen ist. Ein aus Brennkammer und Gehäuse gebildeter Hohlraum ist mit Wasser gefüllt und verfügt über Anschlüsse für Vor- und Rücklauf. Das Abgas wird über einen kurzen Kamin dem Abgassystem der GWI-Versuchshallen zugeführt. Der Vorlauf wird mit einer Frischwasserleitung verbunden, der Rücklauf mündet in einer Abflussleitung. Die Vor- und Rücklauftemperatur des Wassers wird mittels zweier Thermoelemente und die durchströmende Wassermenge mit einem Volumenstromzähler überwacht. Analog zum Vorgehen bei den bisherigen Versuchen, wird der Brenner stirnseitig montiert und mit den Versorgungsleitungen für Verbrennungsluft und Brenngas (Gasmischeinrichtung) verbunden, wobei auch hier die Temperaturen mit Hilfe von Thermoelementen erfasst werden. Auch der Abgaskamin ist mit einem Thermoelement versehen, so dass sämtliche ein- und ausgehenden Medientemperaturen messbar sind.

Anhand der gemessenen Volumenströme und Temperaturen kann eine Bilanz der Wärmeströme aufgestellt werden. **Abbildung 52** verdeutlicht die Zusammenhänge.

Unter Verwendung der Parameter Wärmekapazität, Heizwert und Luftzahl lassen sich die erforderlichen Parameter aus den gemessenen Werten bestimmen.

Im Vergleich mit der bisher für die Versuche verwendeten Ofenanlage ist das Volumen der Prüfflammrohr-Brennkammer deutlich geringer. Die Verwendung des Brennersystems III ist daher nicht möglich, da die für eine flammenlose Oxidation erforderliche räumliche Ausdehnung nicht gegeben ist und die notwendige Ofenraum- bzw. -wandtemperatur oberhalb der Selbstzündtemperatur ebenfalls nicht gewährleistet werden kann. Das Brennersystem II ermöglicht keine exakte Erfassung des Luftvolumenstroms und der Lufttemperatur, weshalb hier die Erstellung einer

Energiebilanz nicht möglich ist. Die Versuche wurden als Folge ausschließlich mit dem Brennersystem I durchgeführt.

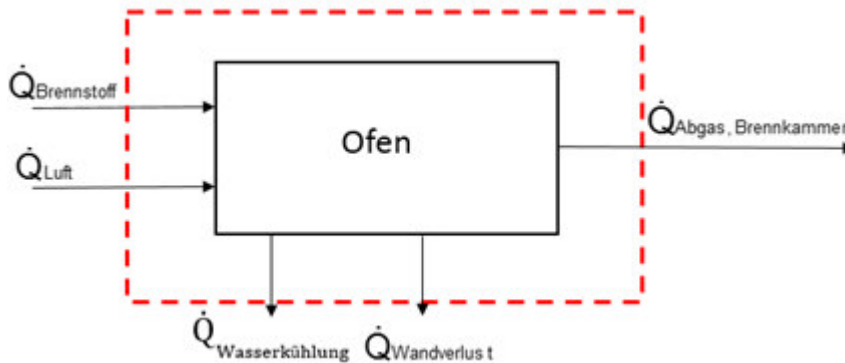


Abbildung 52: Wärmebilanz der Versuchsanlage

Vor der Untersuchung von Mischgasen wurden Vorversuche mit Erdgas zur Ermittlung der Konstanz der Messdaten bei stationärem Betrieb durchgeführt. **Abbildung 53** veranschaulicht die Ergebnisse einer Temperaturmessung für einen Zeitraum von 30 Minuten.

Innerhalb der Messzeit weisen alle gemessenen Temperaturen Werte mit hoher Konstanz auf, dies gewährleistet eine genaue Messung auch geringer Unterschiede bei der Untersuchung von Erdgas/H₂-Gemischen.

Zur Beurteilung des Wärmeübertragungsverhaltens verschiedener Brenngasgemische wurden entsprechend den Vorversuchen zunächst die Temperaturen der verschiedenen Medien ermittelt, wobei die Versuche gemäß den Bedingungen des Szenarios 3 durchgeführt wurden. Die Ergebnisse für Erdgas und Erdgas/H₂-Gemische mit einem Wasserstoffanteil von 10, 20, 30 und 50 Vol.-% sind **Abbildung 54** zu entnehmen. Alle dargestellten Temperaturen sind Mittelwerte aus einem Messzeitintervall von 30 Minuten.

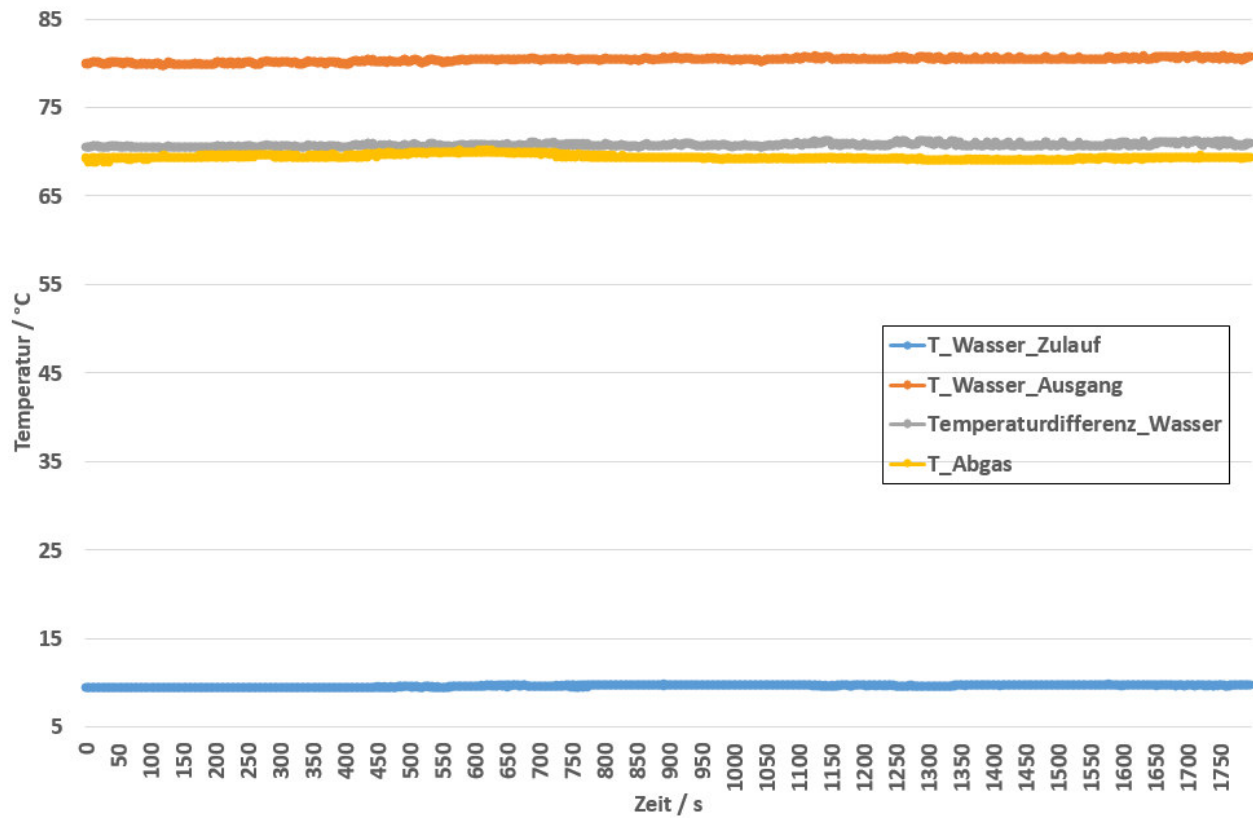


Abbildung 53: Temperaturverlauf bei $P_{\text{Brenner}} = 120 \text{ kW}$, Erdgas, Brennersystem I, $\lambda = 1,05$

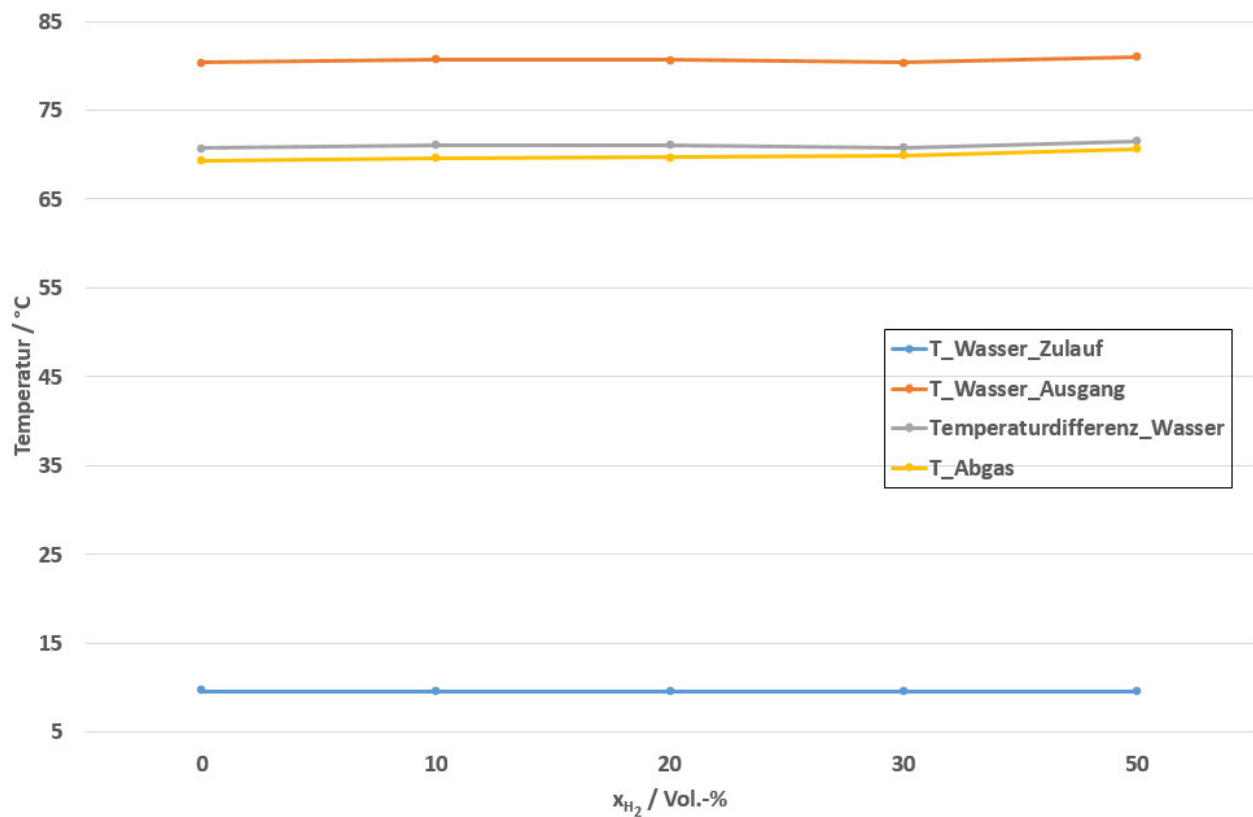


Abbildung 54: Temperaturverlauf bei $P_{\text{Brenner}} = 120 \text{ kW}$, Erdgas/ H_2 , Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$

Gegenüber den Messwerten des Betriebs mit Erdgas zeigen sich in allen Betriebspunkten nur marginale Unterschiede. Alle Temperaturen sind annähernd konstant. Aufbauend auf den Messergebnissen wurden die durch das Wasser abgeführte Wärmeleistung und der Abgasverlust berechnet.

Der feuerungstechnische Wirkungsgrad η_{FWG} kann als Maß für die Effizienz der Thermoprozessanlage verstanden werden. Er wird mithilfe des Abgasverlustes q_A gebildet:

$$\eta_{FWG} = 1 - q_A \quad (3.4)$$

Der Abgasverlust q_A ist dabei das dimensionslose Verhältnis des Enthalpiestromes des Abgases $\dot{H}_A$, bezogen auf die Umgebung zu der thermischen Leistung $\dot{Q}_{th}$:

$$q_A = \frac{\dot{H}_A}{\dot{Q}_{th}} \quad (3.5)$$

Die für den Abgasverlust erforderlichen Stoffwerte wurden anhand einer Abgasanalyse mit Probenahme im Kamin ermittelt. Die Ergebnisse finden sich in **Abbildung 55**.

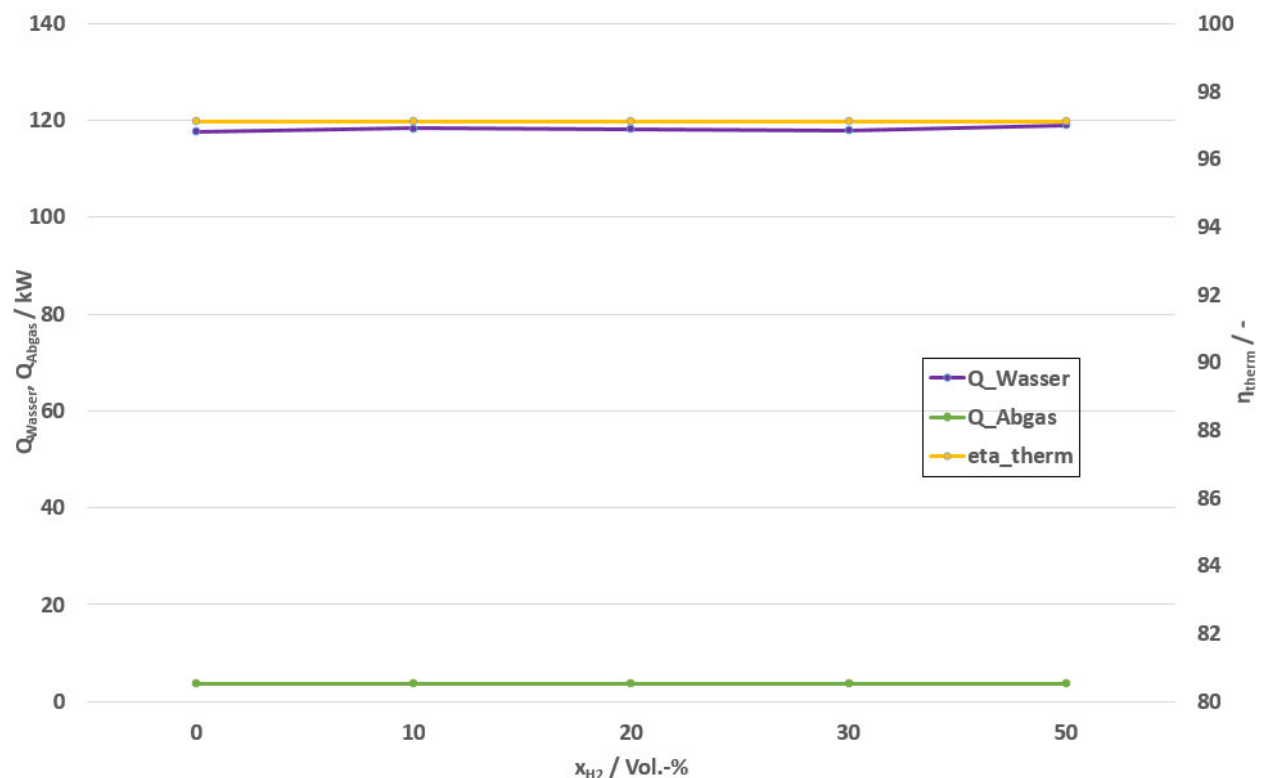


Abbildung 55: Wärmeströme und feuerungstechnischer Wirkungsgrad, Erdgas/H₂, Brennersystem I, Szenario 3, $\lambda = 1,05$

Auch die Wärmeleistungen und der feuerungstechnische Wirkungsgrad zeigen innerhalb des betrachteten Konzentrationsbereichs keine nennenswerten Unterschiede. Es wird durchweg ein Wirkungsgrad von etwa 97 % erreicht, die Abgasverluste erreichen rund 3,5 kW. Mithin konnten

durch die Zumischung von H_2 zum Erdgas praktisch keine Unterschiede im Wärmeübertragungsverhalten festgestellt werden.

4.6.8 Versuchsergebnisse Wobbe-Index- und Heizwertmessgeräte

Für die Untersuchung der Gasbeschaffenheitsmessgeräte wurde die Gasversorgungsleitung der Versuchsbrenner mit zusätzlichen Anschlüssen versehen, so dass eine Messung des den Brennern zugeführten Gasgemisches mit mehreren Messgeräten simultan möglich war.

Die mit der Gasmischeinrichtung des GWI hergestellten Gemische sind prozessbedingt hinsichtlich der exakten Zusammensetzung leichten Schwankungen unterworfen. Zum einen ergeben sich schon alleine aus der Verwendung von Erdgas aus dem öffentlichen Versorgungsnetz Schwankungen in der Gasbeschaffenheit, zum anderen weisen auch die Massendurchflussregler des Gasmischers eine unvermeidbare Messungenauigkeit auf. Für das Erreichen von kontrollierbaren Versuchsbedingungen ist daher ein Referenzsystem erforderlich.

Mit Hilfe des GWI-Gaschromatographen (vgl. Kapitel 3.1) kann die gelieferte Erdgasqualität mit hinreichender Genauigkeit erfasst werden. Zusätzlich wurden zertifizierte Flaschengase mit Gemischen aus Kohlenwasserstoffen und H_2 verwendet, um auch Erdgasgemische mit hohem Wasserstoffanteil darstellen zu können. Während der Durchführung einiger Vorversuche hat sich gezeigt, dass einer der untersuchten Prozessgaschromatographen in der Lage ist, den gesamten untersuchten Konzentrationsbereich der Wasserstoffzumischung zu vermessen. Das Gerät zeichnete sich zudem durch eine hohe Messgenauigkeit aus. Für die Untersuchung der übrigen Messgeräte wurde dieser Gaschromatograph daher als Referenzmessgerät verwendet.

Vor Beginn aller Geräteuntersuchungen wurden die Messgeräte gemäß der Herstelleranweisung in Betrieb genommen und mittels der erforderlichen Kalibriergase kalibriert. In einer ersten Messreihe wurden die beiden Prozessgaschromatographen I (GC I) und II (GC II) miteinander verglichen. Für den Betrieb sind die Trägergase Helium und Stickstoff sowie ein Kalibriergas, bestehend aus zwölf Gaskomponenten, erforderlich. Der Gaschromatograph II benötigt zusätzlich noch einen Druckluftanschluss für die Ansteuerung pneumatischer Ventile.

Beide Geräte liefern die volumetrischen Anteile der einzelnen Gaskomponenten als Ergebnis. **Abbildung 55** zeigt die gemessenen Werte der Bestandteile CH_4 und H_2 , **Abbildung 56** enthält die Daten der Komponenten C_2H_6 , C_3H_8 und N_2 für Gasgemische mit bis zu 50 Vol.-% Wasserstoff. Dargestellt sind jeweils die Mittelwerte aus drei aufeinander folgenden Gasanalysen.

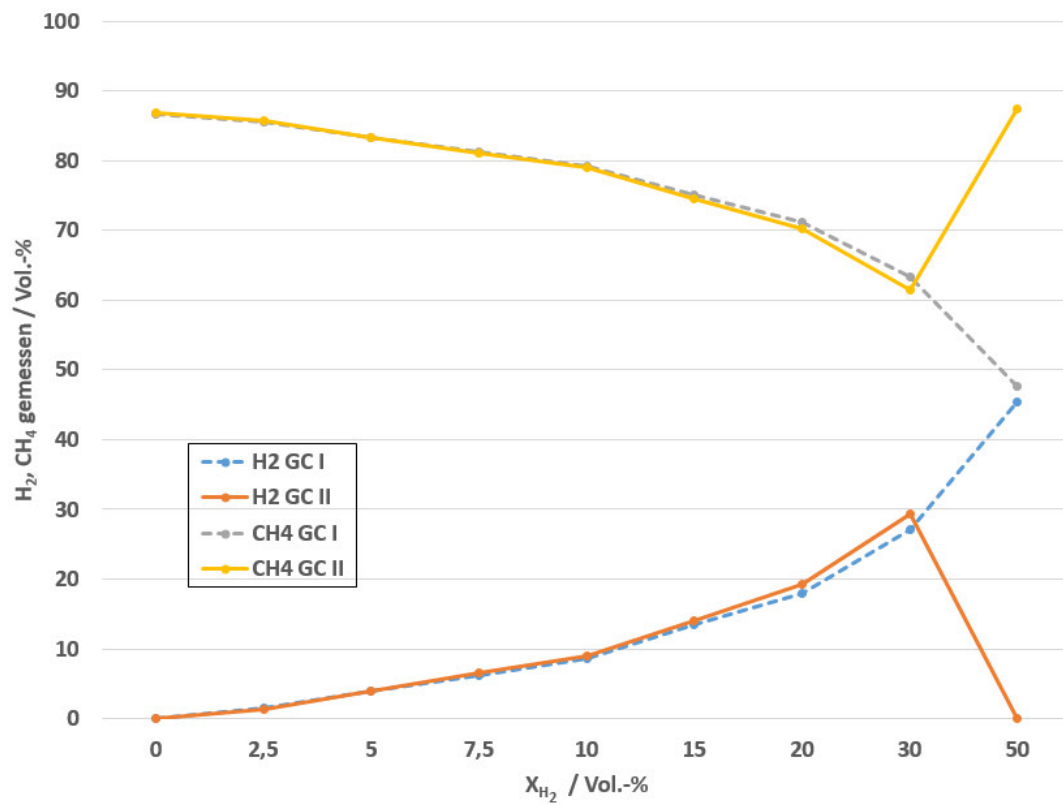


Abbildung 55: H₂- und CH₄-Konzentration, Prozessgaschromatographen I und II

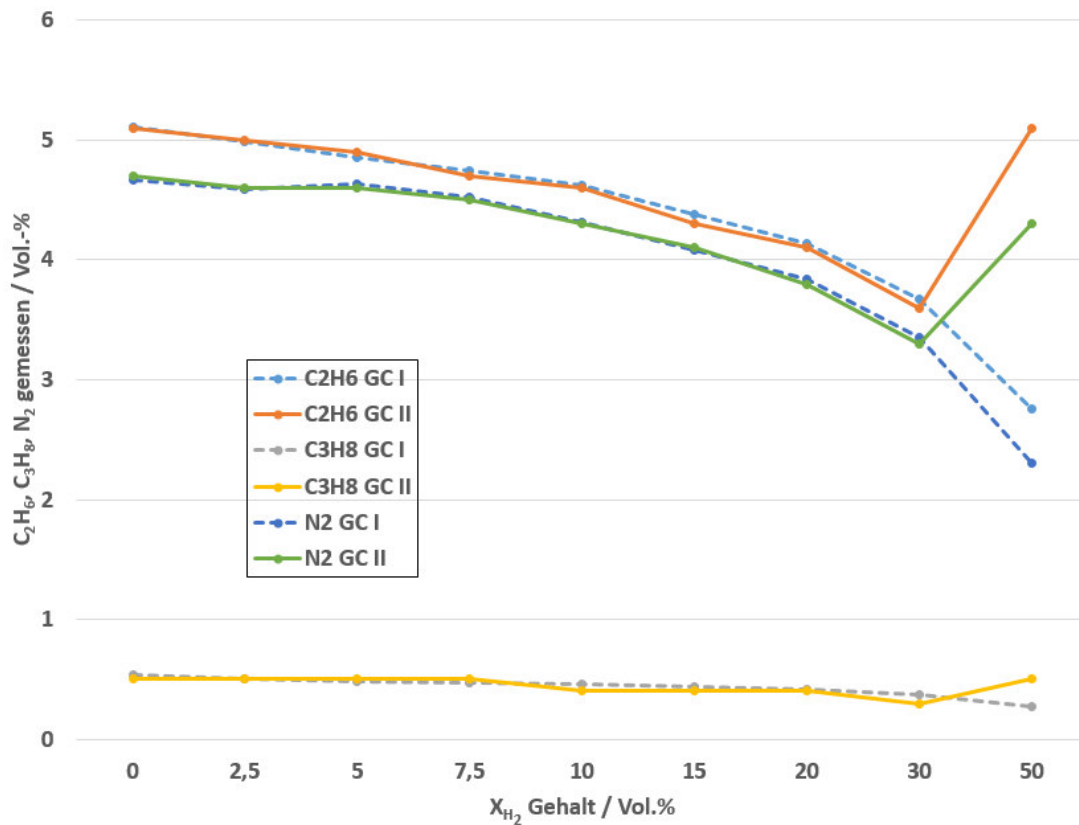


Abbildung 56: C₂H₆-, C₃H₈- und N₂-Konzentration, Prozessgaschromatographen I und II

Bis zu einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% sind die Messwerte beider Geräte bei allen Gaskomponenten praktisch identisch. Höhere H₂-Anteile führen zu einem leichten Auseinanderdriften der Ergebnisgraphen. So wird von dem GC I eine zunehmend höhere CH₄ Konzentration und eine sinkende H₂-Konzentration gemessen. Bei den übrigen Gaskomponenten lässt sich keine eindeutige Tendenz feststellen. Bemerkenswert hierbei ist die Tatsache, dass der GC II Wasserstoffanteile im Erdgas von bis zu 30 Vol.-% sicher detektieren kann, höhere Konzentrationen jedoch zu Fehlern bei der Analyse aller Komponenten führt. In diesem Fall fällt die gemessene H₂-Konzentration auf null ab, wobei aufgrund einer softwareseitigen Normierung auf 100 % den übrigen Komponenten der fehlende H₂-Anteil anteilig zugeschlagen wird.

Neben den hier aufgeführten Gasbestandteilen umfassen die Analysen beider Geräte noch eine Vielzahl weitere Komponenten, die jedoch überwiegend in Anteilen < 1 Vol.-% im Erdgas vorhanden sind und daher keine weitere Beachtung finden sollen. Ausgehend von den Analyseergebnissen erfolgt eine geräteinterne Berechnung einiger Gasparameter wie etwa Heizwert, Brennwert, Wobbe-Index und Dichte. Prinzipbedingt messen die Prozessgaschromatographen diskontinuierlich, das heißt zwischen zwei vollständigen Analysen liegt ein Zeitraum von mehreren Minuten innerhalb dessen keine Daten geliefert werden. So benötigt der GC I circa 180 s für eine Analyse, beim GC II umfasst eine Analyse etwa 400 s.

Im Gegensatz hierzu liefert das untersuchte kalorimetrisch arbeitende Gasbeschaffenheitsmessgerät Daten im Sekundentakt, wobei die T₉₀-Zeit im Bereich von ungefähr 5 s liegt. Das Gerät beinhaltet eine elektrisch beheizte Zirkondioxidmesszelle und eine Dichtemesszelle. Als Ergebniswerte werden der Brennwert, der Wobbe-Index, die Normdichte und der CARI (Combustion Air Requirement Index) geliefert. Der CARI ist eine dem Verbrennungsluftbedarf vergleichbare Größe, die wie folgt berechenbar ist:

$$CARI = \frac{\text{Verbrennungsluftbedarf}}{\sqrt{\rho_{\text{rel.}}}} \quad (3.4).$$

Das Messgerät benötigt für den Betrieb zwei Kalibrier gases, bestehend aus zwei bzw. drei Komponenten, die jeweils dem oberen und unteren Messbereichsende entsprechen sowie einen Druckluftanschluss.

Die Messergebnisse für Erdgas/H₂-Gemische mit bis zu 50 Vol.-% H₂ finden sich in den **Abbildungen 57** und **58**. Dargestellt ist der Vergleich mit dem GC I, wobei die Werte des Gasbeschaffenheitsmessgerätes Mittelwerte aus einem Messintervall von etwa 3 Minuten sind.

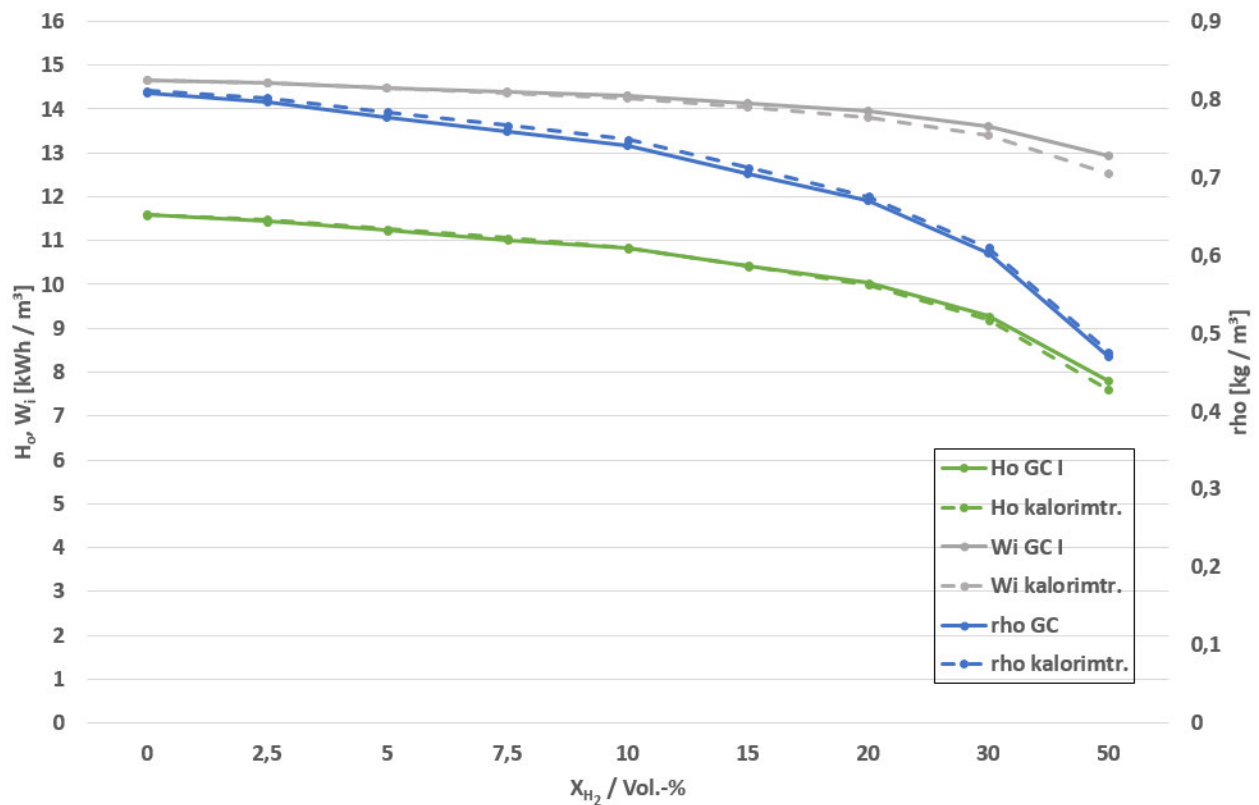


Abbildung 57: H_0 , W_i und $\rho_{\text{rel.}}$ als Funktion des H_2 -Anteils, GC I und kalorimetrisch arbeitende Gasbeschaffenheitsmessgerät

Der Brennwert und der Wobbe-Index des kalorimetrisch arbeitenden Gasbeschaffenheitsmessgerätes weisen bis zu einem H_2 -Gehalt von 15 Vol.-% eine sehr gute Übereinstimmung auf. Bei höheren Wasserstoffgehalten lassen sich zunehmend leichte Abweichungen feststellen, wobei das Gasbeschaffenheitsmessgerät tendenziell leicht tiefere Ergebniswerte liefert. Bei der relativen Dichte sind die Abweichungen der beiden Geräte etwas größer, die Übereinstimmung kann jedoch insgesamt als gut bezeichnet werden. Der CARI zeigt bis zu einem H_2 -Anteil von 30 Vol.-% ebenfalls eine sehr gute Übereinstimmung mit den aus der Analyse des GC I berechneten Ergebnissen.

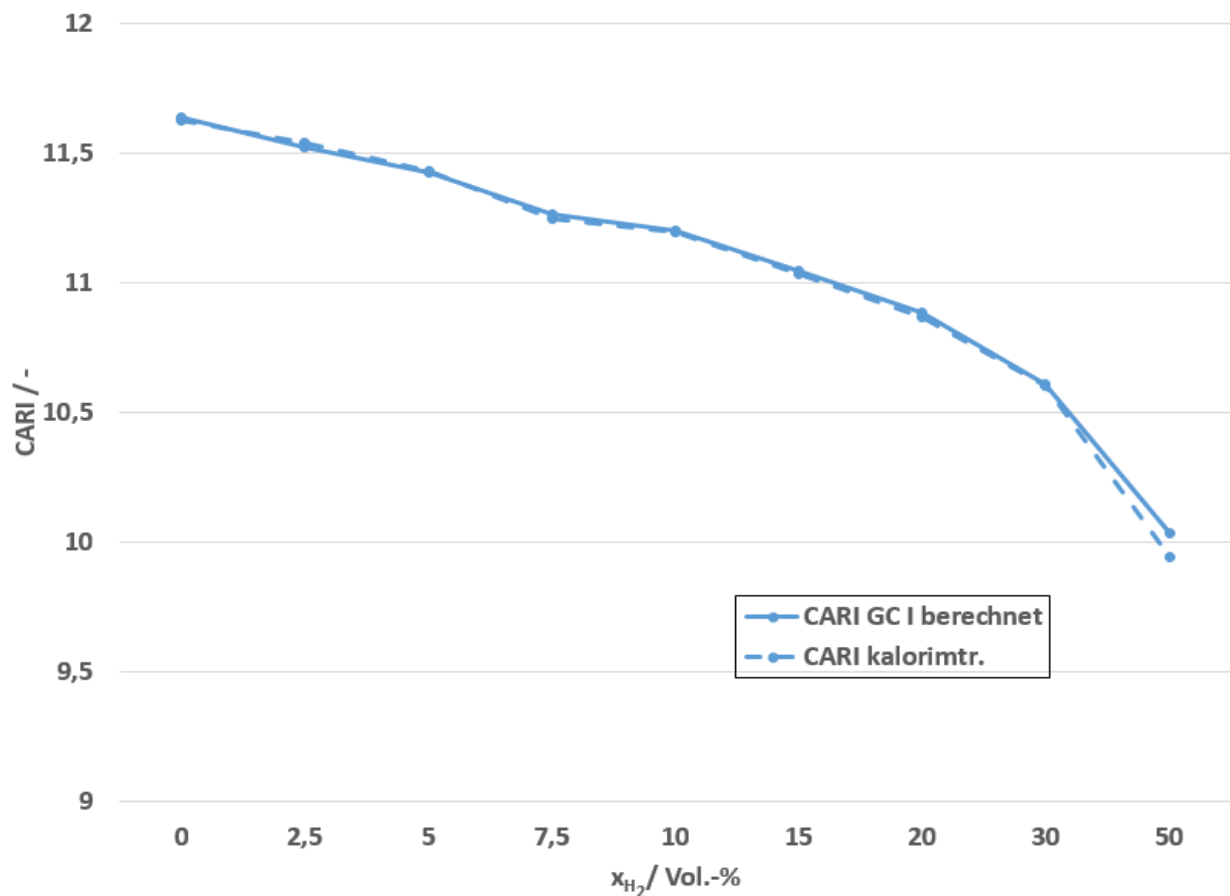
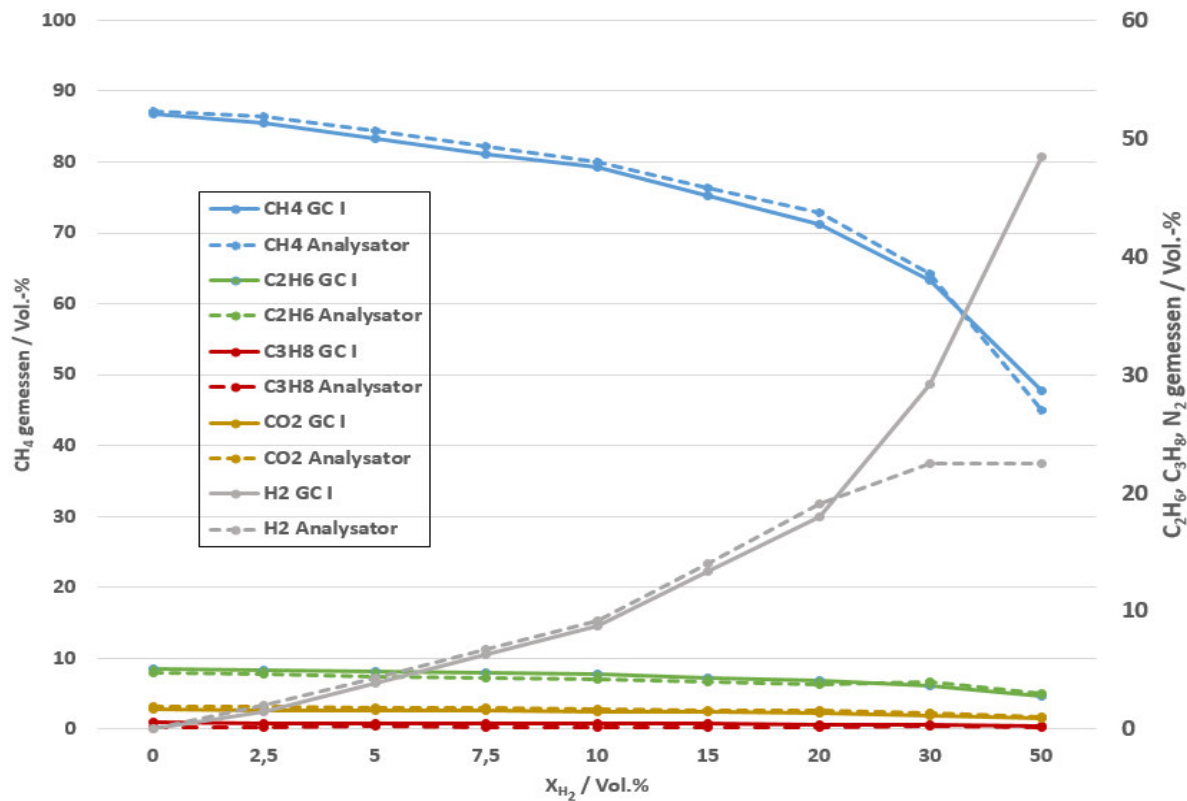
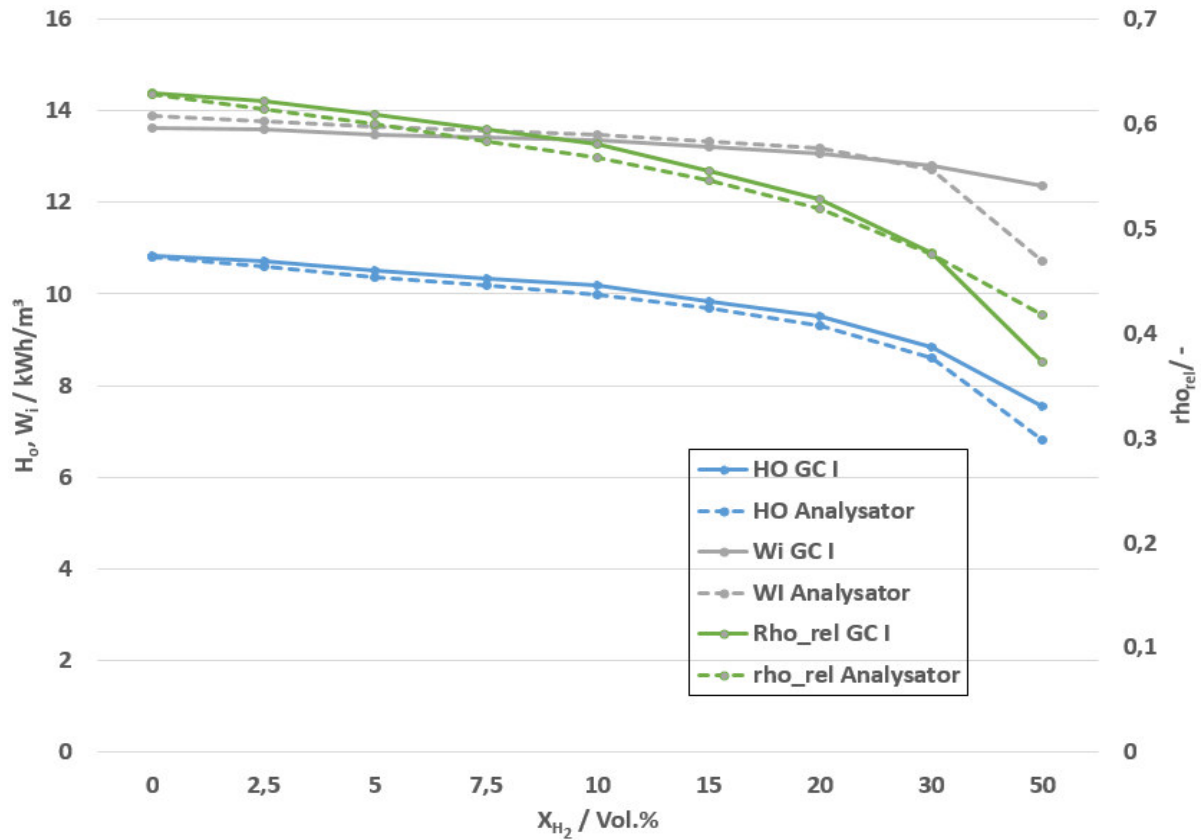


Abbildung 58: CARI als Funktion des H_2 -Anteils, GC I und kalorimetrisch arbeitendes Gasbeschaffenheitsmessgerät

In einer weiteren Messreihe wurde der Gasanalysator hinsichtlich der Eignung für die Messung wasserstoffhaltiger Erdgasgemische untersucht. Das Gerät umfasst mehrere Infrarot Photometer für die Messung kohlenstoffhaltiger Gasbestandteile und einen Wärmeleitfähigkeitsdetektor zur Bestimmung des Wasserstoffanteils im Gas. Messbar sind die Erdgasbestandteile Methan, Ethan, Propan und Kohlendioxid sowie Wasserstoff. Zusätzlich werden der Brennwert, der Wobbe-Index und die relative Dichte basierend auf den Analysenwerten berechnet, wobei sämtliche Werte im Sekundenbereich geliefert werden. Die Kalibrierung der Messzellen für die Messung der kohlenstoffhaltigen Bestandteile erfolgt mittels interner Kalibrierküvetten, für die Kalibrierung des Wärmeleitfähigkeitsdetektors wird ein wasserstoffhaltiges Kalibriegas benötigt, zusätzlich ist ein Nullgas für die Nullpunktkalibrierung aller Messzellen erforderlich.

Die **Abbildungen 59** und **60** verdeutlichen die vom Gerät gemessenen Konzentrationen und die Gasparameter im Vergleich zu den Ergebnissen des GC I. Bei den dargestellten Werten des Gasanalysators handelt es sich um Mittelwerte aus einem Intervall von circa drei Minuten.

Abbildung 59: Gemessene CH_4 -, C_2H_6 -, C_3H_8 -, CO_2 - und H_2 -Konzentration als Funktion des H_2 -Anteils, GC I und GasanalysatorAbbildung 60: H_o , W_i und ρ_{rel} . als Funktion des H_2 -Anteils, GC I und Gasanalysator

Die Messergebnisse des Gasanalysators weisen insgesamt eine gute Übereinstimmung mit den vom GC I gelieferten Daten auf. Mit Ausnahme des Wasserstoffs werden alle gemessenen Komponenten unabhängig vom H₂-Anteil des Brenngasgemisches sicher detektiert. Wasserstoffkonzentration von mehr als 23 Vol.-% konnten mit der vorliegenden Schnittstellenkonfiguration nicht dargestellt werden, obwohl die Messzelle in der Lage ist H₂-Konzentrationen von bis zu 50 Vol.-% zu messen. Durch eine Neukonfiguration des Messgerätes wäre auch die Darstellung höherer Wasserstoffkonzentrationen möglich. Der Brennwert und der Wobbe-Index liegen ebenfalls bis zu einem H₂-Anteil von 30 Vol.-% nah bei den Ergebnissen des GC I, höhere Wasserstoffanteile führen zu größeren Abweichungen. Die Messwerte der relativen Dichte weisen auch bei niedrigeren H₂-Anteilen vereinzelt etwas höhere Abweichungen auf.

Darüber hinaus wurde im Rahmen einer Messreihe auch der Prototyp eines H₂/O₂-Analysators getestet. Bestandteile des Gerätes sind unter anderem eine beheizte Zirkondioxid Sonde und ein Wärmeleitfähigkeitsdetektor. Gemessen werden der Wasserstoff- und der Sauerstoffgehalt im Erdgas. Eine Gerätekalibrierung ist nicht erforderlich, weitere Medien werden für den Betrieb nicht benötigt. Die Messdaten werden kontinuierlich geliefert. **Abbildung 61** zeigt die Messwerte im Vergleich zu den Ergebnissen des GC I.

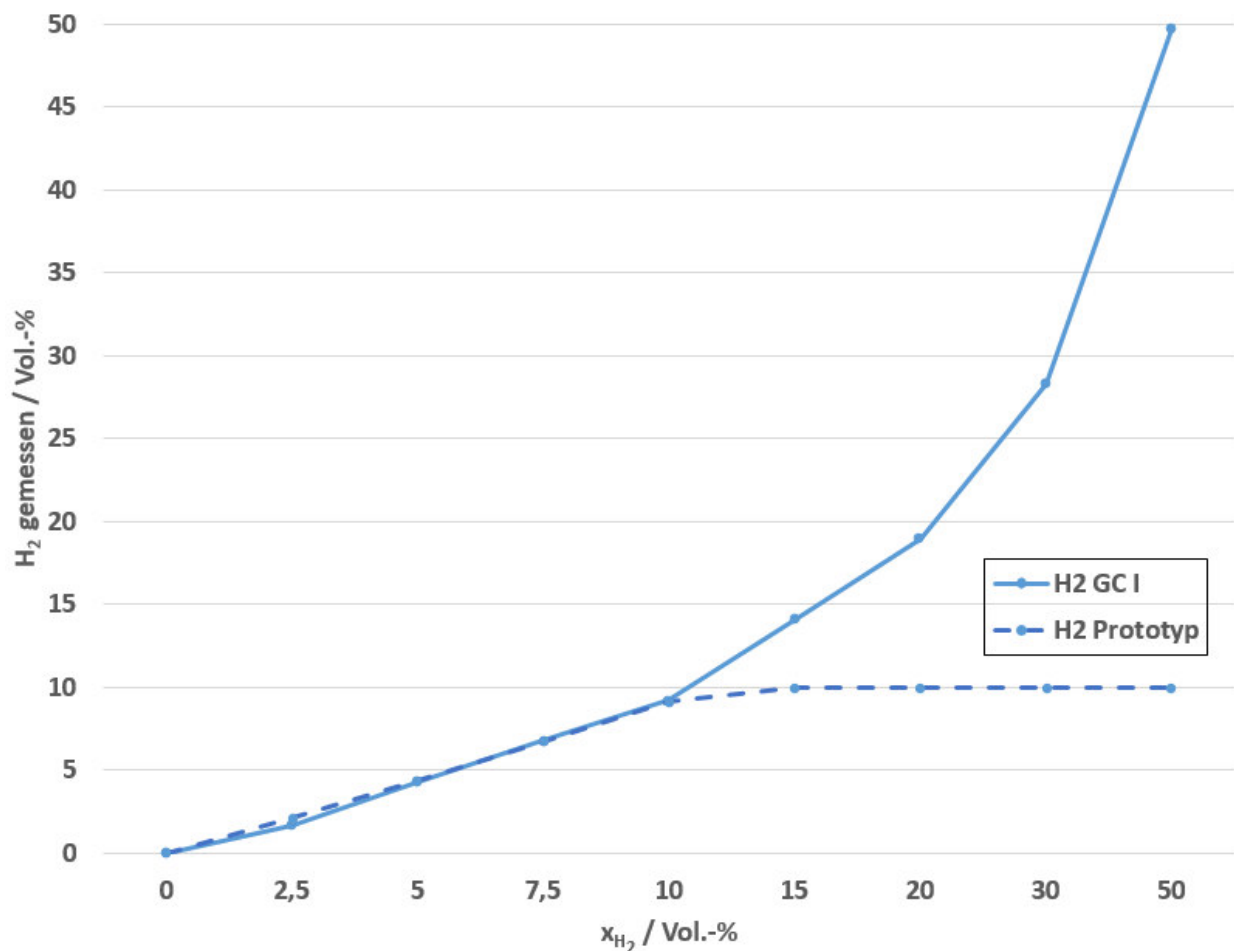


Abbildung 61: Gemessener Wasserstoffgehalt als Funktion des H₂-Anteils im Erdgas, GC I und Prototyp

Bis zu einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% wird die H_2 -Konzentration zuverlässig bestimmt, wobei die Übereinstimmung mit den Messwerten des GC I sehr gut ist. H_2 -Konzentration größer 10 Vol.-% können nicht gemessen werden. Während der Versuche hat sich gezeigt, dass die Ansprech- und Stabilisierungszeit, insbesondere bei größeren Konzentrationsunterschieden, bei mehreren Minuten liegt.

4.7 Ergebnisse der numerischen Simulation

Die experimentellen Brennerversuche wurden mit Hilfe von numerischen Simulationen nachgebildet. Der große Vorteil der numerischen Betrachtung liegt in der größeren Datenmenge. Während bei messtechnischen Untersuchungen die Anzahl an Messstellen stark begrenzt ist, können in einer numerischen Simulation je nach Aufbau mehrere Millionen „Messzellen“ enthalten sein. In diesen Zellen ist wiederum eine Vielzahl von Informationen (wie z. B. Temperatur, Druck, etc.) verfügbar.

4.7.1 Verwendete Geometrie

Der Aufbau und die Geometrie des numerischen Modells besitzen wesentlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse. Daher sollen im Weiteren die wesentlichen Merkmale des verwendeten Geometriemodells kurz und anschaulich dargestellt werden. Die **Abbildungen 62** und **63** beschreiben die Geometrie des Versuchsofens und des simulierten Brenners (Brennersystem I).



Abbildung 62: Geometrie des Versuchsofens mit Brennersystem I

Das Brennersystem ist bündig an der quaderförmigen Brennkammer angebracht. Die vollständige Verbrennung findet spätestens in der darauffolgenden Brennkammer statt. Anschließend wird das Abgas durch einen Abgaskanal aus dem Ofenraum geleitet.

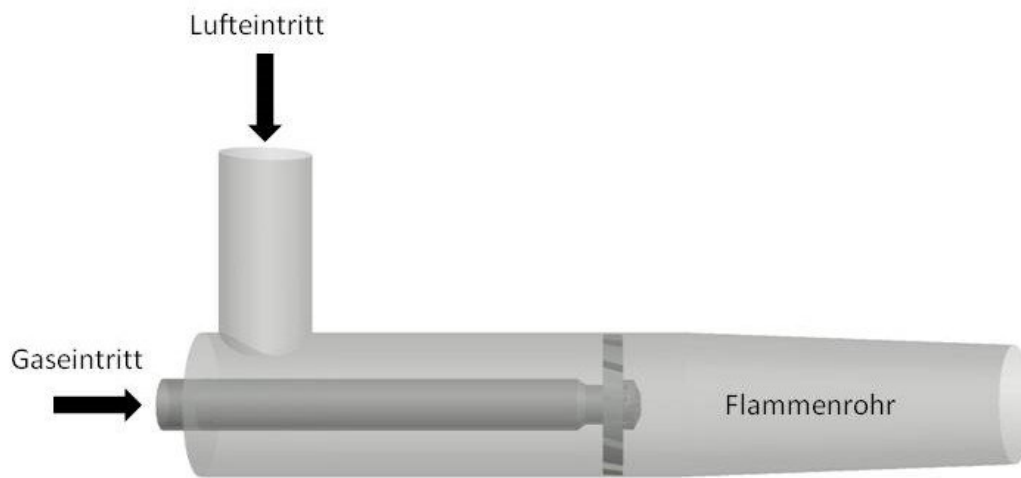


Abbildung 63: Detailansicht der Geometrie des verwendeten Brennersystems I

Es ist erkennbar, dass es sich hierbei entsprechend des Brennersystem I um einen nicht-vorgemischten Brenner handelt. Die Vermischung von Brenngas und Verbrennungsluft wird durch einen etwa mittig des Flammrohres angeordneten Drallerzeuger und einen Düsenkopf erreicht.

4.7.2 Betriebsparameter

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die Zusammensetzung des verfügbaren Erdgases und die Wasserstoffzumischraten bereits ausführlich erläutert. Für die Simulationen wurden grundsätzlich identische Gasgemische verwendet. Zugunsten eines besseren Verständnisses sind in der nachfolgenden **Tabelle 7** alle im Rahmen der Simulationen untersuchten Gasgemische aufgeführt.

Tabelle 7: Verwendete Gasgemische

Zusammensetzung in Vol.-%					
	Bezeichnung				
	GW	5 % H ₂	10 % H ₂	20 % H ₂	50 % H ₂
CH ₄	90,8768	86,3330	81,7891	72,7014	45,4384
C ₂ H ₆	5,5310	5,2545	4,9779	4,4248	2,7655
C ₃ H ₈	0,4531	0,4304	0,4078	0,3625	0,2266
C ₄ H ₁₀	0,1225	0,1164	0,1103	0,0980	0,0613
C ₅ H ₁₂	0,0426	0,0405	0,0383	0,0341	0,0213
CO ₂	2,0900	1,9855	1,8810	1,6720	1,0450
N ₂	0,8840	0,8397	0,7956	0,7072	0,4419
H ₂	0,0000	5,0000	10,0000	20,0000	50,0000
Σ	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00

Unter Berücksichtigung der gegebenen Erdgaszusammensetzung ergeben sich die in **Tabelle 8** aufgelisteten Volumenströme des Brenngases und der Luft.

Tabelle 8: Verwendete Betriebsparameter für Erdgas

Referenzgas (Erdgas)		
Parameter	Einheit	Wert
Gasvolumenstrom	$[\text{m}_\text{N}^3/\text{h}]$	11,73
Nennleistung	$[\text{kW}]$	120
Luftzahl	$[-]$	1,05
Luftvolumenstrom	$[\text{m}_\text{N}^3/\text{h}]$	119,98

4.7.3 Modellierung

Neben der Geometrie und der Gittergenerierung ist das verwendete numerische Berechnungsverfahren ein wesentliches Merkmal der Simulation. Auch das Turbulenzmodell in Kombination mit den Erhaltungsgleichungen für Strömungsimpulse ist entscheidend. Ebenso bedarf es bei der Darstellung des Verbrennungsprozesses eines geeigneten Verbrennungs- und Strahlungsmodells. Die verwendeten Modelle sind in **Tabelle 9** aufgeführt.

Durchgeführt wurden die CFD-Simulationen mit der kommerziellen Software ANSYS FLUENT (v14.5.7). Das zuvor in GAMBIT (Software zum Erstellen oder Vernetzen der Geometrie) erstellte Gitter - das Brenner und Brennkammer darstellt - weist eine Größe von ungefähr 2 Millionen Zellen auf. Die komplexe Geometrie des Brenners erfordert den Einsatz eines Hybridnetzes mit tetraedischen und hexaedrischen Zellen.

Tabelle 9: Übersicht über das CFD-Setup und wesentliche Eigenschaften des Simulationsmodells

CFD-Setup	
Software:	ANSYS FLUENT, Version 14.5.7
Methode:	Stationäre RANS-Simulation
Gittergröße:	Circa 2 Millionen Zellen
Brennkammerwände:	Dicke 30 cm, Wärmeleitfähigkeit $1 \frac{\text{W}}{\text{m K}}$
Turbulenzmodell:	$k - \omega$ -Modell SST
Verbrennungsmodell:	Nicht-adiabates PDF-Gleichgewichtsmodell
Strahlungsmodell:	Discrete-Ordinate-Model

4.7.4 Simulationsergebniss

Neben dem Erdgasbetrieb wurden auch die bereits bei den experimentellen Untersuchungen verwendeten Szenarien 1 und 3 simuliert. Die Brennnerversuche haben gezeigt, dass sich die Ergebnismwerte des Szenarios 2 in Bezug auf den Wertebereich stets zwischen denen des Szenarios 1 und 3 bewegen, weshalb auf die Analyse des Szenarios 2 verzichtet wurde.

Die Austrittstemperatur eines industriellen Feuerungssystems ist eine bedeutende Größe zur Beschreibung und Regelung einer Brenneranlage. Beispielsweise ist der Energiegehalt des Abgases wesentlich von der Abgastemperatur abhängig. Außerdem geht eine Veränderung der Austrittstemperatur mit einer Veränderung der Abgaszusammensetzung einher, was wiederum Auswirkungen auf die Schadstoffemissionen oder die Effizienz einer industriellen Feuerungsanlage haben kann. Ferner können nachgeschaltete Komponenten der Thermoprozessanlage durch Temperatureinflüsse an Effizienz verlieren oder sogar beschädigt werden.

Die Simulationen führten für die verschiedenen Szenarien und die verwendeten H₂-Zumischungen zu den in den **Abbildungen 64** und **65** dargestellten mittleren Austrittstemperaturen.

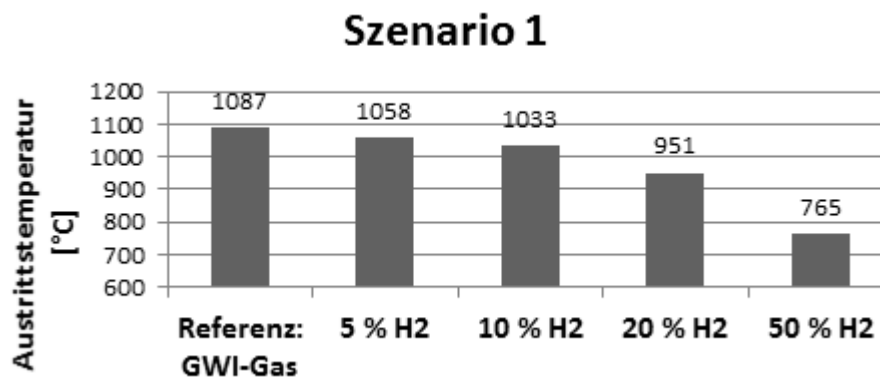


Abbildung 64: Mittlere Austrittstemperaturen, Erdgas/H₂-Gemische, Szenario 1

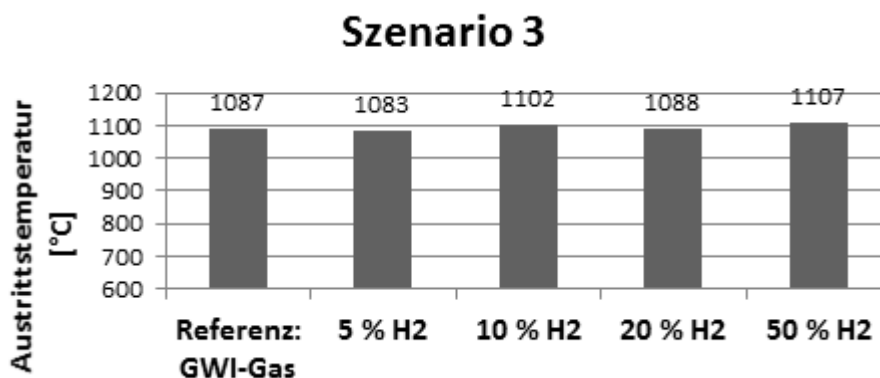


Abbildung 65: Mittlere Austrittstemperaturen, Erdgas/H₂-Gemische, Szenario 3

Aus **Abbildung 64** wird deutlich, welchen Einfluss der Wasserstoffanteil im Brenngas auf die mittlere Austrittstemperatur unter den Bedingungen des Szenarios 1 hat. Die mittlere Austrittstemperatur sinkt kontinuierlich mit zunehmenden H₂-Anteil im Brenngas. Bei 10 % Vol.-% H₂ ist sie

bereits um fast 54 K (-5,0 %) gesunken im Vergleich mit dem GWI-Erdgas ($T_{AUS} = 1087\text{ °C}$). Die mittlere Abgastemperatur bei 20 % Vol.-% H_2 (951 °C) ist im Vergleich zum GWI-Erdgas schon um 136 K niedriger, was einer prozentualen Absenkung von -12,5 % entspricht. Bei 50 Vol.-% H_2 -Zumischung werden nur noch 765 °C erreicht, entsprechend -30 %.

Beim Szenario 3 werden sowohl die Brennerleistung als auch die Luftzahl konstant gehalten. Aufgrund dessen ergeben sich für alle Gase ähnliche (und im Vergleich zum Szenario 1 auch höhere) mittlere Austrittstemperaturen. Das bedeutet: Unabhängig von der Höhe der H_2 -Zumischung bleibt die mittlere Austrittstemperatur auf einem vergleichbaren Niveau.

Neben der Austrittstemperatur sind die Verbrennungstemperatur und die Temperaturverteilung im Ofenraum von zentraler Bedeutung. Das Temperaturfeld beeinflusst den Reaktionsablauf sowie den Wärmeübergang auf ein Gut. Mittels der CFD-Simulationen wurden die Temperaturverteilungen der vertikalen Mittelebene berechnet. **Abbildung 66** zeigt die Ergebnisse in den vertikalen Mittelebenen für das GWI-Erdgas und ein Gemisch mit 50 % Vol.-% H_2 (Szenarien 1 und 3).

Alle Mittelebenen weisen qualitativ ähnliche Temperaturverteilungen auf. Außerhalb des heißen Verbrennungsbereiches, zeigt sich ein ziemlich gleichverteiltes Temperaturniveau, wobei in allen Fällen der hintere Bereich der Brennkammer etwas wärmer ist. Quantitativ unterscheiden sich die Temperaturniveaus der jeweiligen Szenarien deutlich: Szenario 1 besitzt ein erheblich niedriges Temperaturniveau als das des GWI-Erdgases. Szenario 3 weist ein quantitativ übereinstimmendes Temperaturniveau im Vergleich mit dem GWI-Erdgas auf.

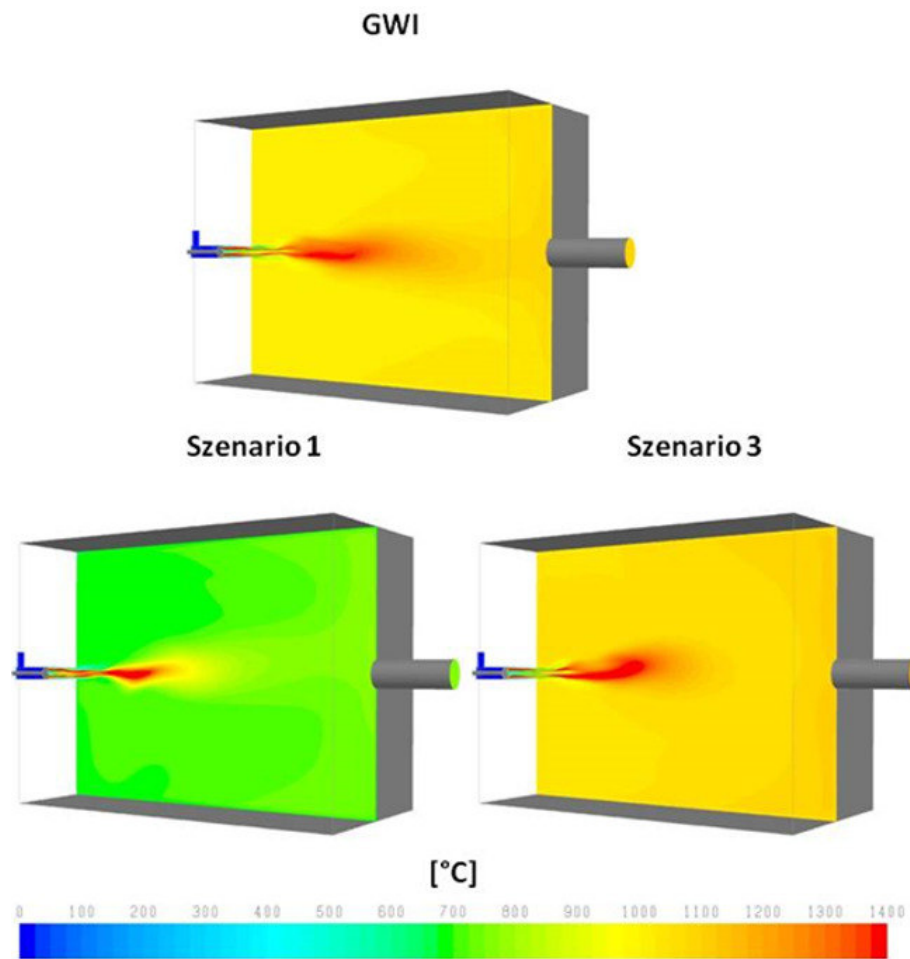


Abbildung 66: Temperaturverteilung in den vertikalen Mittelebenen, Erdgas + Erdgas/H₂ 50 Vol.-%

Wie zuvor erläutert, unterscheiden sich die mittleren Austrittstemperaturen und Temperaturniveaus der Szenarien 1 und 3 deutlich, trotzdem treten etwa gleich hohe Verbrennungstemperaturen auf. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Maximaltemperaturen bei nicht-vorgemischten Flammen stets im Bereich der nah-stöchiometrischen Mischung von Brennstoff und Oxidator auftreten. Die adiabaten Flammentemperaturen bei $\lambda \approx 1$ der untersuchten Gase unterscheiden sich jedoch kaum (vgl. Tabelle 3). Die ermittelten Unterschiede sind daher vordergründig auf den hohen Luftüberschuss (Szenario 1) zurückzuführen.

Die Produktqualität in verfahrenstechnischen Fertigungsprozessen wird maßgeblich vom Wärmeeintrag in das Gut beeinflusst, wobei sowohl die Gesamtwärmemenge als auch deren Verteilung wichtige Rollen spielen. Neben den gezeigten Temperaturprofile, sind insbesondere die Wärmeströme und -dichten sowie die sich ergebende Flammengröße als Indikator für den Wärmeeintrag geeignet. In den **Abbildungen 67** und **68** sind die Wärmeströme durch die Brennkammerwände für die simulierten Gasgemische in den jeweiligen Szenarien dargestellt.

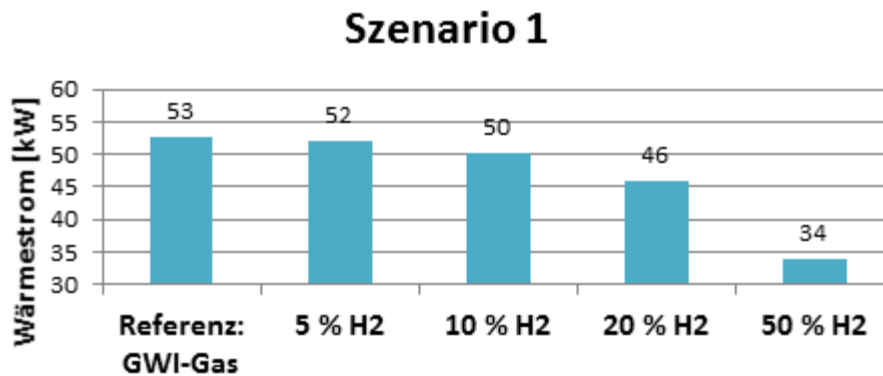


Abbildung 67: Wärmeströme durch die Brennkammerwände, Szenario 1.

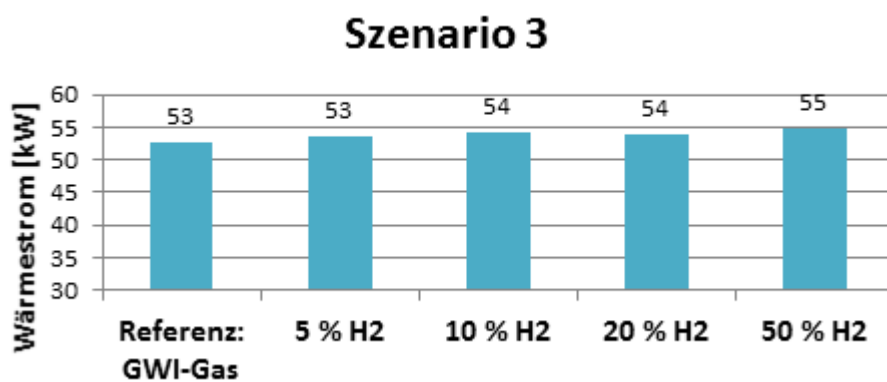


Abbildung 68: Wärmeströme durch die Brennkammerwände, Szenario 3.

Im Szenario 3 (**Abbildung 68**) ist der Effekt der Wasserstoffzumischung eher gering, es treten dementsprechend ähnliche Wärmestromdichten auf. Bei 50 % Vol.-% H₂ ergibt sich ein maximaler Wärmestrom von 55 kW.

Der Abfall der Brennerleistung bewirkt im Szenario 1 auch eine Absenkung der Wärmeströme; im Fall von 50 Vol.-% H₂ auf nur noch 34 kW. Dies entspricht einer prozentualen Absenkung von - 38,2 %.

Aber auch innerhalb eines Szenarios ergeben sich beachtliche Unterschiede: So sinken die Wärmeströme im Szenario 1 im Vergleich zwischen den Gasen GWI-Erdgas und dem Gemisch mit 50 Vol.-% H₂ um - 19 kW, was einer Reduzierung von - 35,9 % gleichkommt. Der Einfluss der H₂-Zumischung ist demnach deutlich zu erkennen. Nur durch die Nachregelung der Brennerleistung und der Luftzahl können die Auswirkungen der Wasserstoffbeimischung auf den Verbrennungsprozess minimiert werden (Szenario 3).

Bei sensiblen industriellen Prozessen hat die deutliche, unerwünschte Änderung des Wärmeeintrages vermutlich bereits Auswirkungen auf die Produktqualität. Die globale Betrachtungsweise der zuvor gezeigten Wärmeströme erlaubt allerdings keine Rückschlüsse auf die lokale Wärme-freisetzung in der Brennkammer. Mithilfe der CFD-Simulationen kann die Verteilung der Wärmestromdichte durch die Brennkammerwände anschaulich dargestellt werden.

Abbildung 69 zeigt die Verteilung der Wärmestromdichte $\dot{q}$ durch die aufgeklappten Brennkammerwände, für das GWI-Erdgas und die Szenarien 1 und 3 (50 Vol.-% H₂). Zusätzlich sind der jeweilige Brennkammerwandwärmestrom $\dot{Q}_W$ und die Brennerleistung $\dot{Q}_{th}$ eingetragen.

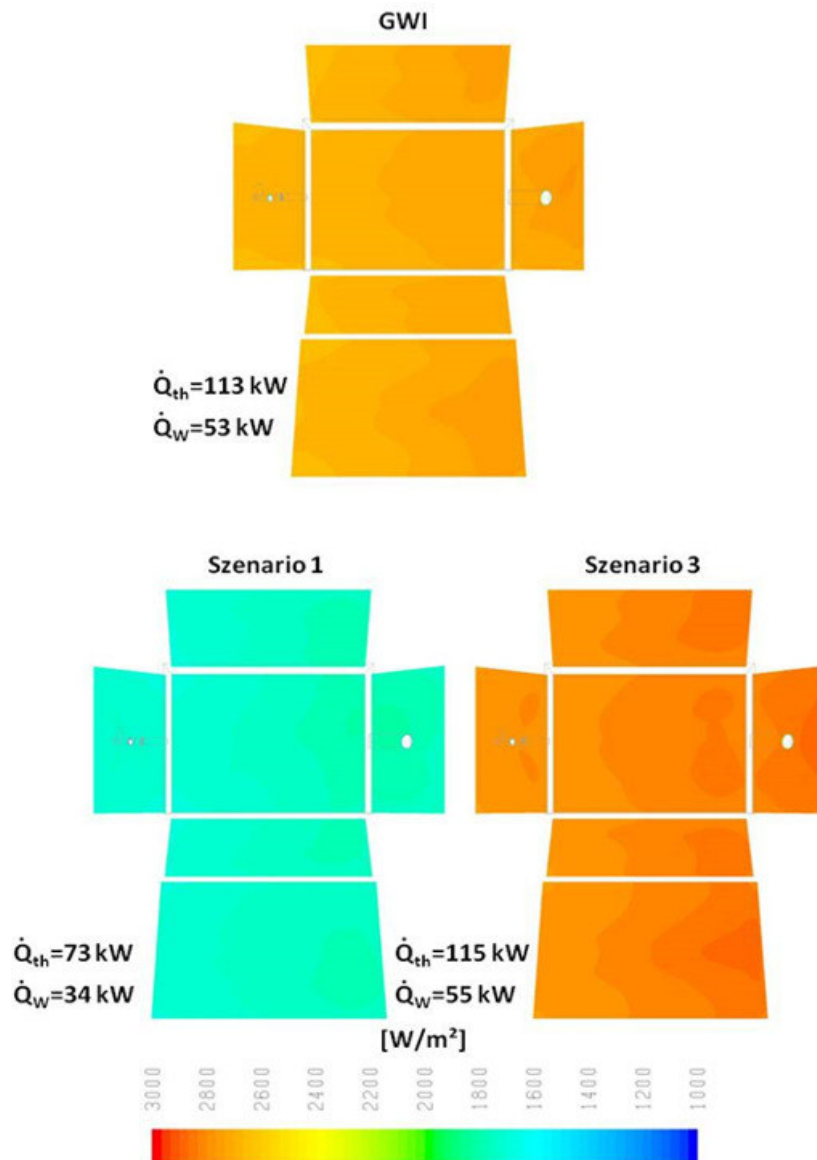


Abbildung 69: Verteilung der Wärmestromdichte, Brennkammerwandwärmestrom und Brennerleistung

Der quantitative Unterschied ist deutlich zu erkennen. Ein Vergleich der Szenarien zeigt überall ähnliche Verteilungen der Wärmestromdichten. Die leicht höheren Temperaturen im Szenario 3 im Vergleich zum GWI-Erdgas führen auch zu leicht erhöhten Wärmestromdichten; insbesondere ist eine Erhöhung im hinteren Bereich zu beobachten.

Im Falle einer Wasserstoffbeimischung ins Erdgas stellt sich auch die Frage nach einer veränderten Höhe des Strahlungswärmetransports, da sich die Abgaszusammensetzung ändert und somit auch der Anteil der strahlungsaktiven Moleküle CO₂ und H₂O. **Abbildung 70** veranschaulicht die

Strahlungswärmestromdichte für das Gasgemisch mit 50 Vol.-% H₂ im Szenario 3 und zum Vergleich das GWI-Erdgas.

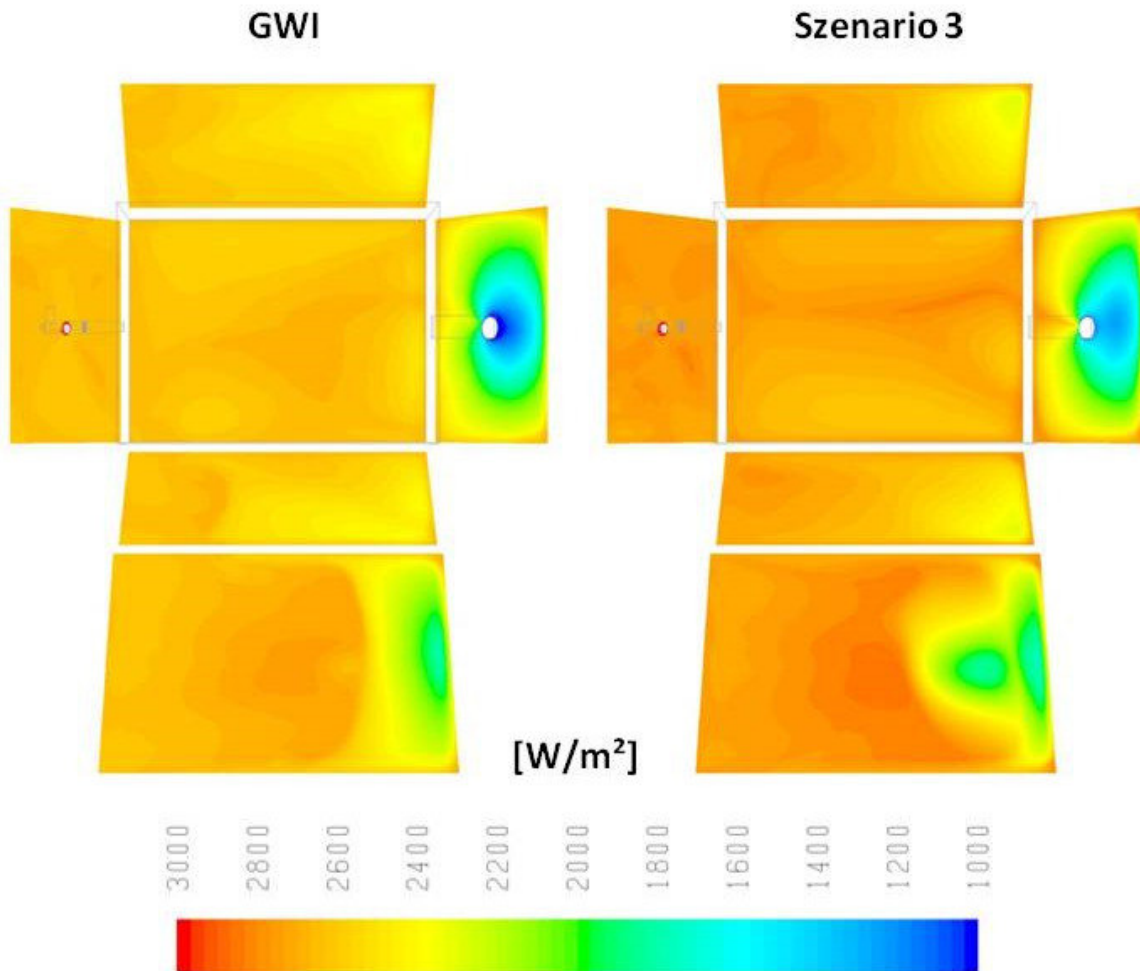


Abbildung 70: Verteilung der Strahlungswärmestromdichte bei 50 Vol.-% H₂-Zumischung

Abbildung 70 lässt vermuten, dass sich der Strahlungsanteil aufgrund der H₂-Zumischung erhöht hat, da in Szenario 3 sowohl die Brennerleistung als auch die Luftzahl nachgeführt wird. Eine quantitative Betrachtung der Simulationsergebnisse zeigt jedoch, dass die Wasserstoffbeimischung nur einen geringen Einfluss auf die Strahlungswärmestromdichten hat; und das sogar bei einer Zumischung von 50 Vol.-% H₂. Festzuhalten ist daher, dass auch eine signifikant hohe Zumischung von Wasserstoff ins Erdgas keine erheblichen Änderungen der Wärmeübertragung hinsichtlich Strahlung zur Folge hat.

Zur Beurteilung der Flammenbeschaffenheit kann die CO-Konzentration herangezogen werden. Erfahrungen haben gezeigt, dass eine CO-Konzentration von 2000 ppm geeignet ist, um die charakteristische Form von Flammen darzustellen. **Abbildung 71** veranschaulicht die Isoflächen der trockenen CO-Konzentration bei 2000 ppm für alle Betriebspunkte.

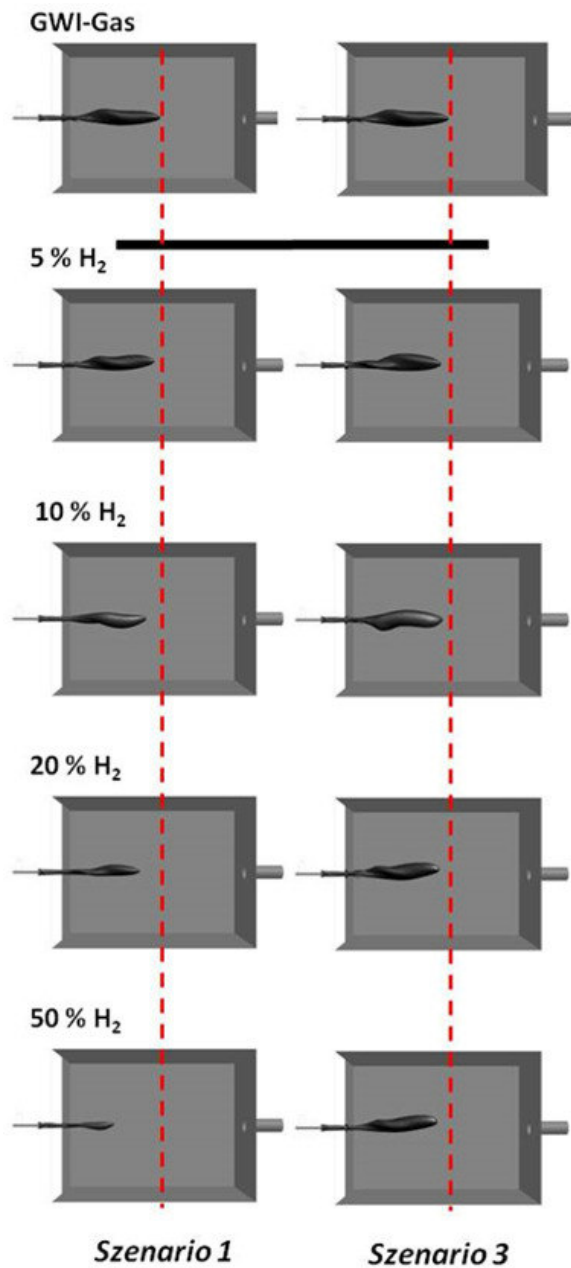


Abbildung 71: Isoflächen der trockenen CO-Konzentration aller Betriebspunkte

In der linken Spalte sind die Ergebnisse für das Szenario 1 dargestellt, die rechte Spalte repräsentiert das Szenario 3. In der ersten Zeile sind die Isoflächen für die Verbrennung des GWI-Erdgas abgebildet, die H₂-Konzentration steigt in Richtung der Abbildungsunterseite bis zu dem Maximalwert von 50 Vol.-%.

Bei Szenario 1 nehmen sowohl der Flammendurchmesser als auch die Flammenlänge deutlich ab. Ein H₂-Anteil von 50 % Vol.-% führt etwa zu einer Halbierung der Flammenlänge in der Brennkammer. Die Luftzahl ist hierbei von besonderer Bedeutung. Steht lokal mehr Sauerstoff während der Verbrennung zur Verfügung, kann die Verbrennungsreaktion schneller ablaufen. Angemerkt

sei an dieser Stelle, dass die Verbrennungsreaktion bei nicht-vorgemischten Systemen im Wesentlichen durch den Mischungsvorgang von Brennstoff und Oxidator bestimmt wird. Da bei Szenario 1 der ansteigende H_2 -Gehalt zu einem deutlichen lokalen Sauerstoffüberschuss führt - und damit zu einer schnelleren Mischung hin zum reaktionsfähigen Bereich -, kommt es zu der beschriebenen Verkürzung der Flamme.

Im Gegensatz dazu zeigt sich bei Szenario 3 nur eine geringe Veränderung der Flammenbeschaffenheit. Die Flammenlänge nimmt mit zunehmendem Wasserstoffanteil leicht ab. Die Wasserstoffzumischung zum Erdgas führt somit szenariounabhängig zu einer Verkürzung der Flamme. Dies könnte auf die unterschiedlichen reaktionskinetischen Eigenschaften von H_2 zurückzuführen sein. Die gegenüber reinem Erdgas höheren laminaren Flammgeschwindigkeiten von Erdgas/ H_2 -Gemischen wurden bereits aufgezeigt. Diese können grundsätzlich eine Verkürzung der Flamme hervorrufen. Daneben spielen allerdings noch eine Vielzahl weiterer Eigenschaften eine wichtige Rolle bei der Flammenlänge: Neben den bereits genannten, führt u. a. die Änderung des Brennerimpulses, eine Verdrallung der Gas- und Luftströme, die Vermischung von Gas und Luft und auch Rückströmungen in der Brennkammer zu Veränderungen der Flammenlänge. Somit sind die auftretenden Flammenlängen nicht nur von chemischen Aspekten abhängig, sondern auch von der turbulenten Strömung, in der sich die Flamme ausbildet, und somit von Betriebsparametern wie Luftzahl und Brennerleistung, aber auch der Brennergeometrie selbst.

Mithilfe der Simulationsergebnisse kann der feuerungstechnische Wirkungsgrad berechnet werden. Er ist für alle Betriebspunkte in den **Abbildungen 72** und **73** aufgeführt.

Bemerkenswert ist, dass sich sowohl bei Szenario 1 als auch bei Szenario 3 ein ähnlicher Zusammenhang hinsichtlich des feuerungstechnischen Wirkungsgrades ergibt. Während der feuerungstechnische Wirkungsgrad für Szenario 1 und Szenario 3 ungefähr auf dem demselben Niveau (Arithmetisches Mittel: 47,7 %) rangiert, In Szenario 1 führt die Beimischung von Wasserstoff zu einer höheren Luftzahl. Grundsätzlich führt eine Erhöhung der Luftzahl zu einer Verringerung des feuerungstechnischen Wirkungsgrades [39]. Offensichtlich ist das hierbei nicht der Fall, da der feuerungstechnische Wirkungsgrad nahezu konstant bleibt.

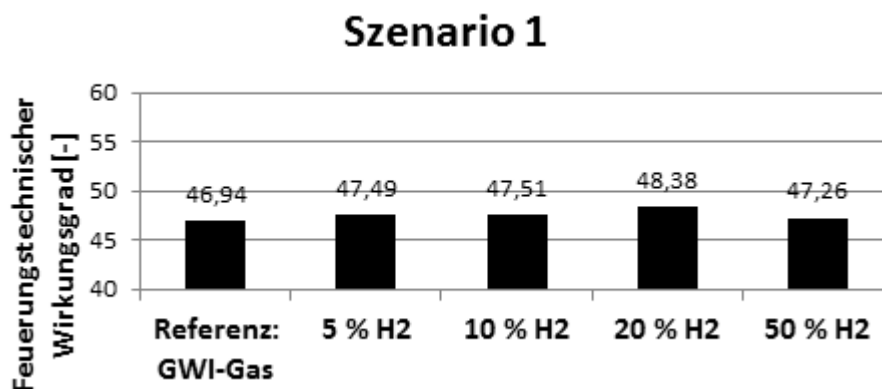


Abbildung 72: Feuerungstechnischer Wirkungsgrad, Szenario 1

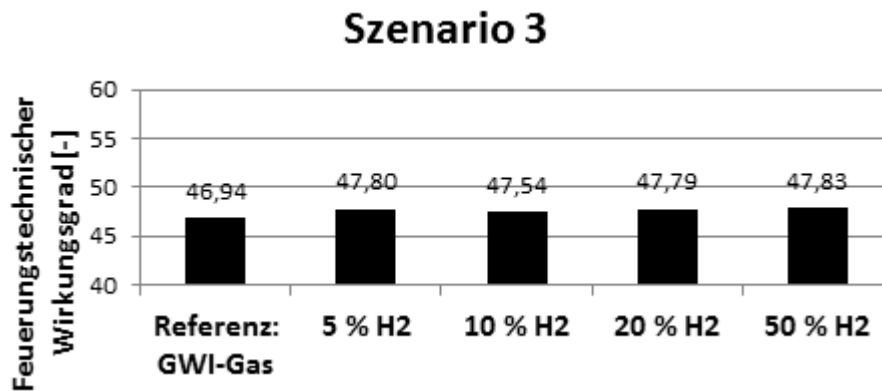


Abbildung 73: Feuerungstechnischer Wirkungsgrad, Szenario 3

Da lediglich in Szenario 3 die Brennerleistung nachgeregelt wurde, ergibt sich zu Szenario 1 eine erhebliche Differenz. Das heißt: Bei Szenario 1 sinkt die thermische Leistung ab, wobei sie bei Szenario 3 konstant bleibt.

Eine nähere Betrachtungsweise des Enthalpiestromes $\dot{H}_A$ des Abgases erscheint sinnvoll. Dieser befindet sich im Zähler von q_A , im Nenner von q_A steht die Leistung. Der Enthalpiestrom des Abgases $\dot{H}_A$ ist letztendlich das Produkt der spezifischen Enthalpie h_A und des Abgasmassenstromes $\dot{m}_A$:

$$\dot{H}_A = h_A \cdot \dot{m}_A \quad (3.6)$$

Die Höhe der spezifischen Enthalpie h_A wird durch die Abgaszusammensetzung und vor allem durch dessen Temperatur bestimmt. Die Austrittstemperaturen für die jeweiligen Szenarien wurde bereits erläutert.

Bei Szenario 1 sinkt die Austrittstemperatur des Abgases stark ab. Im Gegensatz dazu, verläuft diese in Szenario 3 konstant.

Gleichzeitig muss das Verhalten des Abgasmassenstromes $\dot{m}_A$ betrachtet werden: Bei beiden Szenarien bleiben die Abgasmassenströme fast unverändert. Bei Szenario 1, ist das damit zu begründen, dass keine Anpassung der Volumenströme erfolgt. Auch bei Szenario 3 sinkt der Abgasmassenstrom nur minimal ab. Dies ergibt sich aus der Nachführung der Leistung, die dafür sorgt, dass die thermische Leistung und die Luftzahl konstant gehalten werden.

Das Produkt der gerade beschriebene Größen, also der Enthalpiestrom des Abgases $\dot{H}_A$, bleibt für Szenario 3 nahezu unverändert, sinkt aber deutlich bei Szenario 1.

Der Abgasverlust q_A ist, wie zuvor beschrieben, definiert als Quotient von $\dot{H}_A$ und $\dot{Q}_{th}$. Durch die gerade erläuterten Zusammenhänge bleiben die Abgasverluste in Szenario 1 und 3 ungefähr gleich.

4.7.5 Simulation einer realen Thermoprozessanlage

Neben der Simulation der Versuche, die an der GWI-Ofenanlage durchgeführt wurden, erfolgte auch eine Simulation einer gasbefeuerten Glasschmelzwanne als Beispiel einer realen Thermoprozessanlage. Bei der simulierten Glasschmelzwanne handelt es sich um eine sogenannte U-Flammenwanne. **Abbildung 74** zeigt das Modell einer derartigen Anlage.

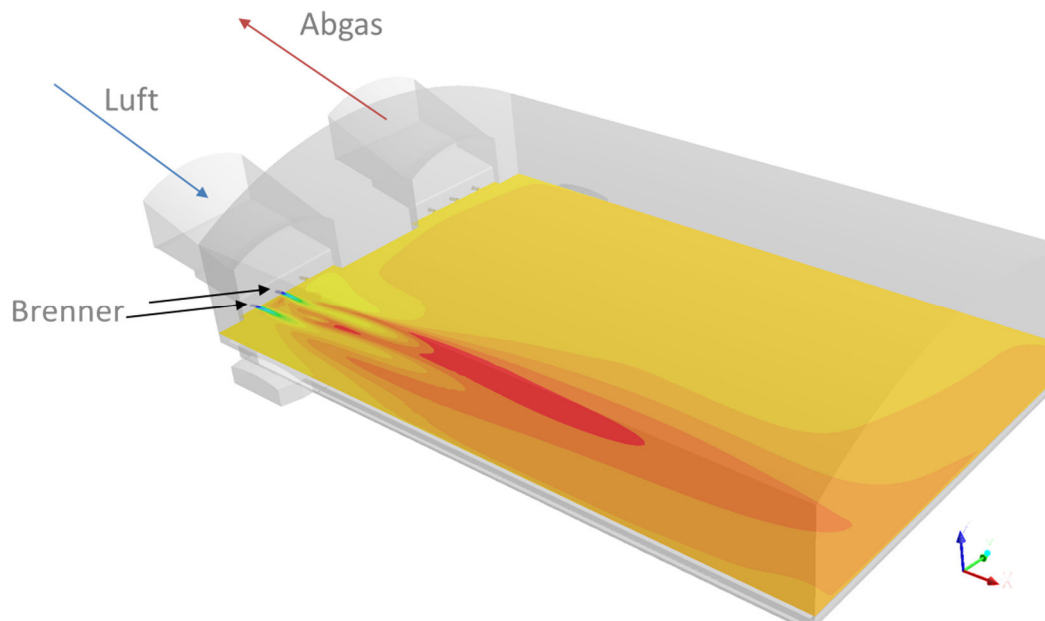


Abbildung 74: Modell einer Glasschmelzwanne (U-Flammenwanne)

Der Schmelzofen umfasst zwei symmetrisch angeordnete Brennergruppen und zwei Regeneratoren, die diskontinuierlich betrieben werden. Als Oxidator wird Luft verwendet. Die heißen Abgase des in Betrieb befindlichen Brenners geben einen Großteil ihrer Wärmeenergie an das Schmelzbad ab und gelangen durch einen Port in einen Regenerator, der die noch verbleibende Wärmeenergie aufnimmt und speichert. Nach einem Seitenwechsel gelangt die Verbrennungsluft durch den heißen Regenerator, der die gespeicherte Wärme an die Verbrennungsluft abgibt, durch den Port in den Ofenraum, so dass ein wechselseitiger Betrieb des Ofens möglich ist.

Hinsichtlich der Modellierung der Anlage bestehen keine Unterschiede gegenüber der Simulation der bisherigen Brenner-Versuche, so dass auch hier die Inhalte der **Tabelle 9** Gültigkeit haben.

Simuliert wurden die Szenarien 1 und 3 für die Brenngase Erdgas, Erdgas + 10 Vol.-% H_2 und Erdgas + 50 Vol.-% H_2 . Die Leistung der Anlage liegt bei 12.000 kW pro Brennergruppe bei einer Luftzahl von 1,05 und einer Luftvorwärmtemperatur von 1.400 °C.

Die berechneten trockenen Stickoxidkonzentrationen für Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2 sind aus **Abbildung 75** ersichtlich.

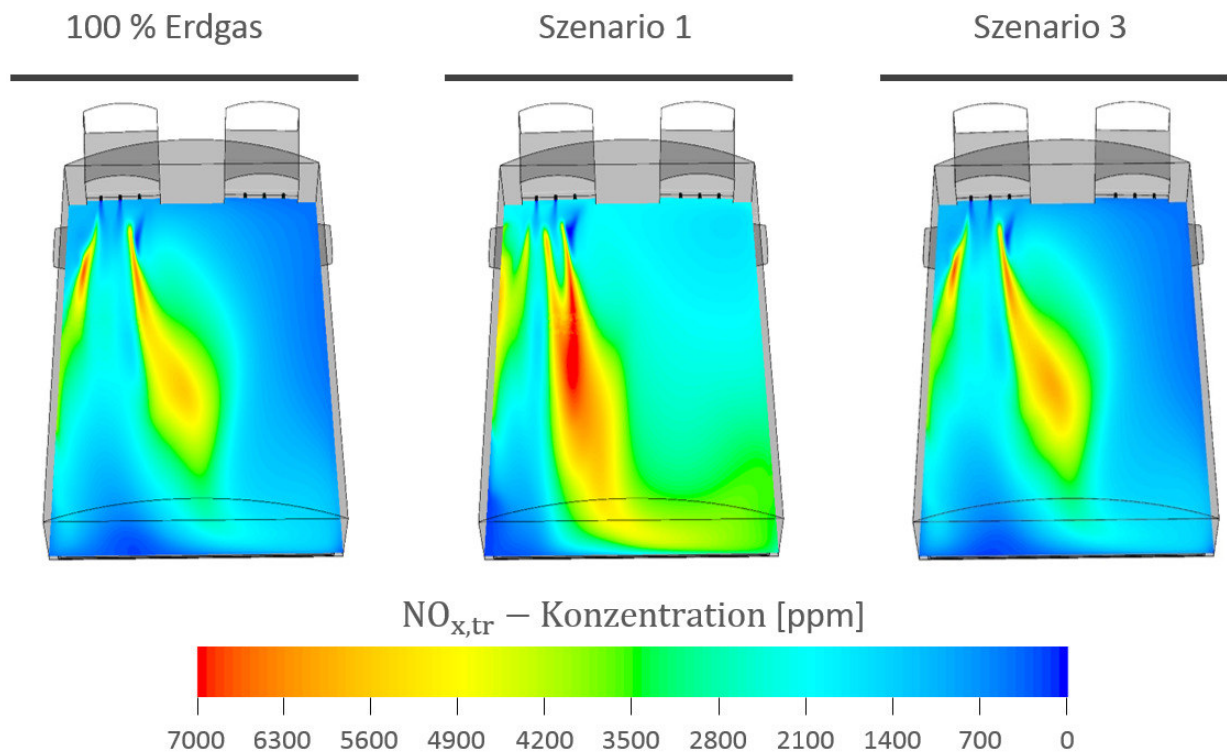


Abbildung 75: Simulierte trockene NO_x-Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H₂

Zwischen dem Betrieb mit Erdgas und dem Betrieb mit einem Gasgemisch mit 10 Vol.-% Wasserstoff bestehen hinsichtlich der Stickoxidverteilung im Ofenraum beim Szenario 3 nur geringe Unterschiede, wobei hier lokal begrenzt eine minimal größere Spitzenkonzentration feststellbar ist. Im Gegensatz dazu zeigen sich beim Szenario 1 deutlich höhere Maximalkonzentrationen und ein insgesamt höherer NO_x-Anteil in der gesamten Ofenatmosphäre.

Die Simulationsergebnisse für ein Brenngasgemisch mit 50 Vol.-% H₂ können **Abbildung 76** entnommen werden. Auch hier zeigen sich beim Szenario 3 keine wesentlichen Unterschiede zwischen der Feuerung von Erdgas und der Feuerung eines Gemischs mit 50 Vol.-% Wasserstoff, wohingegen beim Szenario 1 deutlich höhere Stickoxidkonzentration auftreten. Offensichtlich führt der starke Luftüberschuss im Zusammenhang mit der hohen Prozesstemperatur zu einer vermehrten Bildung von NO_x. Es ist davon auszugehen, dass hier etwaig verbindliche Stickoxidgrenzwerte überschritten werden.

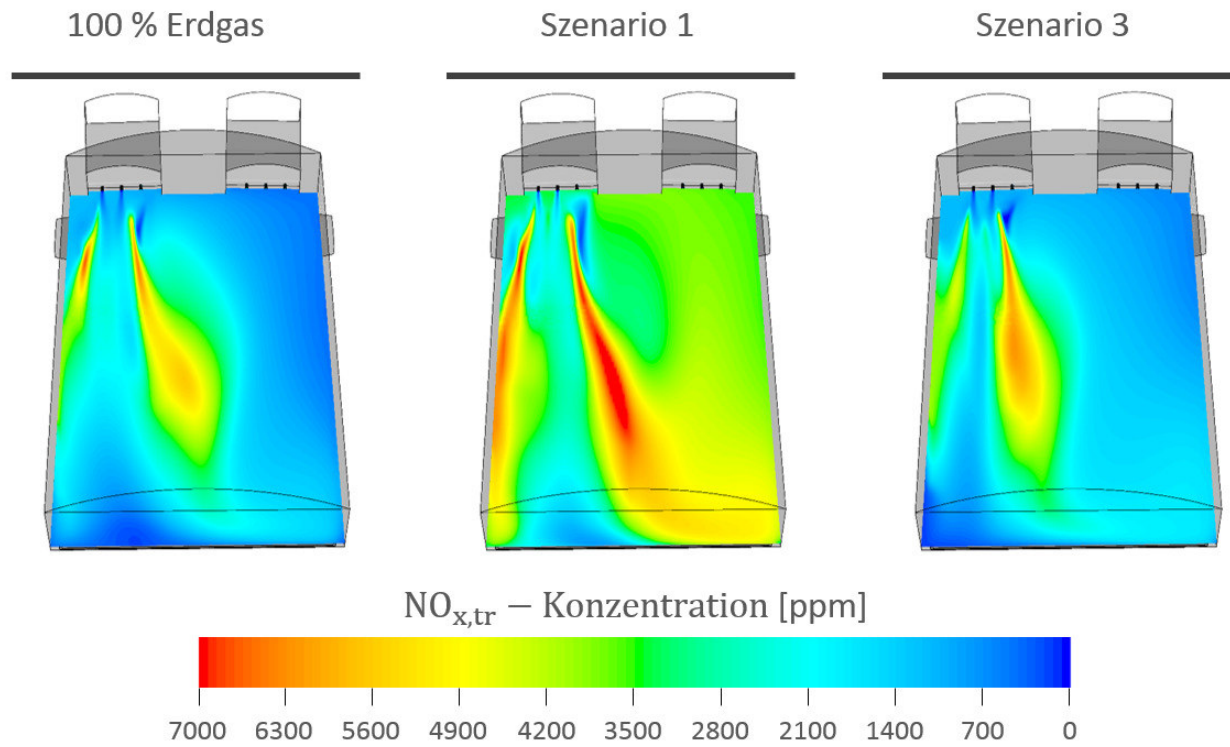


Abbildung 76: Simulierte trockene NO_x -Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 50 Vol.-% H_2

Eine für das Wärmeübertragungsverhalten wichtige Größe ist der Kohlendioxidgehalt im Ofenraum. Die **Abbildungen 77** und **78** zeigen die berechneten Konzentrationen für alle untersuchten Betriebspunkte.

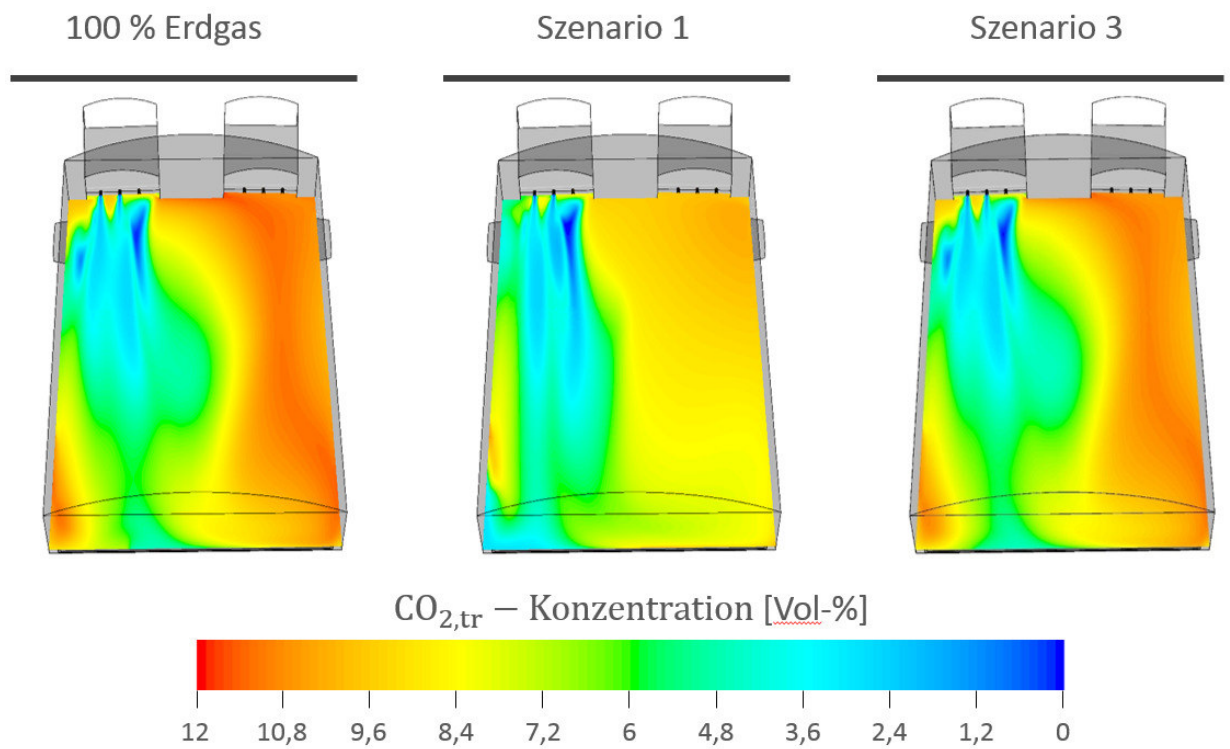


Abbildung 76: Simulierte trockene CO_2 -Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2

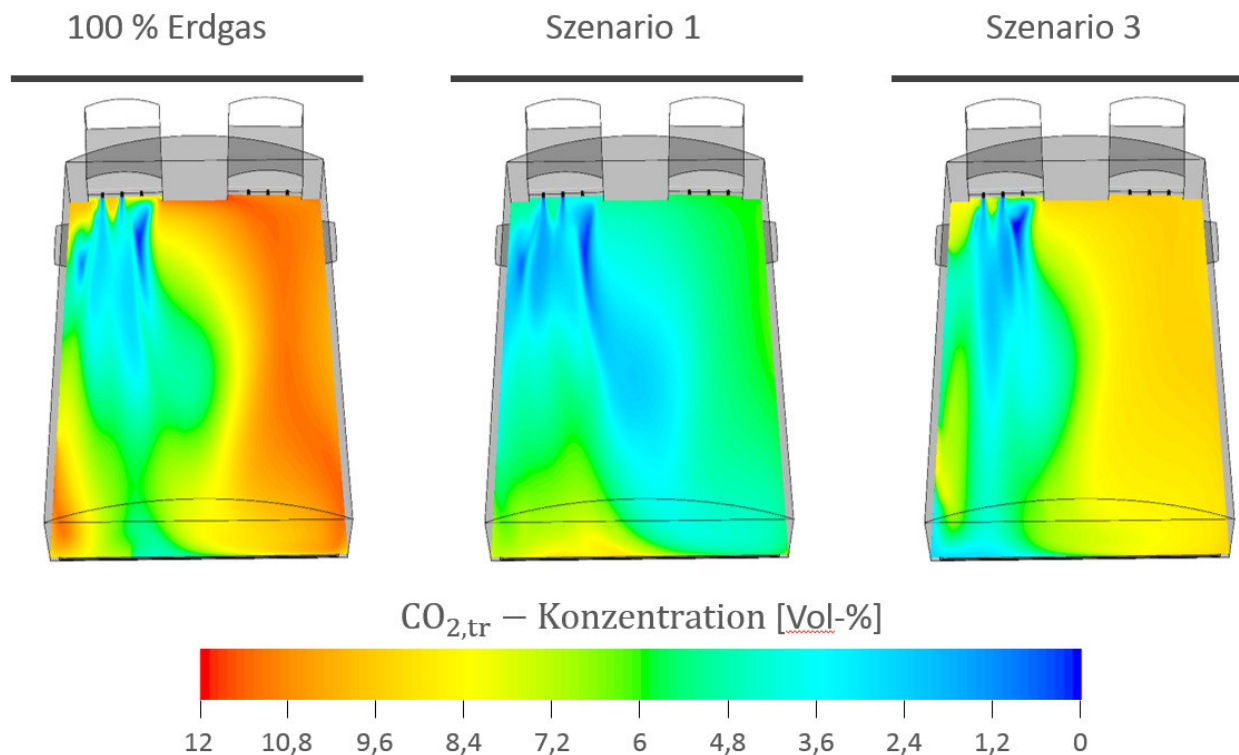


Abbildung 77: Simulierte trockene CO₂-Konzentrationen, Erdgas und Erdgas + 50 Vol.-% H₂

Durch die Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas kommt es unweigerlich zu einer geringeren CO₂-Konzentration im Abgas. Die Unterschiede zum Erdgasbetrieb steigen daher mit dem H₂-Anteil des Brenngases. Bei einem Wasserstoffanteil von 10 Vol.-% im Erdgas sind beim Szenario 3 im Vergleich zum Erdgasbetrieb nur moderate Abweichungen in Form einer geringeren Gesamtkonzentration zu erkennen. Erhöht sich der H₂-Anteil hingegen auf 50 Vol.-%, zeigen sich deutlichere Differenzen. Ohne brenngasspezifische Nachregelung der Brennerleistung und der Verbrennungsluft führt bereits eine Zumischung von 10 Vol.-% zu deutlichen Unterschieden bei der CO₂-Konzentration des Abgases, was bei der Betrachtung der Ergebnisse für das Szenario 1 in **Abbildung 76** deutlich wird. Bei 50 Vol.-% Wasserstoff sind die Abweichungen aufgrund der starken Verdünnung mit Luft deutlich größer.

Die Veränderung der Volumenströme von Verbrennungsluft und Brenngas führen neben einer variierenden Abgasbeschaffenheit auch zu Veränderungen der Geschwindigkeiten der beiden Fluidströme. Hierdurch kann es unter anderem zu einem abweichenden Mischungsverhalten von Brenngas und Luft sowie zu Unterschieden bei der Flammgeometrie kommen. Die **Abbildungen 78 und 79** verdeutlichen die Simulationsergebnisse für alle betrachteten Betriebszustände.

Durch die Konstanz der Volumenströme ergeben sich unabhängig von der Brenngaszusammensetzung hinsichtlich der Geschwindigkeiten beim Szenario 1 keine wesentlichen Änderungen gegenüber dem Erdgasbetrieb. Lediglich leichte Unterschiede bei der lokalen Geschwindigkeitsverteilung sind feststellbar. Diese sind vermutlich auf die abweichende Dichte des Brenngases bzw. des Impulsverhältnisses zurückzuführen.

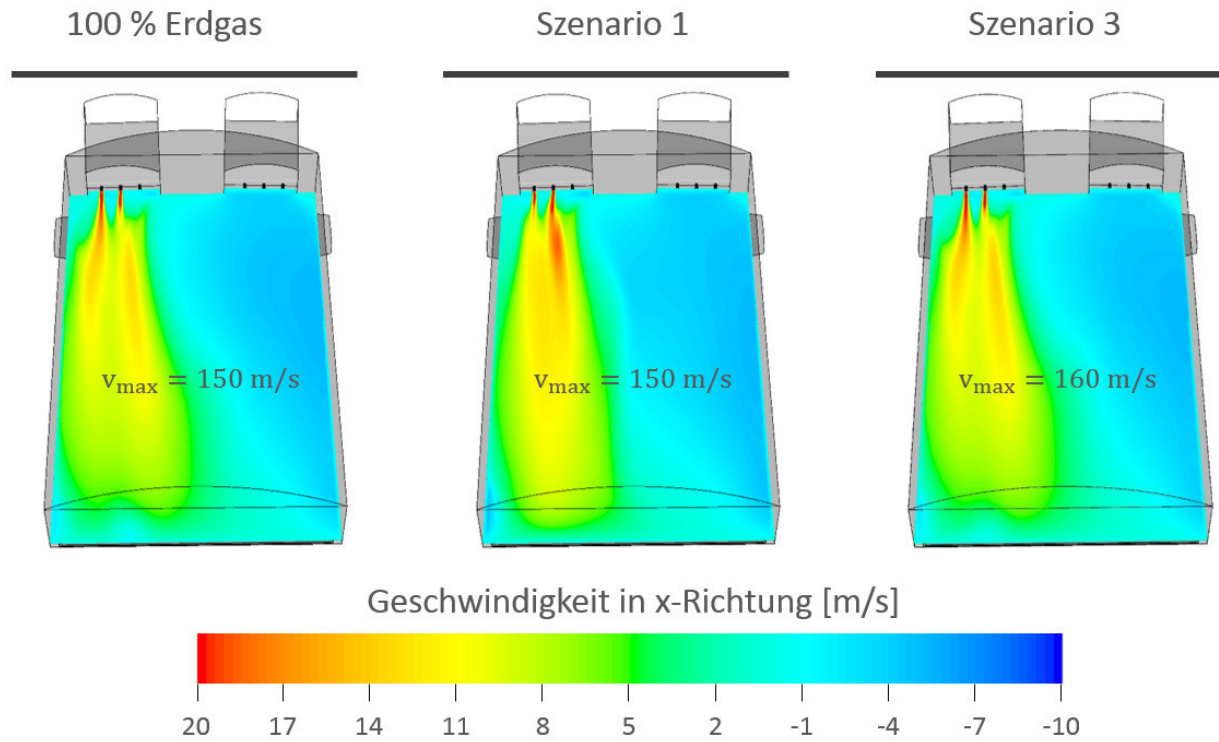


Abbildung 78: Simulierte Fluidgeschwindigkeiten, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2

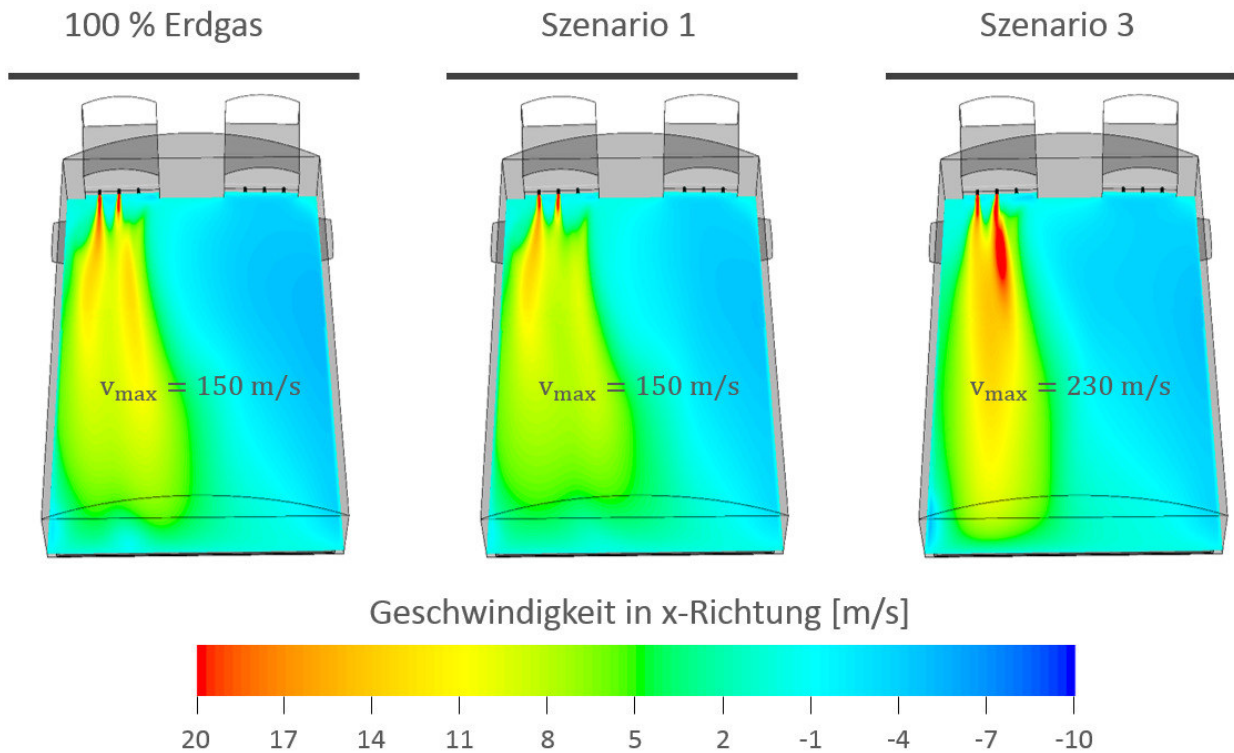


Abbildung 80: Simulierte Fluidgeschwindigkeiten, Erdgas und Erdgas + 50 Vol.-% H_2

Die Anpassung der Volumenströme im Szenario 3 verursacht demgegenüber, besonders bei hohen H_2 -Anteilen, erkennbare Unterschiede. So steigt die Maximalgeschwindigkeit bei 10 Vol.-% von 150 m/s auf 160 m/s. Ein Wasserstoffanteil von 50 Vol.-% führt zu einer Erhöhung der maximal auftretenden Geschwindigkeit auf 230 m/s.

Bei Schmelzprozessen kommt dem Wärmeeintrag in die Schmelze, hier in das Glasbad, eine große Bedeutung zu und ist mitbestimmend für die Effizienz des Prozesses. Mit Hilfe der CFD-Simulation lassen sich die Wärmeflüsse für alle Betriebszustände rechnerisch ermitteln. Die **Abbildungen 81** und **82** zeigen die Ergebnisse.

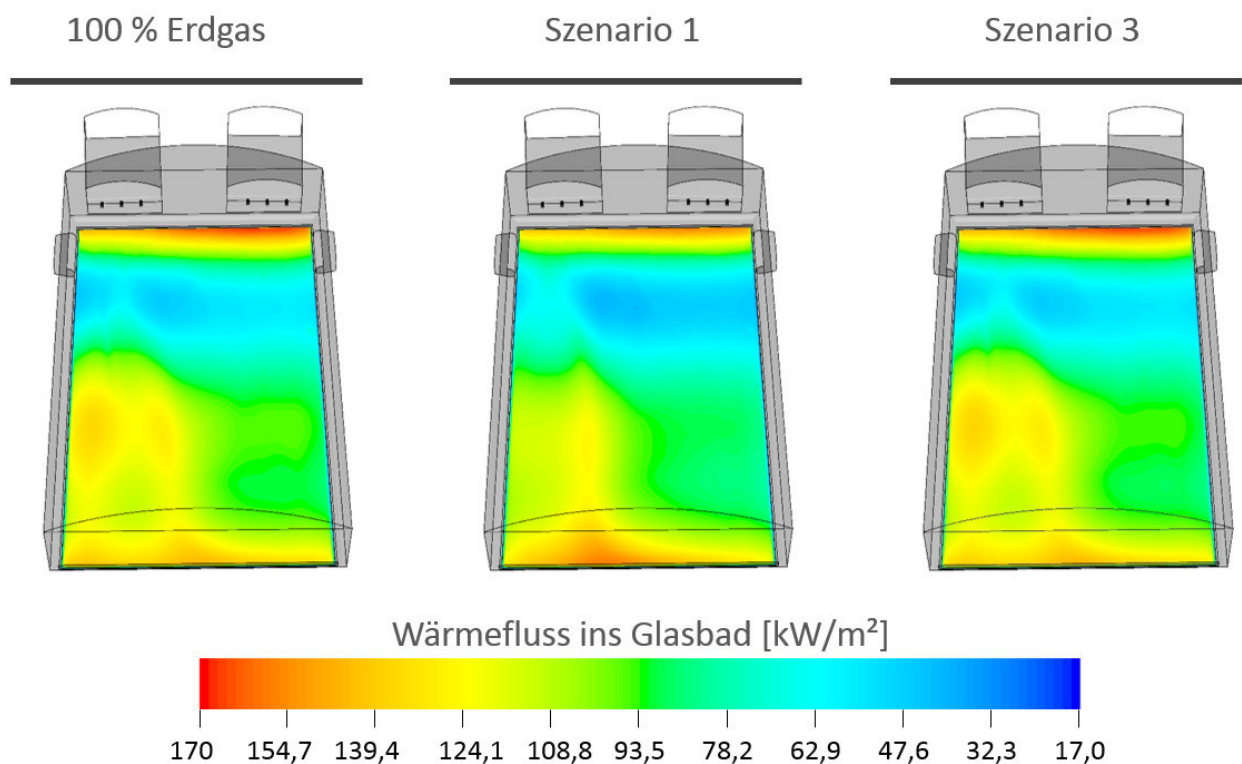


Abbildung 81: Simulierte Wärmeflüsse in das Glasbad, Erdgas und Erdgas + 10 Vol.-% H_2

Eine H_2 -Zumischung von 10 Vol.-% führt unabhängig vom Szenario zu keinen nennenswerten Unterschieden beim Wärmeeintrag in das Glasbad. Beim Szenario 1 treten lediglich kleinere Abweichungen bei der lokalen Verteilung der Wärmeflussintensität auf. Ein Wasserstoffanteil von 50 Vol.-% verursacht hingegen beim Szenario 1 deutlich geringere Wärmeflüsse in der gesamten Fläche. Beim Szenario 3 lässt sich wiederum nur eine Änderung der lokalen Verteilung feststellen.

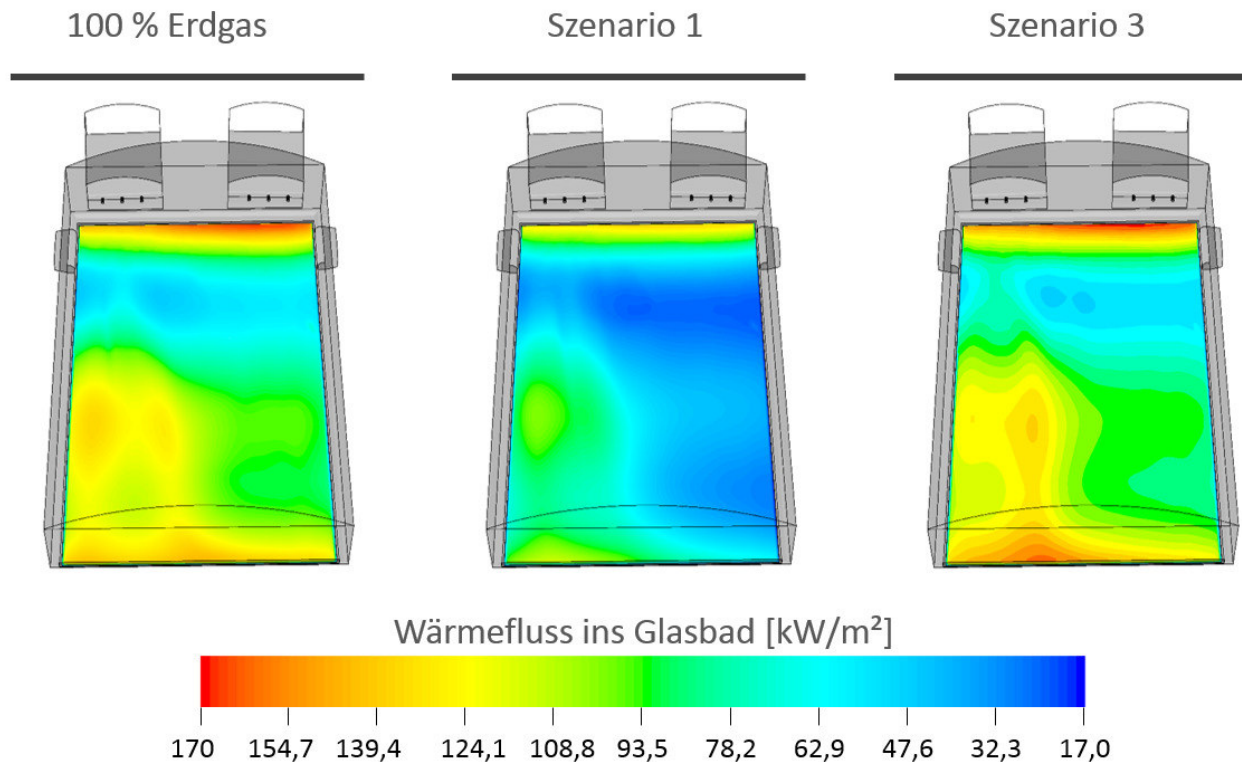


Abbildung 82: Berechnete Wärmeflüsse in das Glasbad, Erdgas und Erdgas + 50 Vol.-% H_2

4.8 Analyse der Wärmeübertragung

Zur ergänzenden Analyse der Wärmeübertragungsvorgänge von Erdgas/ H_2 -Gemischen wurden weitere numerische Berechnungen, basierend auf der HITRAN (high-resolution transmission molecular absorption database) Datenbank [73] durchgeführt. Dabei handelt es sich um eine Zusammenstellung spektroskopischer Parameter aus direkten Messungen, theoretischen Berechnungen aus der Quantenmechanik und halb-empirischen Werten.

Mit Gasstrahlung bezeichnet man die Temperaturstrahlung (elektromagnetische Strahlung) von Gasen. Die Gasstrahlung besitzt im Gegensatz zur Temperaturstrahlung von Festkörpern kein mehr oder weniger kontinuierliches Spektrum, sondern ist ein sog. Bandenspektrum. Die durch Gasstrahlung bedingte Emission eines Gasgemisches hängt deshalb sowohl von der Zusammensetzung als auch von der Temperatur und von der Wellenlänge ab.

Nach dem Kirchhoffschen Strahlungsgesetz gilt für einen Körper im thermischen Gleichgewicht, dass Absorption und Emission bei gegebener Wellenlänge und gegebener Temperatur gleich sind. Somit können Daten zur Beschreibung des Absorptionsverhaltens auch zur Berechnung der Emissionsstrahlung eines Gasgemisches genutzt werden.

4.8.1 Ergebnisse der Analyse des Wärmeübertragungsverhaltens

Abbildung 83 enthält die Absorptionskoeffizienten bei einer gegebenen Zusammensetzung des Abgases (nach Verbrennung von Erdgas mit 50 Vol.-% H_2) als Funktion der Wellenlänge bzw. der Wellenzahl. Es gibt dabei Wellenlängen, bei denen das Strahlungsverhalten durch CO_2 dominiert wird (ca. 4.000 bis 4.500 nm), von Wasser und Kohlendioxid zu gleichen Teilen bestimmt wird (z. B. zw. 2.800 und 3.000 nm) und es gibt Wellenlängenbereiche, in denen das Wasser fast alleine das Absorptions- bzw. Emissionsverhalten bestimmt.

Die **Abbildungen 84** und **85** zeigen die Emissionsspektren von Erdgas H ohne und mit unterschiedlichen Zumischungen an Wasserstoff. **Abbildung 86** zeigt die Differenz der Spektren der unterschiedlichen Mischungen zu Erdgas als Funktion der Wellenlänge bzw. Wellenzahl. Der CO_2 -Anteil des Abgases nimmt mit zunehmendem Wasserstoffgehalt ab und der Wasseranteil zu. Der Einfluss auf das Strahlungsverhalten spiegelt dies wieder und zeigt auch gut, bei welcher Wellenlänge welche Spezies das Strahlungsverhalten dominiert.

Im Bereich zwischen ca. 4.000 und 4.500 nm, in dem CO_2 das Strahlungsverhalten bestimmt und bei entsprechender Schichtdicke sich wie ein schwarzer Strahler verhält, führt die Zumischung von Wasserstoff nur an den Randbereichen zu entsprechenden Unterschieden im Strahlungsverhalten. Bei den Wellenlängen, bei denen Wasser und Kohlendioxid bei einer Verbrennung von reinem Erdgas etwa zu gleichen Teilen zum Strahlungsverhalten beitragen, führt die Zumischung von Wasserstoff dazu, dass der Kohlendioxidgehalt ab- und der Wassergehalt im Abgas zunimmt. Auch hier (2.800 bis 3.000 nm) kann man bei der Betrachtung der Unterschiede zum Erdgas eine Verminderung der Strahlung sehen.

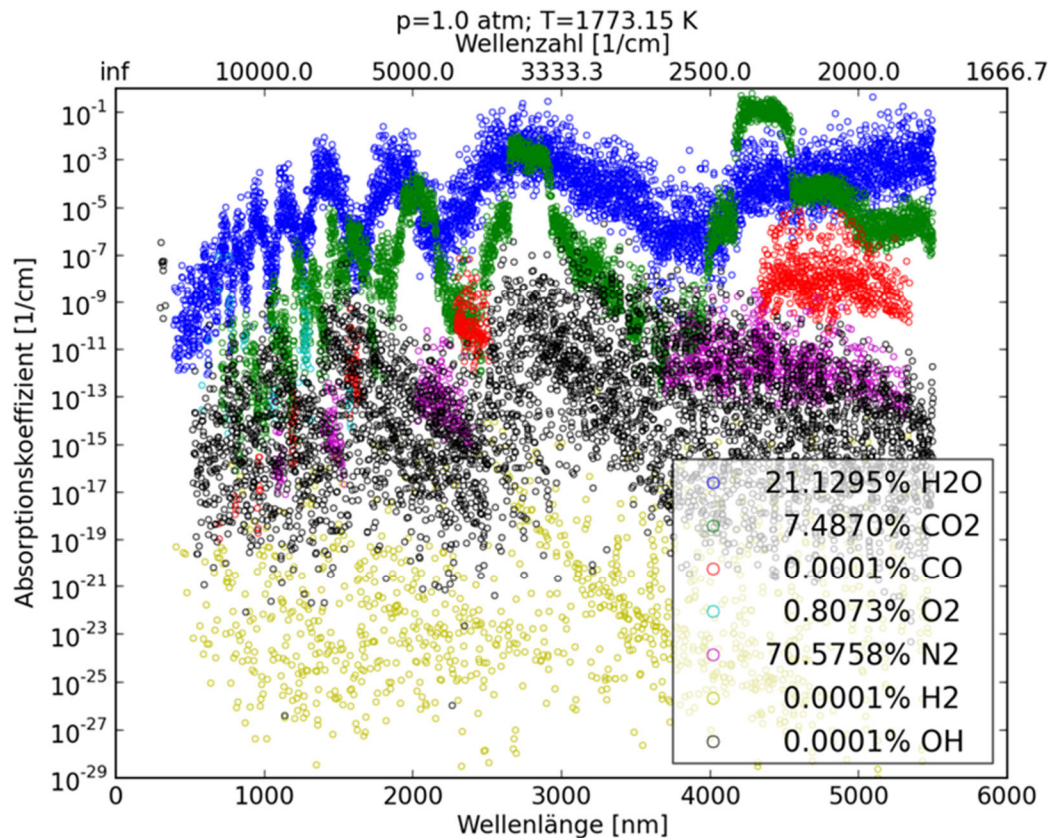


Abbildung 83: Absorptionskoeffizienten der einzelnen Bestandteile des Abgases einer Mischung aus Erdgas und Wasserstoff (50 Vol.-%)

In den anderen Wellenlängenbereichen bestimmt das Wasser maßgeblich die Absorption bzw. Emission des Abgases. Mit steigendem Wasserstoffgehalt nimmt dabei der Wassergehalt im Abgas und damit die Strahlung zu.

Abbildung 86 spiegelt dabei die Zustände bei 1.450°C wieder. Bei geänderten Temperaturen verschiebt sich die „Hüllkurve“ auf Grund des sich verschiebenden Bereichs der maximalen (Temperatur-)Strahlung (Wiensches Verschiebungsgesetz) und damit ergeben sich auch Unterschiede in den Absolutwerten der Differenz aber nicht im generellen Verhalten.

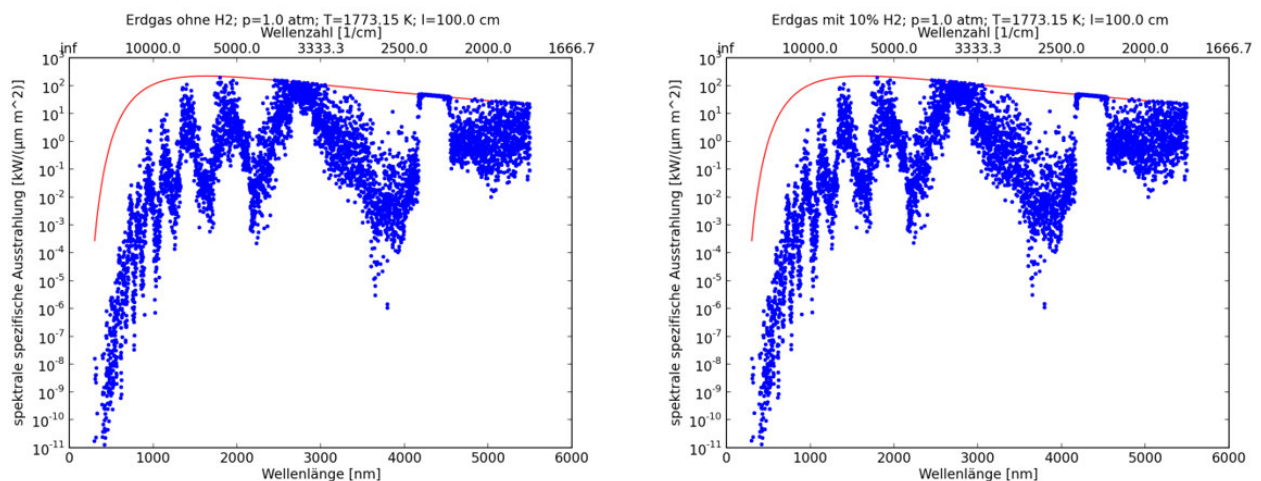


Abbildung 84: Spektrale spezifische Ausstrahlung des Abgases einer Verbrennung von GWI-Erdgas (links) und eines Gemischs aus Erdgas mit 10 Vol.-% H₂ (rechts)

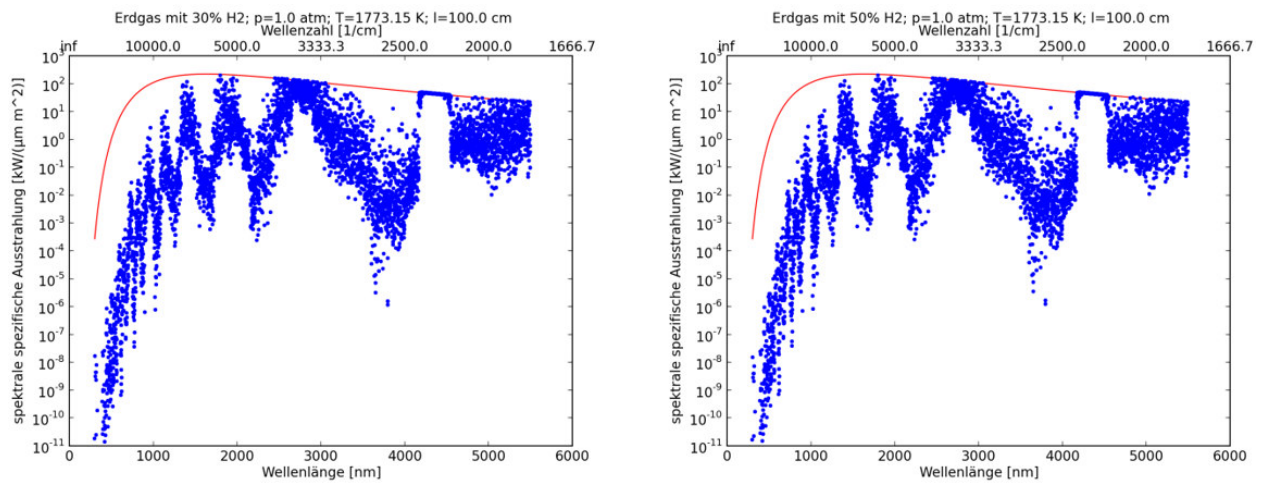


Abbildung 85: Spektrale spezifische Ausstrahlung des Abgases einer Verbrennung eines Gemischs aus Erdgas mit 30 Vol.-% H₂ (links) und eines Gemischs aus Erdgas mit 50 Vol.-% H₂

Die Integration der spektralen, spezifischen Ausstrahlung über die Wellenlänge bzw. Wellenzahl liefert die Bestrahlungsstärke. In **Tabelle 10** sind die entsprechenden Werte für die unterschiedlichen Zumischraten an Wasserstoff bei der Temperatur von 1.500°C aufgeführt. In der zweiten Zeile der **Tabelle 10** ist die Temperatur angegeben, die das Abgasgemisch der Brenngasmischung haben müsste, um die gleiche Bestrahlungsstärke wie das Abgas des reinen Erdgases bei 1.500°C zu haben.

Rein rechnerisch ergibt sich dabei, dass bei einer Zumischung von 10 Vol.-% Wasserstoff eine um 4 K verminderte Abgastemperatur zur gleichen Bestrahlungsstärke führt, bei 30 Vol.-% Wasserstoff ein Abgas mit 13,5 K geringerer Temperatur und bei 50 Vol.-% Wasserstoff ein Abgas mit 25,5 K weniger Temperatur.

Beim Strahlungsaustausch des Abgases mit der Umgebung (andere Gasstrahler, feuerfeste Materialien, zu erwärmendes Gut) spielt das Absorptions- und Emissionsverhalten des Partners aber eine wesentliche Rolle, wenn es um den Wärmeeintrag in das zu erwärmende Gut geht. Es stellt sich dabei also die Frage, ob die veränderte Strahlung des Abgases auch zu einer vermehrten Absorption beim Partner führt.

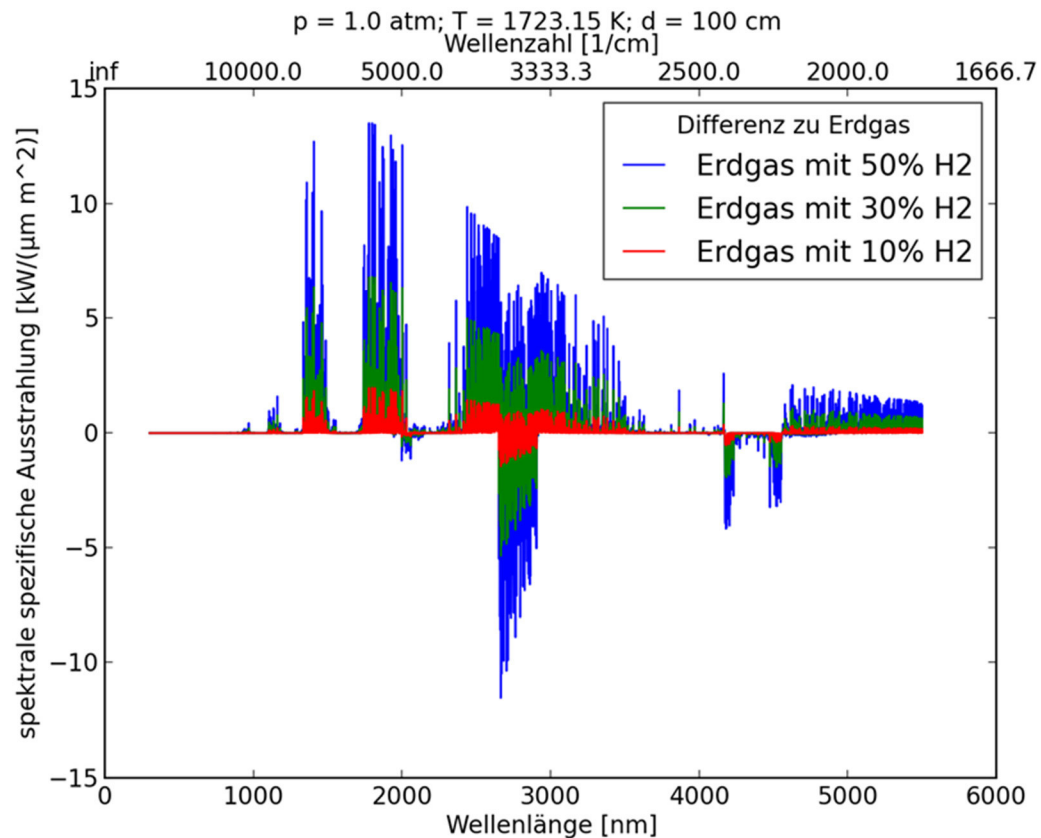


Abbildung 86: Differenz der spektralen spezifischen Ausstrahlung der Mischungen mit Wasserstoff zu Erdgas (Mischung – Erdgas)

Die zweite wichtige Größe, die eine Aussage zum Energieinhalt des Abgases aus der Verbrennung ermöglicht, ist die spezifische Wärmekapazität des Gases. Dabei zeigt der Vergleich der auf das Volumen bezogenen Wärmekapazität bei einer gegebenen Temperatur (1.500°C) bei den unterschiedlichen Abgasen nur geringste Unterschiede. Das heißt, dass der Energieinhalt der Abgase bei gleichem Volumen sehr ähnlich ist und eigentlich keine Unterschiede aufweist.

Tabelle 10: Bestrahlungsstärke bei einer Temperatur von 1.773 K

	Erdgas H	10 Vol.-% H ₂	30 Vol.-% H ₂	50 Vol.-% H ₂
Bestrahlungsstärke in kW/m ²	48.682	49.7010	50.303	51.099
T in K bei gleicher Bestrahlungsstärke wie bei Erdgas bei 1.773 K		1.769	1.759,5	1.747,5
c _{p(T)} in Wh/(m ³ _(N) K) bei Berücksichtigung der Dissoziation bei 1.773 K	0,5168	0,5168	0,5166	0,5164

Die Betrachtung des volumetrischen Energieinhalts der unterschiedlichen Brennstoffmischungen offenbart, dass dieser mit zunehmendem Wasserstoffgehalt sinkt. Dies bedeutet, dass bei gleichbleibendem Energiebedarf zum Erwärmen eines Gutes, das Abgasvolumen zunimmt und damit auch der Energieaustrag mit dem abgeführten Abgasvolumenstrom. Hier ist die Verwendung der Wärmekapazität bezogen auf die Energiedichte bzw. auf die Masse deutlich sinnvoller.

4.9 Beurteilung der experimentellen und numerischen Ergebnisse

Nachfolgend sollen die im Rahmen der experimentellen und numerischen Untersuchungen gewonnenen Daten und Ergebnisse im Hinblick auf die Auswirkungen auf industrielle Thermoprozessanlagen analysiert und beurteilt werden.

4.9.1 Einfluss auf allgemeine, prozesstechnische Parameter

Mit Hilfe der Untersuchungen konnte zum einen festgestellt werden, dass die NO_x -Emissionen mit zunehmenden Anteilen an Wasserstoff im Erdgas steigen, die NO_x -Zuwachsraten jedoch innerhalb der, gemäß dem DVGW Regelwerk, zulässigen Grenzen für die Zumischung von Wasserstoff ins Erdgas überwiegend moderat sind. Gleichwohl lassen sich auch bei geringen Wasserstoffanteilen Veränderungen im NO_x -Emissionsverhalten feststellen.

Wasserstoff unterscheidet sich hinsichtlich der verbrennungsrelevanten Eigenschaften deutlich vom Erdgas. Wasserstoff ist sehr reaktiv, verbrennt bei einer höheren adiabaten Flammentemperatur, verfügt über kürzere Selbstzündzeiten und einen deutlich geringeren Mindestluftbedarf als Erdgas. Des Weiteren ist der volumetrische Heizwert um ca. zweidrittel geringer als der Heizwert von Erdgas der Gruppe H. Die grundsätzlichen Unterschiede beider Brenngase lassen die Ergebnisse der Untersuchungen durchaus logisch erscheinen. Die numerischen Untersuchungen wurden gezielt mit Brenngasgemischen, die einen hohen H_2 -Anteil aufweisen, durchgeführt, um die Auswirkungen der Wasserstoffbeimischungen deutlich erkennbar zu machen. Im Gegensatz zu den drei betrachteten Regelszenarien der experimentellen Untersuchungen wurden bei den numerischen Simulationen und Berechnungen insgesamt zwei Regelszenarien simuliert. Relevant sind an dieser Stelle vor allem die Szenarien, deren Regelung nicht die Fluidvolumenströme anpassen. Das Szenario 1 spiegelt Anlagen wieder, die weder über eine Brenngasanalyse noch über eine Restsauerstoffmessung verfügen. In diesem Fall wird die ursprünglich auf das lokal verfügbare Erdgas eingestellte Anlage mit einem H_2 -haltigen Brenngasgemisch betrieben. Die Auswirkungen auf die Thermoprozessanlage sind erheblich. Aufgrund des geringen volumetrischen Heizwertes des Wasserstoffs verringert sich die einzubringende Leistung bei höheren Wasserstoffanteilen in den Ofenraum deutlich. Als Resultat dessen sinkt die Prozesstemperatur stark ab. Eine Abweichung der Prozesstemperatur ist für den überwiegenden Teil der Thermoprozessanlagen, schon alleine unter dem Gesichtspunkt der Produktqualität und der Prozesszeit, nicht hinnehmbar. Ferner bildet sich, bedingt durch den geringen Mindestluftbedarf und den konstanten Volumenstrom im Szenario 1 ein massiver Sauerstoffüberschuss von teilweise mehr als 9 Vol.-%

im Brennraum aus. Diese stark oxidierende Ofenatmosphäre ist für sensible Prozesse verheerend. Ein Prozess der verfahrensbedingt mit einer reduzierenden Atmosphäre ($\lambda < 1$) betrieben wird, kann durch die unwissentliche Anwesenheit von Wasserstoff im Erdgas in den oxidierenden Bereich ($\lambda > 1$) verschoben werden und massive Auswirkungen auf das Produkt mit sich bringen.

Des Weiteren wird in Abhängigkeit neben den Prozessparametern auch die Reaktionszone bzw. die Flamme als solches beeinflusst. Neben den bereits erwähnten Eigenschaften bzgl. Heizwert, Luftbedarf und Reaktivität hat auch die besonders geringe Dichte des Wasserstoffs einen Einfluss auf die Reaktionszone. Durch die variierende Dichte eines Wasserstoff enthaltenden Erdgasgemisches verändern sich bei gleichbleibender Brennergeometrie die zuvor bewusst ausgelegten Impulsverhältnisse vom Brenngas- und Luftvolumenstrom. Dies bringt eine Änderung der lokalen Vermischung beider Medien und damit einen Eingriff auf die Flammgeometrie, -länge und vor allem auf die entstehenden Emissionen mit sich. Einen Einfluss auf die Impulsverhältnisse stellt sich jedoch auch bei einer Regelung der Brenngas- und oder Luftvolumenströme ein. Werden beispielsweise, wie im Szenario 2 der Brenngasvolumenstrom, aufgrund des geringen Heizwertes des Wasserstoff-Erdgasgemisches, erhöht, hat dies direkte Auswirkungen auf die Vermischung der Medien und damit auf den Verbrennungsprozess. Die Leistungsunterschiede werden zwar kompensiert, die Problematik eines hohen Luftüberschusses bleibt jedoch bestehen. Hierbei lässt sich eine Milderung der negativen Effekte der H_2 -Zumischung erreichen, ohne weitere Maßnahmen überwiegen die Nachteile aber weiter.

Das dritte Szenario zeigt das Ergebnis einer vollständigen Detektion der Abweichung der Brenngaszusammensetzung und die entsprechende Regelung der relevanten Volumenströme. Die Kompensation des niedrigen Heizwertes erfolgt hier über eine Anhebung des Brenngasvolumenstroms und gewährleistet damit die Einbringung der für den Prozess erforderlichen thermischen Leistung. Die Anpassung an den variierenden Mindestluftbedarf erfolgt über die Nachregelung der Verbrennungsluftmenge, sodass der Prozess auf eine definierte Luftzahl unabhängig von der Brenngaszusammensetzung eingestellt werden kann.

Die experimentellen Untersuchungen, sowie die numerischen Simulationen lieferten auch bei hohen H_2 -Anteilen nur geringe Abweichungen zum Referenzbetriebspunkt mit reinem Erdgas. Die entstehenden Abweichungen sind der konstanten Brennergeometrie, beziehungsweise der, bedingt durch die variierenden Medienvolumenströme, veränderten Vermischung der Medien in Kombination mit den variierenden Dichten und Verbrennungseigenschaften des Wasserstoff-Erdgasgemisches geschuldet.

Zusammenfassend erweist sich jedoch eine kombinierte Brenngas- und Verbrennungsluftregelung als ein probates Mittel zur Kompensation einer variierenden Brenngasbeschaffenheit.

In Hinblick auf die untersuchte Brennertechnik bleibt noch zu erwähnen, dass alle Brenngasgemische, deren Gaszusammensetzungen DVGW-Richtlinienkonform sind, ohne Einschränkungen und Bedenken bzgl. der Anlagensicherheit genutzt werden konnten. Die Brenner bildeten stets eine stabile und zu überwachende Reaktionszone aus.

Als überwiegend positives Merkmal der Wasserstoffzumischung kann der geringere Kohlendioxidgehalt des Abgases angesehen werden. Durch die H_2 -Zumischung sinkt der Gesamtgehalt an Kohlenstoff im Brenngas. Dies führt unweigerlich zu einer Verschiebung der Speziesanteile des Abgases in Richtung einer CO_2 -Minderung und einem Zuwachs an Wasserdampf (H_2O). Unter dem Aspekt der CO_2 -Vermeidung erscheint die Wasserstoffzumischung sinnvoll. Für einzelne Prozesse, die auf einen hohen oder zumindest aber konstanten Kohlendioxidanteil der Verbrennungsgase angewiesen sind, können jedoch auch Nachteile entstehen.

4.9.2 Einfluss auf Systeme zur Flammendetektion

Mittels Ofenversuch wurden die Auswirkungen der H_2 -Zumischung in das Erdgas auf die Detektion der Flamme mit Hilfe von Ionisations- und UV-Detektoren, als typische Technologien, untersucht.

Die Detektion von Flammen von Erdgas/ H_2 -Flammen mittels Flammenionisation ist für alle untersuchten Gemische problemlos möglich gewesen. Die Zumischung von Wasserstoff hat selbst bei hohen Zumischraten keine negativen Auswirkungen auf den messbaren Ionisationsstrom.

Bei der Detektion der Flammen mit UV-Flammenwächter kann eine generelle Tendenz hin zu einer Abnahme der Signalintensität bei höheren H_2 -Anteilen im Brenngas festgestellt werden. Diese Ergebnisse decken sich mit den Resultaten der Vermessung der Brennerflamme mit dem UV-Kamerasystem (OH-VIS). Die von der Reaktionszone emittierte UV-Strahlung basiert wesentlich auf der Existenz kurzlebiger Zwischenprodukte der Verbrennung, den sogenannten OH-Radikalen. Diese Moleküle werden über verschiedene Reaktionspfade gebildet. Dominierend ist jedoch der Bildungspfad über ein weiteres, kohlenstoffhaltiges Zwischenprodukt der Verbrennung. Aufgrund des geringeren Kohlenstoffgehalt des Brenngases werden auch weniger kohlenstoffhaltige Zwischenprodukte gebildet, weshalb der Anteil strahlungsemitterender Moleküle sinkt.

Insgesamt betrachtet lassen sich mit beiden System auch Brenngasgemische mit hohen Wasserstoffanteilen (mindestens bis 50 Vol.-% H_2) sicher detektieren. Gegebenenfalls kann bei Verwendung eines UV-Flammenwächters eine Anpassung der Sensitivität beziehungsweise Signalverstärkung erforderlich sein.

4.9.3 Brennerspezifische Einflüsse

Experimentell untersucht wurden drei verschiedene Brennersysteme. Diese konnten alle mit Erdgas/Wasserstoffgemischen mit einem H_2 -Anteil von bis zu 50 Vol.-% sicher betrieben werden. Während der Versuche hat sich bei allen Systemen eine Tendenz zu höheren NO_x -Konzentrationen im Abgas und zu einem erhöhten Luftüberschuss bei zunehmendem H_2 -Anteil gezeigt. Durch die Nachführung von Brenngas- und Luftvolumenstrom konnte dieser Einfluss bei den Brennersystemen I und III jedoch weitestgehend kompensiert werden. Das Brennersystem II erlaubt bauartbedingt keine brenngasspezifische Regelung der Volumenströme, weshalb hier mit erhöhten Stickoxidkonzentrationen zu rechnen ist. Grundsätzlich erscheint die Möglichkeit zur Regelung von Brenngas- und Luftvolumenstrom als notwendige Voraussetzung für eine Minimierung der

Stickoxidemissionen und zum Betrieb bei einer konstanten Luftzahl. Brenner mit starrer Verhältnissreglung sind nicht in der Lage, auf die durch die H_2 -Zumischung indizierten, veränderten Verhältnisse der Verbrennung zu reagieren. Es kommt hier, vor allem bei höheren H_2 -Anteilen, zu den im Szenario 1 und 2 beschriebenen negativen Auswirkungen.

Bei dem Brennersysteme I handelt es um einen Low- NO_x -Brenner, das Brennersystem III funktioniert nach dem FLOX[®]-Prinzip und zeichnet sich ebenfalls durch niedrige Stickoxidemissionen aus. Beide Technologien sind für den Betrieb mit Erdgas/ H_2 -Gemischen geeignet.

4.9.4 Einfluss auf das Wärmeübertragungsverhalten

Zur Untersuchung des Wärmeübertragungsverhaltens wurden sowohl Ofenversuche als auch numerische Simulationen durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen keine wesentlichen Unterschiede zwischen Erdgas und Erdgas/ H_2 -Gemischen hinsichtlich des Wärmeübertragungsverhaltens auf. Dies gilt insbesondere für den Parameter „Feuerungstechnischer Wirkungsgrad“. Die Voraussetzung hierfür ist jedoch stets der Betrieb unter konstanten Prozessbedingungen, das heißt Luftzahl der Verbrennung und Brennerleistung.

4.9.5 Wobbe-Index und Heizwertmessgeräte

Insgesamt wurden fünf verschiedene Geräte zur Messung der Brenngasbeschaffenheit getestet. Die Qualität der Messung und vor allem die sichere Vermessung wasserstoffreicher Erdgasgemische ist vereinzelt stark vom H_2 -Gehalt des Brenngases abhängig. Bis zu einer Konzentration von 10 Vol.-% (nach DVGW-Regelwerk zulässige H_2 -Konzentration) waren alle Geräte in der Lage, den H_2 -Gehalt zuverlässig zu detektieren, beziehungsweise die wesentlichen Parameter der Gasbeschaffenheit zu messen. Bei höheren Konzentrationen ist dies nicht mehr bei allen Messgeräten möglich. Oberhalb von 20 Vol.-% H_2 treten teilweise zunehmende Messwertabweichungen auf oder die Analyse der Gasprobe ist nicht mehr möglich. Ein großer Teil der Geräte ist jedoch in der Lage, auch Brenngase mit einem H_2 -Anteil von bis zu 50 Vol.-% zuverlässig zu vermessen. Bezüglich der Anzahl der verfügbaren Parameter und der Geschwindigkeit, mit der die Messdaten geliefert werden, bestehen zwischen den einzelnen Geräten deutliche Unterschiede. Dies gilt für den Aufwand für Installation und Betrieb der Geräte gleichermaßen.

5 LÖSUNGSSTRATEGIEN

Nachfolgend werden ergänzend Lösungsstrategien vorgestellt, die bei Anwesenheit von Wasserstoff im Erdgas die Auswirkungen auf die Prozessparameter einer Thermoprozessanlage und gegebenenfalls auch auf die Produktqualität reduzieren können.

5.1 Strategien für die Gewährleistung konstanter Prozessparameter

Die Gewährleistung der einzuhaltenden Prozessparameter bei schwankender Gasbeschaffenheit infolge variierender Wasserstoffanteile im Erdgas ist ausschließlich bei erfolgreicher Detektion einer solchen Abweichung und einer anschließenden Regelung möglich. Geringe Anteile von

Wasserstoff im Erdgasnetz haben nachweislich nur einen marginalen Einfluss auf die Prozessparameter. An dieser Stelle wird jedoch nicht auf den Einfluss des Wasserstoffs auf die verschiedenen Produkte von Thermoprozessen eingegangen.

Eine mögliche Lösungsstrategie zur Einhaltung der erforderlichen Prozessparameter stellt die Ausstattung einer Thermoprozessanlage mit erweiterter Mess- und Regelungstechnik bei gleichzeitiger Einbindung vorhandener Messtechnik dar. Zwar kommt in neuen Thermoprozessanlagen immer mehr MSR-Technik hinzu (wie z. B. eine Brenngasanalyse), jedoch ist der Bestand an Altanlagen mit fehlender Ausstattung erheblich. Um die Prozesssicherheit und Produktqualität weiterhin zu sichern, sollten auch ältere Anlagen nachgerüstet werden.

Die nachzurüstende Messtechnik sollte vor allem auf der Brenngasseite Anwendung finden. Durch die Detektion der Brenngaszusammensetzung; zum Beispiel mittels eines Prozessgaschromatographen oder der Ermittlung kalorischer Eigenschaften des Brenngases mit Hilfe eines Kalorimeters oder korrelativen Gasbeschaffenheitsmessgerätes, können Abweichungen in Hinblick auf verbrennungsrelevante Eigenschaften, wie etwa dem Heizwert und Luftbedarf, unmittelbar vor Eintritt in die Thermoprozessanlage, mit Hilfe nachgeschalteter Regelungstechnik kompensiert werden. Die Kompensation erfolgt im Falle des abweichenden Heizwertes durch die Anpassung des Brenngasvolumenstroms (Brennerleistung). Die Änderung des Luftbedarfs wird durch die Nachregelung des Luftvolumenstroms angepasst (Luftzahl der Verbrennung).

Neben der Überwachung des Brenngases ist ferner eine ganzheitliche Betrachtung des Prozessverhaltens erforderlich. Durch die Änderung der Brenngaszusammensetzung und der Nachregelung der Volumenströme kommt es unvermeidlicher Weise zu einer Varianz in der Vermischung der Medien. Dies hat eine Veränderung der Reaktionszone zur Folge. Eventuelle Änderungen der Flammengeometrie, -länge oder Temperaturverteilung können hieraus resultieren. Des Weiteren kann es, wie die Simulationen gezeigt haben, durch eine Änderung der Strömungsbedingungen auch lokal zu Änderungen des Wärmeeintrags kommen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass eine alleinige Nachrüstung von Messtechnik nicht ohne die ganzheitliche Betrachtung des Thermoprozesses zum Ziel führt. Es ist wichtig vorab eine Aussage über die Schwankungsbreite, die Häufigkeit und die Art der auftretenden Brenngasschwankungen zu treffen und dementsprechend eine auf den jeweiligen Prozess zugeschnittene Strategie zu erarbeiten.

6 AUSBLICK

Die Einhaltung der Schadstoffgrenzwerte und Klimaschutzziele im Zusammenhang mit der Energiewende zwingt Politik, Gasnetzbetreiber und Betreiber von Thermoprozessanlagen gleichermaßen dazu, die CO₂-Emissionen von Feuerungen thermoprozesstechnischen Anlagen zu reduzieren. Durch die umfassende Analyse der Auswirkungen der Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz auf diverse Bereiche des Betriebs gasgefeuerter Thermoprozessanlagen können nun Fragen der Anlagenbetreiber und Komponentenhersteller beantwortet werden.

Durch die Darstellung der Forschungsergebnisse ergibt sich konkret für klein- und mittelständische Unternehmen folgender Nutzen:

- Die Einspeisung von Wasserstoff ins Erdgasnetz kann weiter ausgebaut werden. Die möglichen Auswirkungen auf Thermoprozessanlagen sind den Betreibern und Herstellern damit bekannt.
- Die bisherigen Thermoprozessanlagen können weitestgehend mit ihrer bestehenden Konstruktion weiter betrieben werden, Modifikationen und Kompensationsmöglichkeiten wurden aufgezeigt. Der finanzielle Aufwand für die Nachrüstung ist überschaubar.
- Sensible thermoprozesstechnische Anlagen können mit einer modifizierten Mess- und Regeltechnik an die spezifischen Eigenschaften der schwankenden und sich ändernden Erdgaszusammensetzungen angepasst werden, dadurch lässt sich der Produktionsausfall minimieren.
- Der Betrieb von Thermoprozessanlagen auch mit stark wasserstoffreichen Erdgasen ist energetisch effizient möglich. Hierdurch ergibt sich losgelöst von dem Konzept „Power-to-Gas“ ein zusätzlicher Nutzungspfad für Anlagenbetreiber, die H₂ kostengünstig aus anderen Prozessschritten beziehen können. Das stärkt die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Betreiber.
- Hersteller von Gasbeschaffenheitsmessgeräten können basierend auf den Ergebnissen gezielt Produkte optimieren und neue Geräte und Verfahren zur Vermessung H₂-haltiger Erdgase entwickeln, wodurch sich neue Absatzmöglichkeiten erschließen. Den Betreibern von Thermoprozessanlagen steht eine größere Auswahl geeigneter Geräte für die messtechnische Ausstattung zur Verfügung.

Die genannten Aussagen zur künftigen industriellen Umsetzung der Forschungsergebnisse dienen vor allem KMU, die sich keine eigenen Forschungsabteilungen leisten können, aber auf diesem Wege von den Ergebnissen des durchgeführten Projektes profitieren und somit ihre Standortsicherheit und Zukunftsfähigkeit gewährleisten können.

7 HANDLUNGSEMPFEHLUNG

Das Aufstellen eines Maßnahmenkatalogs und die Erarbeitung von Handlungsempfehlungen ist nicht ohne weiteres pauschal möglich. Die Ergebnisse der Untersuchungen haben deutlich gezeigt, dass geringe Anteile von Wasserstoff im Erdgas (< 10 Vol.-%) einen Einfluss haben können, jedoch ist die Auswirkung dessen stark von den Anforderungen an den jeweiligen Prozess abhängig. Ist, beispielsweise verfahrenstechnisch, eine unterstöchiometrische Verbrennung zur Erzeugung einer reduzierenden Atmosphäre im Ofenraum notwendig, können schon geringe Brenngasschwankungen zu einer Verschiebung in den stöchiometrischen Luftzahlbereich führen. In

diesem Fall würde die Produktqualität nicht mehr gewährleistet werden können und einen wirtschaftlichen Schaden für das Unternehmen mit sich bringen. Aufgrund der Komplexität der Thematik werden nachfolgend Handlungsempfehlungen in Form eines Fragenkatalogs aufgezeigt.

Fragestellung	Antwort / Handlungsempfehlung
• Sind Fälle, in denen es zu einer Abweichung in der Produktqualität jeglicher Art kam, bekannt? • Sind Fälle veränderter Prozessparameter ohne Änderung der Fahrweise bekannt? • Liegt die Fertigungsstätte in der Nähe von Power-to-Gas-Einspeisestellen?	• Im Rahmen der QS sollten kontinuierlich Abweichungen in der Produktqualität dokumentiert werden und bei der Ursachenermittlung eine mögliche Brenngasschwankung in Betracht gezogen werden. • Änderungen der Prozessparameter, wie etwa der Ofenraumtemperatur sind leicht zu detektieren. Vor der Kompensation, beispielsweise durch eine Leistungsanpassung der Brenner, sollte der Prozess ganzheitlich geprüft werden. Idealerweise ist Messtechnik zur Ermittlung zum Beispiel des Restsauerstoffgehaltes im Abgas vorhanden. Die gleichzeitige Änderung der Ofenraumtemperatur und des Restsauerstoffgehaltes kann ein Indikator für eine mögliche Brenngasschwankung sein. • Liegt der Standort in der unmittelbaren Nähe einer Einspeisestation für Wasserstoff, kann dies zu einer Brenngasschwankung und damit zu einer Änderung der Prozessparameter führen. Aufgrund der unzureichenden Vermischung der Zusatzgase im Erdgasnetz ist es in diesen Regionen nicht auszuschließen, dass es lokal zu einer Überschreitung der in der DVGW-Richtlinie vorgeschriebenen

	Erdgaszusammensetzungen kommen könnte.
• Auf welche Prozessparameter sind die Abweichungen der Produktqualität zurückzuführen? • Sind Abweichungen der Prozessparameter über einen längeren Zeitraum dokumentiert? • Ist die Thermoprozessanlage mit Messtechnik zur Erfassung verbrennungstechnischer Parameter oder zur Rauchgasanalyse ausgestattet?	• Es ist zu ermitteln, welche Prozessparameter die Abweichung der Produktqualität verursacht haben. Stellt der Prozess beispielsweise eine hohe Anforderung in Hinblick auf die konstante Einhaltung einer definierten Luftzahl, so könnte eine Brenngasschwankung durch die nachträgliche Ausstattung der jeweiligen Thermoprozessanlage mit einer Restsauerstoffmessung (Lambdasonde) und gleichzeitiger automatisierter Regelung des Luftvolumenstroms kompensiert werden. Im Einzelfall ist weiter zu prüfen, ob die Ausstattung mit zusätzlicher Messtechnik zur Erfassung der Brenngaszusammensetzung erforderlich ist. • Dokumentationen der Prozessparameter helfen nachträglich bei der Analyse einer möglichen Abweichung. Ein zeitlicher Verlauf ermöglicht zusätzlich Aussagen über die Häufigkeit der Brenngasschwankungen zu treffen. • Wenn die Anlage bereits über Messtechnik verfügt, ist zu prüfen, in wie weit die ermittelten Messwerte bereits zur Kompensation von Abweichungen genutzt werden. Ferner ist zu prüfen, ob die vorhandenen Mittel für die Kompensation ausreichen.

• Sollte die Thermoprozessanlage mit weiterer Messtechnik ausgestattet werden?	• Je nach Anforderung des Prozesses ist eine Überwachung der Verbrennung und Informationen über das verwendete Brenngas als äußerst sinnvoll zu betrachten. Ein praxisnahes Mittel zur Überwachung der Verbrennung stellt eine Lambda-regelung dar. Hierbei wird permanent der Restsauerstoffbedarf im Abgas analysiert und bei Abweichung mittels Verbrennungsluftregelung der Luftvolumenstrom angepasst. Der Vorteil liegt in der Einhaltung einer konstanten Luftzahl selbst bei abweichenden Luftbedarf des Brenngases. Kompensiert werden können mit dieser Regelung aber keine Abweichungen des Heizwertes des gelieferten Brenngases. Dies kann, wie bereits erwähnt, deutliche Leistungseinbußen zur Folge haben. Zur Detektion einer solchen Abweichung eignen sich gemäß den durchgeführten Untersuchungen verschiedenste Messgeräte.
• Welche der vorgestellten Messprinzipien eignet sich am besten?	• Pauschal ist hier keine Aussage zu treffen, da die Auswahl der Messtechnik von den Anforderungen des jeweiligen Prozesses abhängt. Eine detaillierte Brenngasanalyse mit der Ermittlung kalorischer Eigenschaften mittels Gaschromatograph kann für einen hoch sensiblen Prozess erforderlich sein. Für die alleinige Frage nach dem Wasserstoffanteil im Erdgas sind aber möglicherweise weniger spezialisierte Messgeräte ausreichend.

• Erscheinen die Messwerte vorhandener Geräte (manchmal) widersprüchlich oder führen messdatenbasierte Regeleingriffe nicht zu dem gewünschten Ergebnis (Prozessstabilität)?	• Möglicherweise ist die vorhandene Messtechnik nicht in der Lage (höhere) H₂-Anteile im Erdgas zu detektieren. Es sollten die Messbereiche und die Grenzen der Geräte im Hinblick auf die auftretenden Wasserstoffkonzentrationen geprüft werden. Gegebenenfalls ist eine Anpassung der vorhandenen Messgeräte oder eine Erweiterung der Messtechnik erforderlich.
--	--

8 PROJEKTPLAN

Der Zeitplan für das Projekt „H₂-Substitution“ (siehe **Abbildung 87**) sah inklusive einer kostenneutralen Verlängerung eine Projektlaufzeit vom 01.12.2014 bis zum 30.04.2017 vor. Dieser Zeitplan wurde eingehalten!

Tabelle 11: Personaleinsatz im Projektzeitraum, GWI

2014	A	B	C
Januar	0,00	0,00	0,00
Februar	0,00	0,00	0,00
März	0,00	0,00	0,00
April	0,00	0,00	0,00
Mai	0,00	0,00	0,00
Juni	0,00	0,00	0,00
Juli	0,00	0,00	0,00
August	0,00	0,00	0,00
September	0,00	0,00	0,00
Oktober	0,00	0,00	0,00
November	0,00	0,00	0,00
Dezember	0,21	0,00	0,21
Summe	0,21	0,00	0,21

2015	A	B	C
Januar	0,82	0,36	1,18
Februar	0,82	0,36	1,18
März	0,87	0,29	1,16
April	0,28	0,11	0,39
Mai	0,28	0,11	0,39
Juni	0,25	0,11	0,36
Juli	0,00	0,46	0,46
August	0,00	0,23	0,23
September	0,00	0,00	0,00
Oktober	0,00	0,00	0,00
November	0,00	0,00	0,00
Dezember	0,00	0,00	0,00
Summe	3,32	2,03	5,35

2016	A	B	C
Januar	1,21	0,34	1,21
Februar	1,19	0,50	1,21
März	1,05	0,74	1,21
April	1,25	0,34	1,21
Mai	1,00	0,34	1,21
Juni	1,29	0,29	1,21
Juli	1,24	0,29	1,21
August	0,90	0,34	1,21
September	0,90	0,34	1,21
Oktober	0,90	0,46	0,28
November	1,61	0,00	0,74
Dezember	1,93	0,00	0,62
Summe	14,47	3,98	12,53

2017	A	B	C
Januar	1,00	0,22	0,28
Februar	1,06	0,22	0,28
März	1,06	0,22	0,28
April	0,83	0,37	0,23
Summe	3,95	1,03	1,07

Gesamt	21,95	7,04	19,16
---------------	--------------	-------------	--------------

Arbeitsschritt	Kurzbezeichnung	1. Jahr												2. Jahr											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.1	Chemische und reaktionskinetische Charakterisierung		★																						
1.2	Auswahl relevanter Brennerarten																								
1.3	Recherche der verfügbaren Flammenüberwachungs- und Regelungssysteme																								
2.1	Detaillierte Vermessung ausgewählter Industriebrenner																								
2.2	Überprüfung der Einsetzbarkeit von Flammenüberwachungssystemen																								
2.3	Überprüfung der Auswirkungen auf Wobbe- und Heizwertregelsysteme																								
2.4	Modifikation der Brennersysteme und exp. Überprüfung																								
3.1	CFD-Simulation der in AS 2 durchgeführten Messungen (Validierung)																								
3.2	num. Modifikation der Brennergeometrie																								
3.3	Simulation realer Thermoprozessanlagen aufbauend den Erkenntnissen aus AS 3.1																								
3.4	Analyse der veränderten Wärmeübertragung																								
4.1	Analyse der numerischen und experimentellen Ergebnisse																								
4.2	Erarbeitung konkreter Lösungsstrategien																								
4.3	Aufstellen eines Maßnahmenkatalogs und Handlungsempfehlungen																								
4.4	Aufzeigen von weiterem Forschungsbedarf																								
5	Berichtserstellung																								★

- ★ Kick-off-Meeting
- ★ PbA-Sitzungen
- ★ Abschlussmeeting

Abbildung 87: Zeitplan des Projektes „H₂-Substitution“

8.1 Erläuterung der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten

Für die bisher durchgeführten Versuche und theoretischen Berechnungen sowie deren Auswertung waren die geplanten Mitarbeiter (Techniker und Ingenieure) im beantragten Umfang tätig. Die geplanten und bisher geleisteten Arbeiten entsprechen dem begutachteten und bewilligten Antrag und sind daher für die erfolgreiche Durchführung des Vorhabens notwendig und angemessen.

Neben den durch das GWI geleisteten Arbeiten wurden zusätzliche Leistungen Dritter in Anspruch genommen. Die Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG) hat die im Kapitel 4.8 dargestellten numerischen Berechnungen im Auftrag des GWI durchgeführt und zur Verfügung gestellt. Die durch die HVG erbrachten Leistungen waren für die erfolgreiche Bearbeitung des Projektes notwendig und angemessen.

9 GEGENÜBERSTELLUNG VON FORSCHUNGSZIELEN UND FORSCHUNGSERGEBNISSEN

Forschungsziel	Erzieltes Ergebnis
Untersuchung von Erdgas/H₂-Gemischen mit Reaktionsmechanismen und Modellreaktoren zur Ableitung feuerungstechnischer Parameter.	Die Untersuchung von insgesamt 18 Gasgemische mit verschiedenen numerischen Verfahren der Reaktionskinetik ist erfolgt.
- Experimentelle Untersuchung von Diffusionsbrennern, insbesondere im Hinblick auf das NO_x-Emissionsverhalten. - Untersuchung der Flammgeometrie mittels UV-Flammvisualisierung - Untersuchung der Anwendbarkeit herkömmlicher NO_x-Minderungsmaßnahmen - Anpassung der NO_x-Minderungsmaßnahmen zur Kompensation von höheren H₂-Substitutionsraten, wenn nötig - Exemplarische Simulation realer Industrieanlagen im Betrieb mit Erdgas/H₂-Gemischen	- Experimentelle Untersuchungen mit drei verschiedenen Brennersystemen wurden an den GWI-Versuchsanlagen durchgeführt. Das Emissionsverhalten der Brennersysteme wurde detailliert vermessen. - Die Brennerflammen verschiedener Erdgas/H₂-Gemische wurden mit einem OH-VIS System vermessen. - Die Bedingungen für die Funktionsfähigkeit von Low-NO_x Technologien im Betrieb mit Erdgas/H₂-Gemischen wurden anhand der Ergebnisse von Versuch und Simulation dargestellt. - Eine Anpassung der NO_x-Minderungsmaßnahmen war nicht nötig. - Eine Glasschmelzwanne mit 12 MW thermischer Leistung wurde numerisch simuliert.
Untersuchung der Anwendbarkeit herkömmlicher Gasbeschaffenheitsmessgeräte	- Insgesamt wurden fünf unterschiedliche Messgeräte zur Analyse der Gasbeschaffenheit experimentell untersucht. - Handlungsempfehlungen wurden erarbeitet und durch spezielle Hinweise ergänzt.

• Untersuchung der Einsatzgrenzen von Ionisations-Flammenwächtern in Abhängigkeit von der eingebrachten Leistung und dem Grad der Wasserstoffbeimischung • Erstellung eines Maßnahmenkataloges und von Handlungsempfehlungen bei der Nutzung von mit Wasserstoff angereichertem Erdgas in herkömmlichen Verbrennungssystemen	• Ein Ionisations-Flammenwächter und ein Kompaktflammenwächter wurden im Rahmen mehrerer Versuchsreihen mit einem Brennersystem bei Feuerung von Erdgas/H₂-Gemischen untersucht. • Mögliche Maßnahmen und Handlungsempfehlungen wurden aufgezeigt.
---	--

10 NUTZEN DER FORSCHUNGSERGEBNISSE

Die Zusammenarbeit des Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. und der Industriepartner gewährleistete eine fach- und branchenübergreifende sowie umfassende Aufarbeitung der Fragestellung bzw. der Zielstellung des Projektes. Über die Beteiligten ist auch ein schneller Transfer der Ergebnisse zu den Betreibern gegeben. Aufgrund der unterschiedlichen der branchenübergreifenden Herangehensweise sind eine maximale Erfolgsquote und ein Transfer der Ergebnisse in diverse Sparten und Industriezweige sichergestellt. Das Gas- und Wärme-Institut Essen e. V. hat dabei die theoretischen, numerischen, labor- und messtechnischen Untersuchungen in enger Abstimmung mit den Unternehmen und Institutionen des projektbegleitenden Ausschusses durchgeführt. Diese Diskussionen sorgten auch dafür, dass erste Ergebnisse den beteiligten Firmen sehr schnell zur Verfügung stehen. Die Gewährleistung der praktischen Umsetzbarkeit wird durch die beteiligten Firmen aus den unterschiedlichsten Bereichen (Brennerhersteller, Hersteller von Gasbeschaffenheitsmessgeräten, Anlagenbauer, etc.) und ihre Teilnahme an den Sitzungen der projektbegleitenden Arbeitsgruppe garantiert.

Bisherige und in 2017 geplante Tätigkeiten zum Ergebnistransfer:

Bisher wurden zu Beginn des Projektes (Januar 2015) ein Kick-Off-Meeting und eine weitere Sitzung (Oktober 2016) mit dem projektbegleitenden Ausschuss zur Absprache der geplanten Arbeiten und zu Diskussionen der Ergebnisse durchgeführt. Eine abschließende Sitzung im April 2017 führte die Teilnehmer der Projektgruppe noch einmal zusammen, so dass die positiven Forschungsergebnisse des Projekts den unterschiedlichen Sparten dargestellt werden konnten.

Weiterhin fanden zahlreiche Gespräche mit den beteiligten Industrieunternehmen statt.

In den Tätigkeitsberichten der Jahre 2015 und 2016 des GWI wurde ebenfalls über den Stand der Arbeiten berichtet. Das Aufsichtsgremium des GWI wurde regelmäßig über die Arbeiten informiert.

10.1 Wissenschaftlich technischer Nutzen

Die im Rahmen des Forschungsvorhabens durchgeführten vielfältigen Untersuchungen zeigen deutlich, in wie weit eine Thermoprozessanlage auf die Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas reagiert und wesentliche Prozessparameter beeinflussen kann.

Als besonders relevant hat sich nachweislich die Kenntnis einer solchen Abweichung in der Brenngaszusammensetzung herausgestellt. Erst wenn eventuelle Abweichungen des üblichen Brenngases erfolgreich detektiert werden, kann eine nachgeschaltete Regelung angemessen reagieren. Dies ist die einzige Möglichkeit, die hohen Anforderungen an die Prozessparameter, wie beispielsweise die Ofenraumtemperatur und -atmosphäre, zu erfüllen.

Anlagenbetreiber werden mit den erzielten Ergebnissen sicher dahingehend sensibilisiert, dass das Brenngas eine absolute Schlüsselkomponente für die Gesamtanlage und ferner für die Produktqualität darstellt. Die Zeiten, in denen sich das verwendete Erdgas nur marginal in der Gaszusammensetzung änderte und es dementsprechend die letzte Option beim Troubleshooting war, sind spätestens heute, bedingt durch die zusätzliche Einspeisung Wasserstoff, der Diversifizierung des Erdgasmarktes und der undefinierten Vermischung der Gase im Erdgasnetz, vorüber.

Ferner werden mit den Ergebnissen den Betreibern thermoprozesstechnischer Anlagen auch Möglichkeiten eröffnet und Lösungsstrategien aufgezeigt, so dass sie auf der prozesstechnischen Seite Modifizierungen vornehmen können. Anlagenbetreiber können diese Ergebnisse nutzen, um ihre Anlagen entsprechend zu überprüfen. Sie können auch eventuell in der Vergangenheit bereits aufgetretene Abweichungen von den definierten Betriebsparametern oder Qualitätseinbußen, wie Ausschuss durch eine falsche Ofenatmosphäre, auf die Option einer Brenngasschwankung zurückführen.

Thermoprozessanlagen mit hohen Anforderungen an den Prozess als solchem (z. B. reduzierende Ofenraumatmosphäre) können zudem mit neuer Messtechnik zur Brenngasanalyse nachgerüstet werden, um eventuelle Schwankungen vor Eintritt in die Brennersysteme zu detektieren und entsprechende Maßnahmen einzuleiten.

10.2 Wirtschaftlicher Nutzen für KMU

Der wirtschaftliche Nutzen für Anlagenbetreiber bzw. für Hersteller von Anlagen und Komponenten ist direkt mit dem oben genannten technischen Nutzen in Zusammenhang zu bringen.

Der wirtschaftliche Hauptnutzen der Ergebnisse dieses Forschungsvorhabens liegt in der kontinuierlichen Gewährleistung von Thermoprozessen mit konstanten Bedingungen und daraus resultierenden Erzeugnissen gleichbleibender Qualität bei gleichzeitiger Vermeidung von Ausschuss und damit wirtschaftlichen Verlusten für die jeweiligen Unternehmen.

Durch das Aufzeigen der Schlüsselrolle einer entsprechenden Mess- und Analystechnik wird gleichsam das Interesse der Ofenhersteller als auch der Ofenbetreiber geweckt. Bei entsprechender Nachfrage seitens der Anlagenbetreiber eröffnet sich den Messtechnikherstellern ein vielversprechender Markt.

Die im Rahmen dieses Forschungsvorhaben erzielten Ergebnisse verschaffen dem Standort Deutschland, insbesondere den klein- und mittelständischen Unternehmen, welche meist nicht über eine eigene Forschungs- und Entwicklungsabteilung verfügen, einen deutlichen Vorsprung bezüglich der Sensibilisierung für die mögliche Auswirkung einer schwankenden H₂-Zumischung auf den Prozess und auf die Produktqualität.

Die Anlagenbetreiber sind durch den Knowhow-Gewinn sicher zukünftig bereit, Maßnahmen wie z. B. die Nachrüstung von Messtechnik zu treffen, um weiterhin wirtschaftlich agieren zu können, neue Aufgabenfelder zu erschließen, neue Produkte zu entwickeln und somit ihre Wettbewerbsfähigkeit zu sichern und sich gegenüber dem Wettbewerb durch fundiertes Wissen abzugrenzen.

Die Hersteller von Gasbeschaffenheitsmessgeräten und Brennersystemen erhalten mit den Projektergebnissen detaillierte Informationen über die Anforderungen, die sich aus der Zumischung von Wasserstoff zum Erdgas und einer schwankenden Gasbeschaffenheit ergeben. Sie haben dadurch ganz aktuell die Möglichkeit, über Modifizierungen ihrer Produkte und mögliche (Neu)Entwicklungen zu diskutieren.

Bei erfolgreicher Produktentwicklung lassen sich neue und innovative Systeme aussichtsreich am Markt platzieren.

11 VERÖFFENTLICHUNGEN

Das Projekt wurde während seiner Laufzeit auf folgenden Messen / Konferenzen / Tagungen / Fachsitzungen (zum Teil mit mehreren Vorträgen auf einer Veranstaltung) präsentiert:

- 8. GWI-Praxistagung, „*Auswirkungen der Wasserstoff-Zumischungen in das Erdgasnetz auf den Verbrennungsprozess*“, Essen, 3. - 5. April 2017
- 11th INFUB - European Conference on Industrial Furnaces and Boilers, „*Power-to-gas and the consequences: impact of higher hydrogen concentrations in natural gas on industrial combustion processes*“, Portugal, 18. - 21. April 2017

Weitere Veröffentlichungen und Vorträge sind sowohl für das Jahr 2017 eingereicht als auch geplant:

- Glastechnische Tagung der DGG, „*Power-to-gas and the consequences: impact of higher hydrogen concentrations in natural gas on industrial combustion processes*“, Weimar, 29. - 31. Mai 2017
- Fachbericht in der Zeitschrift „Gaswärme international“, 2017
- Heat Processing, Ausgabe 3/2017, „*HIGHER CONCENTRATIONS OF HYDROGEN IN NATURAL GAS AND THEIR IMPACT ON INDUSTRIAL COMBUSTION SYSTEMS*“, Vulkan Verlag GmbH Essen, August 2017
- 27th World Gas Conference „*Hydrogen in Natural Gas: How Does It Impact Industrial End-Users?*“, USA, 25. - 29. Juni 2018

Das Aufsichtsgremium des GWI wurde regelmäßig über das laufende Projekt informiert.

Darüber hinaus ist die Bereitstellung des Abschlussberichtes im Downloadbereich der Internetseiten des GWI eingeplant.

12 EINSCHÄTZUNG ZUR REALISIERBARKEIT DES VORGESCHLAGENEN UND AKTUALISIERTEN TRANSFERKONZEPTS

Die Einbindung von Brennerherstellern, Anlagenbauern und Anlagenbetreibern in den projektbegleitenden Ausschuss garantiert einen direkten Kenntnistransfer der Forschungsergebnisse in die relevanten Industriezweige. Um die praktische Umsetzung der Ergebnisse branchenweit, unternehmensübergreifend und diskriminierungsfrei allen Beteiligten zur Verfügung zu stellen, ist eine exklusive Nutzung der Ergebnisse durch eine oder mehrere Unternehmen ausgeschlossen. Das GWI ist seit Jahren ein etabliertes Mitglied der Gaswirtschaft und Veranstalter von Kursen, Seminaren und Kolloquien zu aktuellen Problemstellungen. Die erzielten Forschungserkenntnisse werden durch die Durchführung dieser Veranstaltungen direkt an interessierte Kunden weitergegeben. Den Firmen wird dadurch die Möglichkeit gegeben, sich über die Ergebnisse öffentlicher Forschungsvorhaben detailliert zu informieren. Des Weiteren werden die erreichten Forschungsergebnisse auf nationalen und internationalen Tagungen, in Fachzeitschriften sowie im Internet (www.gwi-essen.de) veröffentlicht. Zusätzlich sitzen Mitarbeiter des GWI in den Ausschüssen des DVGW, der DVV, des VDEh, der HVG und des VDMA, in denen die Ergebnisse der Projekte regelmäßig vorgestellt werden. Somit erscheint ein schneller und direkter Transfer der Ergebnisse in die Industrie gewährleistet.

13 DANKSAGUNG

Die Autoren möchten sich an dieser Stelle bei den Partnern des Projektbegleitenden Ausschusses für deren Mitarbeit und unentgeltliche Bereitstellung von Material, Personal und fachlicher Unterstützung bedanken.

Ein besonderer Dank gilt der Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen (AiF) für die Bereitstellung der finanziellen Mittel aus Haushaltsmitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Das GWI bedankt sich auch für die Überlassung von messtechnischen Geräten, die die Durchführung der experimentellen Arbeiten wesentlich erleichtert haben, bei den Unternehmen Siemens AG und d. s. f. GmbH sowie bei allen Unternehmen, die Geräte für die Untersuchungen zur Verfügung stellten.

14 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] "Erneuerbare Energien 2016: Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (A-GEE-Stat)", Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2017.
- [2] "Energie für Deutschland 2011 Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext. Schwerpunktthema: Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem", Weltenergierat - Deutschland, Berlin, 2011.
- [3] "Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen", Bundesumweltamt, Dessau-Roßlau, 2010.
- [4] "Die Energiewende in Deutschland. Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahre 2050", Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, 2012.
- [5] Wiedemann, K., "Der unsichtbare Speicher", Neue Energie, Band 21, Ausgabe 7, S. 30–34, 2011.
- [6] Kuhnhenne, E., "Power-to-Gas: Stromspeicher, Gasproduktion, Biomethan oder flexible Last?", DVGW energie | wasser-praxis, Ausgabe 7/8, 2011.
- [7] Sterner, M., "Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems - Limiting global warming by transforming energy systems", Dissertation, Universität Kassel, 2009.
- [8] Trost, T., Jentsch, M., Holzhammer, U., Horn, S., "Die Biogasanlagen als zukünftige CO₂-Produzenten für die Herstellung von erneuerbarem Methan", gwf-Gas|Erdgas, Ausgabe 03, S. 172–179, 2012.
- [9] Giese, A., "Gasbeschaffenheitsschwankungen - Mögliche Auswirkungen auf industrielle Anwendungen", Gaswärme International, Ausgabe 2, S. 70–75, 2013.
- [10] Sigali, S. Rossi, N., Sonato, G., "Hydrogen Combustion in Gas Turbines", IFRF Topic Oriented Technical Meeting "Gas Turbine Research: Fuels, Combustion, Heat Transfer and Emissions", Cardiff, UK, 2010.
- [11] Goy, C., Jones, A., "Gas Turbines for the Future - The Need for Research", IFRF Topic Oriented Technical Meeting "Gas Turbine Research: Fuels, Combustion, Heat Transfer and Emissions," Cardiff, UK, 2010.
- [12] Joest, S., Fichtner, M., Wietschel, M., Bünger, U., Stiller, C., Schmidt, P., Merten, F., Parker, N, Bomhoff, K., "Woher kommt der Wasserstoff in Deutschland bis 2050", Abschlussbericht der Studie GermanHy, 2009.
- [13] Vos, J, Knoef, H., Hauth, M., Seifert, U., Hofbauer, H., Fuchs, M., Cusco, L., Véchet, L., Pedersen T.E., Hummelshoj, R.M., Ivanov, I., Buehler, R., Oettel, E., "Leitfaden für die sichere und umweltverträgliche Biomassevergasung", Intelligent Energy Europe, 2010.
- [14] Gas- und Wärme-Institut Essen e. V.(Hrsg.), gwi-Arbeitsblätter. Vulkan-Verlag, Essen, 2012.
- [15] Spielmann, S., "Schwankungen im Erdgasnetz und die Auswirkungen auf industrielle Feuerungsanlagen", VIK Mitteilungen, Ausgabe 3, S. 17–19, 2012.

- [16] Slim, B.K., Darneveil, H., van Dijk, G.H.J., Last, D., Pieters, G.T., Rotink, M.H., Overdiep, J.J., Levinsky, H.B., "Should we add hydrogen to the natural gas grid to reduce CO₂ emissions (Consequences for gas utilization equipment)", 23rd World Gas Conference, Amsterdam, Niederlande, 2006.
- [17] "Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G260 (A), 'Gasbeschaffenheit'", DVGW, Bonn, 2013.
- [18] "Technische Regel - Arbeitsblatt DVGW G262 'Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung'", DVGW, Bonn, 2011.
- [19] Florisson, O., "NATURALHY: Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst", Final Activity Report SES6/CT/2004/502661, 2010.
- [20] Krause, H., Müller-Syring, G., "Das Erdgasnetz als Speicher für regenerative Energie", gwf-Gas|Erdgas, Ausgabe 11, S. 764–770, 2010.
- [21] Müller-Syring, G., Henel, M., Krause, H., Rasmusson, H., Mlaker, H., Köppel, W., Höcher, T., Sterner, M., Trost, T., "Power-to-Gas: Entwicklung von Anlagenkonzepten im Rahmen der DVGW-Innovationsoffensive", gwf-Gas|Erdgas, Ausgabe 11, S. 770–777, 2011.
- [22] "Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz. Power-to-Gas: - eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln.", Deutsche Energie-Agentur (DENA), Berlin, 2012.
- [23] "GRHYD: premier projet d'envergure pour l'injection d'hydrogène vert," enerzine.com, 2014.
- [24] Schaffert, J., "Power to Gas technologies as a toolbox for sector coupling in the future energy system", IFRF Topic Oriented Technical Meeting, "Gaseous fuels for industry and power generation: challenges and opportunities", Essen, 2017
- [25] "Waterstof in aardgas op Ameland", KIWA, GT-120093, 2012.
- [26] Kippers, M.J., de Laat, J.C., Hermkens, R.J.M., Overdiep, J.J., van der Molen, A., van Erp, W.C., van der Meer, A., "Pilot Project on Hydrogen Injection in Natural Gas on Island of Ameland in the Netherlands", International Gas Union Research Conference, Seoul, Südkorea, 2011.
- [27] "Hydrogen and natural gas : a new energy field: The French government supports the GRHYD demonstration project", Pressemitteilung, GdF-Suez, Paris, Frankreich, 2012.
- [28] "Les partenaires réunis à Dunkerque à l'occasion des Assises l'Energie pour le lancement officiel du démonstrateur GRHYD", Pressemitteilung, GdF-Suez, 2014.
- [29] Wobbe, G., d'Industria del Gas e degli Acquedotti, vol. XV, no. 11, 1926.
- [30] "DIN 51624: Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge - Erdgas - Anforderungen und Prüfverfahren", 2008.
- [31] Altfeld, K., Pinchbeck, D., "Admissible Hydrogen Concentrations in Natural Gas Systems", gas for energy, Ausgabe 3, 2013.
- [32] Altfeld, K., Schenk, J., Schley, P., "Auswirkungen von 2% Wasserstoff im Erdgas auf Gasbrenner und Gasmotoren", gwf-Gas|Erdgas, Ausgabe 9, S. 620, 2012.

- [33] Nitschke-Kowsky, .P., "Impact of hydrogen admixture to natural gas on installed gas appliances", 25th World Gas Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2012.
- [34] Abbott, D., "The Impact of Fuel Gas Composition on Gas Turbine Operation", British-French Flame Days, Lille, Frankreich, 2009.
- [35] Ferguson, D., "Fuel Interchangeability Considerations for Gas Turbine Combustion", Fall Eastern States Section Meeting of the Combustion Institute, Charlottesville, USA, 2007.
- [36] Ferguson, D., Straub, D., Richards, G., Robey, E., "Impact of Fuel Variability on Dynamic Instabilities in Gas Turbine Combustion", 5th US Combustion Meeting, San Diego, USA, 2007.
- [37] Erickson, D.M., Day, S.A., Doyle, R., "Design Considerations for Heated Gas Fuel", GE Power Systems, Inc., Greenville, USA, GER4189b, 2003.
- [38] "Specification for Fuel Gases for Combustion in Heavy-Duty Gas Turbines", GE Power Systems, Inc., GEI 41040G, 2002.
- [39] Andersson, M., Larfeldt, J., Larsson, A., "Co-Firing with hydrogen in industrial gas turbines", Svenskt Gastekniskt CenterAB / Swedish Gas Technology Center, Malmö, Schweden, SGC Rapport 2013:256, 2013.
- [40] Brunetti, I., Rossi, N., Sigali, S., Sonato, G., Cocchi, S., Modi, R., "ENEL's Fusina zero emission combined cycle: experiencing hydrogen combustion", Power-Gen Europe, 2010.
- [41] Benthin, J., Giese, A., "Development of a concept for efficiency improvement and decreased NO_x production for natural gas-fired glass melting furnaces by switching to a propane exhaust gas fired process", 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Perugia, Italien, 2012.
- [42] Werschy, M., Franke, S., Dörr, H., Giese A., Benthin, J., "DVGW-Forschungsauftrag: Gasbeschaffenheit Industrie - Untersuchungen der Auswirkungen von Gasbeschaffenheitsänderungen auf industrielle und gewerbliche Anwendungen (G 1/06/10 Phase I und II)", Abschlussbericht DVGW Forschungsprojekt G 1/06/10, 2013.
- [43] Leicher, J., Giese, A., Tali, E., Werschy, M., Franke, S., Krause, H., Dörr, H., Kunert, M., "Gasbeschaffenheitsänderungen: Auswirkungen auf industrielle Feuerungsprozesse und erste Lösungsansätze", Gaswärme International, Ausgabe 6, S. 43–57, 2013.
- [44] de Wit, J., Andersen, S.D., Koch, B., "Danish CHP plants put gas imports to the test", Cogeneration & On-Site Power Production, Band 13, Ausgabe 5, 2012.
- [45] "EU Gas Quality Harmonization Pilot Project Progress Meeting - Danish case example", Bonn, 2012.
- [46] Hermanns, R.T.E., "Laminar Burning Velocities of Methane-Hydrogen-Air Mixtures", Dissertation, Technische Universiteit Eindhoven, Eindhoven, Niederlande, 2007.
- [47] Smith, G. P., Golden, D. M., Frenklach, M., Moriarty, N. W., Eiteneer, B., Goldenberg, M., Bowman, C. T., Hanson, R. K., Song, S., Gardiner Jr., W. C., Lissianski, V. V., Quin, Z., 2000.
- [48] Kuckshinrichs, W., Markewitz, P., Linssen, J., Zapp, P., Peters, M., Köhler, B., Müller, T. E., Leitner, W., "Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und

- Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Projektnummer 25/08 AZ I D4-020815, 2010.
- [49] Dunker, R., “Wege zum emissionsfreien Kraftwerk“, BWK, Band 57, Ausgabe 11, S. 144–147.
- [50] Schwaß, D., Wittlich, M., Schmitz, M., Siekmann, H., “UV-Strahlenexposition bei der Glasbearbeitung mit Gasbrennern“, DGUV, Information des Instituts für Arbeitsschutz der DGUV, 2010.
- [51] “Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft)“, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2002.
- [52] Warnatz, J., Maas, U., Dibble, R. W., Verbrennung: Physikalisch-Chemische Grundlagen, Modellierung und Simulation, Experimente, Schadstoffentstehung, 3. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2001.
- [53] Wünning, J. G., Milani, A., Handbuch der Brennertechnik für Industrieöfen - Grundlagen, Brennertechniken, Anwendungen, 2. Auflage Vulkan-Verlag, Essen, 2011.
- [54] MacLean, S., Tali, E., Giese, A., “Entwicklung eines Mehrstoffbrenners für Heizöl-, Erdgas und Schwachgasbetrieb (MSB)“, Gas- und Wärme-Institut Essen e.V., Essen, Abschlussbericht zum AiF-Forschungsprojekt Nr. 16202 N, 2012.
- [55] Ayoub, M., Rottier, C., Carpentier, S., Villermaux, C., Boukhalfa, A. M., Honoré, D., “Mild flameless combustion of methane/hydrogen mixtures in a laboratory-scale pilot furnace“, 9th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers, Estoril, Portugal, 2011.
- [56] Maurel, S., Robinet, P., Carpentier, S., “Combustion characteristics of natural gas/hydrogen mixtures in a semi-industrial steam boiler“, International Gas Research Union Conference, Paris, Frankreich, 2008.
- [57] Wünning, J. G., “Flammlose Oxidation von Brennstoff“, Dissertation, RWTH Aachen, 1996.
- [58] Al-Halbouni, A., Giese, A., Scherer, V., Rosendahl, B., Leicher, J., “Abschlussbericht zum AiF-Forschungsvorhaben: Neue Brennersysteme zur dezentralen Nutzung von schwachkalorigen Gasen in Mikro-Gasturbinen (MGT)“, Essen, AiF-Fördernummer 13216N, 2004.
- [59] Leicher, J., Giese, A., Görner, K., Scherer, V., Schulzke, T., “Developing a Burner System for Low Calorific Gases in Micro Gas Turbines: An Application for Small-Scale Decentralized Heat and Power Generation“, International Gas Research Union Conference, Seoul, Südkorea, 2011.
- [60] Al-Halbouni, A., Giese, A., Rahms, H., Görner, K., Schmitz, I., Schulzke, T., “Entwicklung flexibler Feuerungssysteme zur Verbrennung von Schwachgasen in Mikrogasturbinen-Brennkammern“, Deutscher Flammentag, Berlin, 2007.
- [61] MacLean, S., Tali, E., Giese, A., Leicher, J., “Investigations on the Use of Biogas for Small Scale Decentralized CHP Applications with a Focus on Stability and Emissions“, The 25th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Perugia, Italien, 2012.

- [62] Giese, A., Al-Halbouni, A., Görner, K., "Application of Flameless Oxidation in Glass Melting Furnaces," 7th International Symposium on High Temperature Air Combustion and Gasification, Phuket, Thailand, 2008.
- [63] Al-Halbouni, A., "Neue Brennersysteme zur dezentralen Nutzung von schwachkalorischen Gasen in Mikrogasturbinen (MGT)", 4. Forum IGF in NRW - Energie und Wasser, Duisburg, 2005.
- [64] Leicher, J., Giese, A., Görner, K., Scherer, V., Schulzke, T., "Entwicklung eines flexiblen Feuerungssystems für Schwachgase in Mikrogasturbinen-Brennkammern", 42. Kraft-werks-technisches Kolloquium, Dresden, 2010.
- [65] Görner, K., Flamme, M., Valentini, S., Rauhut, B., Aigner, M., Schinfelder, G., Möller, G., Hinstrup, P., Krul, J., Francois, Y., Ferreira, M., Soren, R., "New Combustion Systems for Gas Turbines (NGT)", Final Technical Report, 2004.
- [66] Galletti, C., Gheri, P., Gigliucci, G., Parente, A., Schiavetti, M., Soricetti, S., Tognotti, L., "Flameless Combustion of H₂-Enriched Flame: a CFD Aided Experimental Investigation", 29th Meeting on Combustion, Pisa, 2006.
- [67] Villani, A., Derudi, M., Rota, R., "Mild Combustion of Pure Hydrogen and Hydrogen-Based Fuels", 29th Meeting on Combustion, Pisa, Italien, 2006.
- [68] Sygulla, R., "Wasserstoff für das Erdgasnetz", Energy 2.0, Ausgabe 6+7, S. 28–31, 2013.
- [69] Kastner, J., "Weiterentwicklung der Prozessgaschromatographie", in Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt: Herausforderungen und Chancen für die häusliche, gewerbliche und industrielle Anwendung, 1. Auflage, Deutscher Industrie-Verlag, München, 2013.
- [70] Pöpl, H., "Flexibler Prozess-Gaschromatograph für die neuen Anforderungen an Gasanalysegeräte", in Gasqualitäten im veränderten Energiemarkt: Herausforderungen und Chancen für die häusliche, gewerbliche und industrielle Anwendung, 1. Auflage, Deutscher Industrie-Verlag, München, 2013.
- [71] "DIN EN 746.2: 2011-02: Industrielle Thermoprozessanlagen - Teil 2: Sicherheitsanforderungen an Feuerungen und Brennstoffführungssysteme; Deutsche Fassung EN 746-2:2010".
- [72] Lauer, M. R. W., "Determination of the Heat Release Distribution in Turbulent Flames by Chemiluminescence Imaging", Dissertation, Technische Universität München, München, 2011
- [73] Rothman, L. S.; Gordon, I. E.; Babikov, Y. et al.: "The HITRAN 2012 Molecular Spectroscopic Database" Journal of Quantitative Spectroscopy and Radiative Transfer 130(2013), 4 - 50.