

# PROJEKT-FAZIT

## TTgoesH2 - ULoBurn

Leittechnologie-Vorhaben „TTgoesH2“: Integration von Wasserstoff als klimaneutraler Energieträger in die industrielle und gewerbliche Thermoprozesstechnik

Teilprojekt 1 „ULoBurn“: Entwicklung ultra-emissionsarmer Verbrennungssysteme für Thermoprozessanlagen mit Wasserstoffeinsatz.

---

Zusammenfassung der Forschungsergebnisse

# Impressum

## Vorhaben

TTgoesH2 - ULoBurn

Integration von Wasserstoff als klimaneutraler Energieträger in die industrielle und gewerbliche Thermoprozesstechnik.

Teilprojekt 1 „ULoBurn“: Entwicklung ultra-emissionsarmer Verbrennungssysteme für Thermoprozessanlagen mit Wasserstoffeinsatz.

## Durchführung

Projektleitung DBI-GTI

Dipl.-Ing Pitt Götze  
pitt.goetze@dbi-gruppe.de  
T +49 3731 4195-327

Dipl.-Ing. Marcus Wiersig  
marcus.wiersig@dbi-gruppe.de  
T +49 3731 4195-332

Kontakt

DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH  
Freiberg  
Halsbrücker Straße 34  
D-09599 Freiberg

[www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)

## Projektpartner

Technische Universität Bergakademie Freiberg  
Lehrstuhl für Gas- und Wärmetechnische Anlagen

DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH  
Freiberg  
Fachgebiet Gasanwendung

RWTH Aachen

Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik

## Laufzeit

01.01.2021 bis 31.12.2023

Das diesem Forschungsbericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 31 LBG gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

IGF  
INDUSTRIELLE  
GEMEINSCHAFTSFORSCHUNG

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

## Zusammenfassung

Ein zentraler Baustein der deutschen Energiewende ist die Versorgung von Großverbrauchern, bspw. Thermoprozessanlagen, mit grün erzeugtem Wasserstoff. Hier ist mit einem Anstieg der Produktion in den nächsten Jahren zu rechnen. Es besteht die Möglichkeit, für die Verteilung des Wasserstoffs die in Deutschland gut ausgebaute Gasinfrastruktur, welche große Speicherkapazitäten aufweist, für den Transport zum Endverbraucher zu nutzen. Als gesichert gilt aber, dass die im Klimaschutzplan 2050 vorgesehene Beimischung von bis zu 20 Volumenprozent Wasserstoff zum Erdgas nicht ausreicht, um die angestrebten CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele von 80 % bis 95 % im Vergleich zum Treibhausgasausstoß von 1990 zu erreichen. Hinzu kommt, dass die der Wasserstofferzeugung vorgelagerte Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen wie Wind und Sonne starken Schwankungen unterliegt. Von daher ist es sehr wahrscheinlich, dass es in mittelfristiger Zukunft zu volatilen Beimischungen von Wasserstoff im Gasverteilnetz kommt. Darüber hinaus zeichnet sich eine weitere Verschärfung heute geltender Grenzwerte für NO<sub>x</sub>-Emissionen in den kommenden Jahren ab.

Daraus ergibt sich ein dringender Forschungs- und Entwicklungsbedarf im Bereich der Brennertechnik für hohe, volatile Wasserstoffbeimischungen. Die physikalischen und chemischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich jedoch erheblich von denen des Erdgases, was die Entwicklung effizienter Verbrennungssysteme vor Herausforderungen stellt. Es sind Konzepte für Verbrennungssysteme erforderlich, die auch unter volatiler Brennstoffzusammensetzung und der Verwendung von reinem Wasserstoff als Brennstoff niedrige Schadstoffemissionen gewährleisten können. Diese Herausforderungen wurden im Rahmen des IGF-Leittechnologie-Vorhabens „TTgoesH2 - Integration von Wasserstoff als klimaneutraler Energieträger in die industrielle und gewerbliche Thermoprozesstechnik“ angegangen.

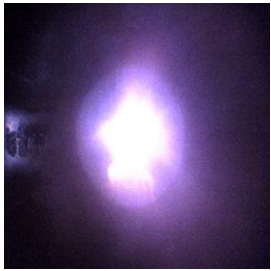

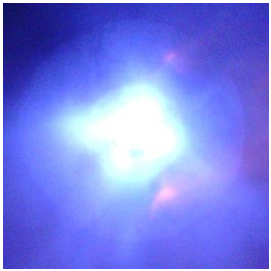

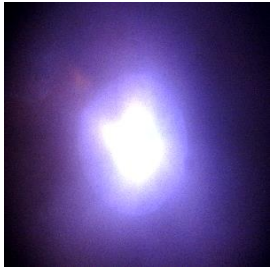

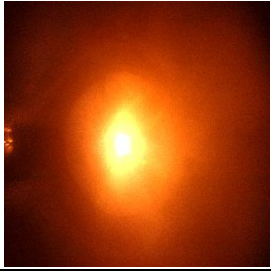
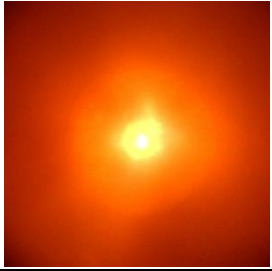
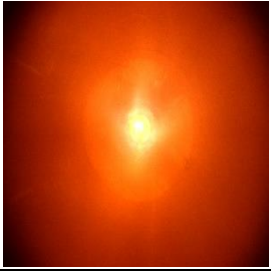
Im Teilprojekt 1 „ULoBurn - Entwicklung ultra-emissionsarmer Verbrennungssysteme für Thermoprozessanlagen mit Wasserstoffeinsatz“ zielte die geplante Forschung darauf ab, neue, ultra-emissionsarme Brennersysteme zu konzipieren, deren Prozessgrenzen zu untersuchen und optimierte Parameter zur Reduktion von NO<sub>x</sub>-Emissionen zu ermitteln. Hierbei standen auch Untersuchungen zu Regelstrategien und ihren Auswirkungen auf Schadstoffemissionen bei volatiler Brennstoffbeschaffenheit im Fokus.

Im Rahmen des Teilprojektes erfolgten an der Forschungsstelle DBI - Gastecnologisches Institut gGmbH Freiberg Untersuchungen der Auswirkung von variierenden Zusammensetzungen des Brenngases durch volatile Wasserstoffgehalte auf die Temperaturbelastung und die Emissionen eines konventionellen Erdgas-Gebläsebrenners. Dafür wurde der Brenner unmodifiziert in ein wassergekühltes Prüfflammrohr mit einem Durchmesser von 0,5 m und einer Länge von bis zu 2,9 m integriert. Die maximale Leistung des Brenners war aufgrund der Einsatzgrenzen des Prüfflammrohrs auf 500 kW begrenzt.

Festhalten lässt sich, dass mit zunehmendem Wasserstoffanteil die Temperaturbelastung für den Brenner (-kopf) ansteigt (siehe „TPrim,Mit“ in Tabelle 1), obwohl sich für eine konstante Leistungsabgabe des Brenners der Brennstoffvolumenstrom vergrößert, womit eine gesteigerte Strömungsgeschwindigkeit des Brenngases an den Düsen einhergeht. Dies ist auf die höhere Verbrennungstemperatur sowie auf die gesteigerte Flammengeschwindigkeit zurückzuführen, mit welcher sich die Flammenfront in Richtung des nachströmenden, unverbrannten, gasförmigen Brennstoff-Luft (Oxidator)-Gemisches (stromabwärts) entwickelt. Dies führt dazu, dass die

Flammenfront näher in Richtung der Gasdüsen des Brenners rückt und beim verwendeten Gebläsebrenner teilweise direkt am Gasaustritt anliegt. Die Temperaturbelastung korreliert positiv mit dem Volumenanteil von Wasserstoff im Brennstoff und verringert sich mit zunehmender Leistung.

Tabelle 1: Ergebnisdarstellung ausgewählter, repräsentativer Messpunkte – Dargestellt sind die Temperatur Mittig der Primärtauscheibe (TPrim,Mit) sowie Stickoxid- (NO<sub>x</sub>) und Kohlenmonoxid (CO)-Konzentrationen in Abhängigkeit von Brennerleistung und Wasserstoffgehalt im Brenngas für eine Luftzahl von 1,05.

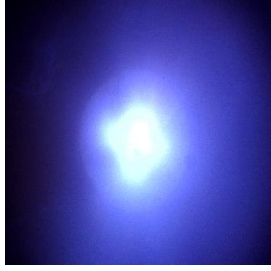
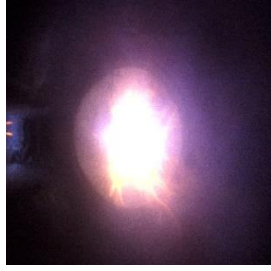


$\lambda = 1,05$	140 kW	350 kW	500 kW	
20 Vol.-%	(a)	(b)	(c)	
				
	TPrim,Mit (°C)	239,8	148,4	117,3
	NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> (3 % O <sub>2</sub> ))	67,6	70,0	77,5
CO (ppm)	25,7	0,0	0,0	
50 Vol.-%	(d)	(e)	(f)	
				
	TPrim,Mit (°C)	357,2	194,9	174,4
	NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> (3 % O <sub>2</sub> ))	84,8	81,3	91,3
CO (ppm)	17,5	0,0	0,0	
100 Vol.-%	(g)	(h)	(i)	
				
	TPrim,Mit (°C)	751,7	550,8	542,6
	NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> (3 % O <sub>2</sub> ))	202,3	133,0	140,1
CO (ppm)	0,0	0,0	0,0	

Dem folgend wurde bei hohen Wasserstoffvolumenanteilen im Brenngas und niedrigen Leistungen eine signifikante Überschreitung der Zundergrenztemperatur des Brennerkopfmateri- als (teilweise > 900 °C) festgestellt.

Zu beachten ist, dass es nicht möglich war, den Brenner bei Grundlast (hier 120 kW) zu betreiben. Grund dafür war, dass bei dieser Leistung bereits bei geringen Wasserstoffanteilen im Brenngas ein Anlegen der Flammen an den Gasdüsen auftrat. Zudem verschlechtert sich vermutlich die Durchmischung, sodass Zonen lokalen Sauerstoffmangels auftreten. Optisch lässt sich dies an einem stark strähnigen Flammenbild und einer Gelbfärbung der Flamme erkennen (bspw. siehe Tabelle 1 (a) und (d)). Die schlechte Durchmischung führte zu einem Unterschreiten der sogenannten CO-Kante, gekennzeichnet durch eine nahezu exponentielle Zunahme der CO-Emissionen.

Optisch kann bei einem Wasserstoffanteil von 100 Vol.-% ein falscher Eindruck entstehen, da die Flamme orangefarben erscheint, was von der glühenden Stauscheibe erzeugt wird. Die eigentliche Farbe der Flamme, wie in Tabelle 2 (a-d) zu erkennen ist, wechselt jedoch vom bläulichen Farbton bei Verbrennen von reinem Erdgas hin zu farblos bis leicht rötlich, wenn das Brenngas zu 100 Vol.-% aus Wasserstoff besteht.

Tabelle 2: Optische Aufnahmen der Flamme in Minimallast, erfasst mittels Optisos 2.0 System. Flamme bei (a) 0 Vol.-% H<sub>2</sub>, (b) 50 Vol.-% H<sub>2</sub>, (c) 100 Vol.-% H<sub>2</sub>, (d) 100 Vol.-% H<sub>2</sub>.

0 Vol.-% H <sub>2</sub>	50 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>	100 Vol.-% H <sub>2</sub>
			
(a)	(b)	(c)	(d)

Bei Brennerleistungen über 140 kW traten nur vereinzelt, nicht reproduzierbare Kohlenmonoxid-Emissionen auf. Auch bei einer Erhöhung der Luftzahl ließen sich keine problematischen Emissionswerte von CO beobachten. In der Praxis sind daher besonders energetisch optimierte Brenner, die auf minimale Luftzufuhr ausgelegt sind, aber keine automatische Nachregelung der Verbrennungsluft verfügen (Lambda- oder CO-Regelung) anfällig hinsichtlich einer möglichen CO-Bildung bei schwankenden Gaszusammensetzungen mit volatilen Wasserstoffanteilen.

Bezüglich der Emissionen von Stickoxiden bei volatilen Wasserstoffanteilen im Erdgas ist zu konstatieren, dass die NO<sub>x</sub>-Konzentration im Abgas bei konstanter Leistung positiv mit dem Wasserstoffgehalt im Brenngas korreliert – dies gilt für alle untersuchten Leistungen. Darüber hinaus sinkt die NO<sub>x</sub>-Konzentration mit zunehmender Leistung für Brenngasmischungen mit einem Wasserstoffgehalt ≥ 90 Vol.-%. Der Verlauf der Stickoxidemissionen ist qualitativ ähnlich dem Verhalten der gemessenen Temperaturverläufe an der Primärstauscheibe. Daraus lässt sich schließen, dass es sich bei den emittierten Stickoxiden hauptsächlich um bei entsprechend hohen Temperaturen oxidierten Luftstickstoff (Zeldovich-Mechanismus) handelt.

