KRAFTWERKSTECHNIK 2026

POWER PLANT TECHNOLOGY



Kraftwerkstechnik 2026
Power Plant Technology
Michael Beckmann, Antonio Hurtado
Freiberg: Innovation- und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., 2026
IKS-Verlag, 2026

Print: ISBN 978-3-00-087228-0
E-Book: ISBN 978-3-00-087229-7

© Technische Universität Dresden, Institut für Verfahrenstechnik und Umwelttechnik
Alle Rechte vorbehalten

Verlag: Innovation- und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., Freiberg 2026

Redaktion und Lektorat: Professor Dr.-Ing. Michael Beckmann, Dr.-Ing. Daniel Bernhardt, Dr. rer. nat. Kathrin Gebauer, Matteo Giesen, M.Sc., Juliane Jentschke, M.A., Dr. rer. nat. Janine Kleemann, Florian Langner, M.Sc., Sandra Leik, M.A., Qiu Lu, M.Sc., Dipl.-Ing. Jerome Michel, Steve Müller, M.Sc., Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Rochau, Dipl.-Ing. Valentin Scheffel, Antonia Sikotakopoulou, M.Sc., Dr.-Ing. Simon Unz, Dipl.-Ing. Min Su Sohn, Luis Wunder, M.Eng.

Erfassung und Layout: taktiker Werbeagentur GmbH, Dresden | Gala Goebel

Druck: Stoba-Druck GmbH, Lampertswalde

Redaktionsschluss: 19.09.2026

1. Auflage 2026: 150 Stück

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Nachdrucks, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten. Eine Vervielfältigung dieses Werkes oder von Teilen dieses Werkes ist auch im Einzelfall nur in den Grenzen der gesetzlichen Bestimmungen des Urheberrechtsgesetzes der Bundesrepublik Deutschland vom 9. September 1965 in der jeweils geltenden Fassung zulässig. Sie ist grundsätzlich vergütungspflichtig. Zuwiderhandlungen unterliegen den Strafbestimmungen des Urheberrechtsgesetzes.

Die Wiedergabe von Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen usw. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutz-Gesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürfen.

Sollte in diesem Werk direkt oder indirekt auf Gesetze, Vorschriften oder Richtlinien, z. B. DIN, VDI, VDE, VGB Bezug genommen oder aus ihnen zitiert worden sein, so kann der Verlag keine Gewähr für Richtigkeit, Vollständigkeit oder Aktualität übernehmen. Es empfiehlt sich, gegebenenfalls für die eigenen Arbeiten die vollständigen Vorschriften oder Richtlinien in der jeweils gültigen Fassung hinzuzuziehen.

Die Autoren zeichnen sich für ihre Beiträge und die Richtigkeit sowie Vollständigkeit der Quellenangaben selbst verantwortlich. Die Manuskripte wurden durch den Herausgeber nur redaktionell bearbeitet.

FSC
www.fsc.org
MIX
Papier | Fördert gute Waldnutzung
FSC® C106855

Vorwort

Die Energiepolitik steht im Jahr 2026 mehr denn je im Spannungsfeld von Markt, Geopolitik und physikalischer Realität. Die Ziele einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung sind unstrittig. Der in Deutschland eingeschlagene Weg muss jedoch zunehmend daran gemessen werden, ob diese Ziele tatsächlich erreicht werden. Nicht das Erzählte reicht, sondern das Erreichte zählt.

Deutschland hat in den vergangenen Jahren erhebliche Erzeugungskapazitäten aus Windenergie und Photovoltaik aufgebaut. Gleichzeitig wurden Kernkraftwerke abgeschaltet, der Ausstieg aus der Kohleverstromung beschlossen und Investitionen in gesicherte Kraftwerksleistung, Netze und Speicher nicht im erforderlichen Umfang und nicht mit der notwendigen Geschwindigkeit umgesetzt. Damit entstand von Beginn an ein doppeltes Problem: Bei hoher Einspeisung aus Wind und Sonne treten Überschüsse und negative Strompreise auf, während in Dunkelflauten gesicherte Leistung knapp wird und Deutschland auf Importe angewiesen ist. Knappheit und Überschuss können somit innerhalb weniger Tage aufeinanderfolgen – ein deutliches Zeichen dafür, dass nicht allein Erzeugungskapazitäten, sondern das Zusammenwirken des dynamischen Gesamtsystems entscheidend ist.

Die Folgen zeigen sich längst nicht mehr nur in energiewirtschaftlichen Modellrechnungen. Hohe Energiepreise, regulatorische Unsicherheit und fehlende Planungssicherheit stellen schon lange eine Gefahr der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Deutschland dar. Besonders energieintensive Unternehmen reduzieren ihre Produktion, verschieben Investitionen oder verlagern Wertschöpfung in Länder mit günstigeren und verlässlicheren Rahmenbedingungen. Deindustrialisierung beginnt nicht erst mit der Schließung großer Werke. Sie beginnt dort, wo Ersatzinvestitionen ausbleiben, Forschung und Entwicklung verlagert werden, Produktionskapazitäten schrittweise sinken und industrielle Wertschöpfungsketten dauerhaft verloren gehen.

Eine Energie- und Klimapolitik, die ihre Ziele nur mit zunehmenden Subventionen, immer neuen regulatorischen Eingriffen und einer Verlagerung energieintensiver Produktion ins Ausland erreicht, ist weder wirtschaftlich noch ökologisch oder ressourcenspezifisch nachhaltig. Wenn Produkte, Grundstoffe und Energieträger anschließend aus Staaten mit geringeren Umweltstandards importiert werden, sinken möglicherweise die nationalen Emissionen – die globalen Emissionen und die Abhängigkeit Deutschlands können jedoch zugleich steigen. Wettbewerbsfähigkeit ist deshalb kein Gegensatz zum Klima- und Ressourcenschutz, sondern eine wesentliche Voraussetzung für dessen dauerhaften Erfolg.

Dabei reicht es nicht aus, allein auf Energieträger und Stromerzeugung zu blicken. Deutschland ist auch bei Metallen, mineralischen Rohstoffen und zahlreichen strategischen Materialien in hohem Maße von Importen abhängig. Windenergieanlagen, Photovoltaikmodule, Batterien, Elektrolyseure, Stromnetze und digitale Infrastrukturen benötigen erhebliche Mengen an Rohstoffen. Eine nachhaltige Energieversorgung muss deshalb mit einer leistungsfähigen Kreislaufwirtschaft verbunden werden. Recycling, Rückgewinnung und die Schließung von Stoffkreisläufen können Importabhängigkeiten verringern, benötigen jedoch selbst eine wettbewerbsfähige Grundstoffindustrie sowie große Mengen sicher verfügbarer elektrischer und thermischer Energie. Ohne eine leistungsfähige Industrie gibt es keine leistungsfähige Kreislaufwirtschaft.

Vor diesem Hintergrund sind starre politische Zielpfade kritisch zu überprüfen. Technische Entwicklungen, Infrastruktur und industrielle Investitionen lassen sich nicht beliebig durch Zieljahre beschleunigen. Speicher, Wasserstoffwirtschaft, Rückverstromung und zahlreiche industrielle Anwendungen verfügen teilweise (noch) nicht über den erforderlichen technologischen Reifegrad oder sind unter den derzeitigen Randbedingungen nicht wirtschaftlich. Unsere Studenten lernen schnell: Wenn sich Annahmen als unrealistisch erweisen, müssen Ziele und Instrumente korrigiert werden. Eine solche Korrektur ist kein Scheitern, sondern Ausdruck einer verantwortungsvollen, lernfähigen Politik. Ist es so schwierig?

Schauen wir uns den Sekundärenergieträger Wasserstoff an. In den vergangenen fünf Jahren ist neben dem etablierten Buch zur Kraftwerkstechnik ein eigener *Wasserstoffband* erschienen. Die Beiträge dokumentierten den starken politischen und industriellen Aufbruch, zahlreiche Forschungsprojekte und ambitionierte Planungen. Im diesem Jahr erscheinen alle Beiträge in einem gemeinsamen Band. Die geringere Zahl wasserstoffbezogener Beiträge deutet darauf hin, dass die erste Phase der Euphorie einer nüchterneren Bewertung gewichen ist. Nun müssen Projekte ihre technische Umsetzbarkeit, ihre Einbindung in das Energiesystem und vor allem ihre wirtschaftliche Tragfähigkeit beweisen. Wasserstoff bleibt als Grundstoff, für bestimmte Industrieprozesse und als möglicher Langzeitspeicher, wichtig. Er ist jedoch kein Allheilmittel und kann nur dort sinnvoll eingesetzt werden, wo Verfügbarkeit, Wirkungsgrad, Infrastruktur und Kosten dies rechtfertigen. Die Einordnung der Wasserstoffthemen in einen gemeinsamen Band entspricht daher auch fachlich der notwendigen Betrachtung des Gesamtsystems.

Das Programm des **58. Kraftwerkstechnischen Kolloquiums** greift o. g. Herausforderungen unmittelbar auf. Die Plenarveranstaltung stellt Energiesouveränität, Wettbewerbsfähigkeit, heimische Energieressourcen sowie die *Energiepolitik zwischen Markt, Geopolitik und physikalischer Realität* in den Mittelpunkt. Die Podiumsdiskussion fragt bewusst zugespitzt: *Zwischen geopolitischer Realität*

und industrieller Resilienz: Welche Klimapolitik kann sich Europa noch leisten? Dabei geht es nicht um eine Abkehr vom Klima- und Umweltschutz, sondern um die Frage, wie beides mit Versorgungssicherheit, wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit und dem Erhalt der industriellen Basis verbunden werden kann.

Auch die Fachsektionen spiegeln die erforderliche Technologieoffenheit wider. Batteriespeicher und Netzstabilität stehen ebenso auf dem Programm wie industrielle Energieversorgung, GuD-Kraftwerke, Wasserstoff und Ammoniak, CCS und CCU, Wärmeversorgung und Wärmerückgewinnung. Beiträge zur Nachnutzung und zum Rückbau von Kohlekraftwerken zeigen die praktischen Folgen des Strukturwandels. Digitalisierung, Künstliche Intelligenz und Cyber-Security verdeutlichen neue Möglichkeiten, aber auch neue Anforderungen an Energiebedarf, Anlagenbetrieb und Versorgungssicherheit. Verbrennung, Dampferzeuger, Abgasreinigung, Pyrolyse, Vergasung und thermische Abfallbehandlung bleiben unverzichtbare Bestandteile einer sicheren Energieversorgung und einer funktionierenden Kreislaufwirtschaft. Das Kernenergetische Symposium setzt schließlich in Kontinuität den fachlichen Diskurs für eine Technologie fort, deren weltweite Entwicklung im deutlichen Gegensatz zum deutschen Ausstieg steht.

Das Kraftwerkstechnische Kolloquium versteht sich seit 58 Jahren als Plattform für einen offenen, fachlich fundierten und auch kritischen Austausch zwischen Wissenschaft, Industrie, Anlagenbetrieb, Politik und Verwaltung. Das vorliegende Buch dokumentiert den aktuellen Stand von Forschung, Planung, Anlagenbau und Betrieb. Es zeigt Innovationen und Lösungsansätze, benennt aber ebenso technische Grenzen, wirtschaftliche Risiken und politischen Handlungsbedarf.

Der Erfolg der Energiepolitik wird sich nicht daran messen lassen, wie viele Gigawatt Windenergie und Photovoltaik installiert oder welche Zieljahre beschlossen wurden. Entscheidend ist, ob Energie jederzeit sicher und zu international wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar ist, industrielle Wertschöpfung erhalten bleibt und Ressourcen effizient genutzt werden. Nicht die installierte Leistung entscheidet über den Erfolg eines Energiesystems, sondern dessen Leistungsfähigkeit.

August 2026
Michael Beckmann, Antonio Hurtado



Quelle: photothek.net/Sächsische Staatskanzlei

Liebe Leserin, lieber Leser!

Das 58. Kraftwerkstechnische Kolloquium in Dresden ist vorüber – einmal mehr hat diese Veranstaltung von nationalem Rang diskutiert, wie sich unser deutsches Energiesystem entwickelt. Die einzige Konstante waren dabei über die Jahre die physikalischen Grenzen des Systems. Die geo- und energiepolitischen Rahmenbedingungen, die gesellschaftlichen Erwartungen, wirtschaftlichen Kalküle und technischen Möglichkeiten dagegen sind immer im Fluss. Das Kraftwerkstechnische Kolloquium hat sich in diesem Umfeld als ein Forum etabliert, das Wissenschaftler, Praktiker und Politiker in einen Austausch über Visionen, Notwendigkeiten und Machbarkeiten bringt.

Derzeit ist für alle Beteiligten das energiepolitische Zieldreieck „sauber-sicher-bezahlbar“ maßgebend. Idealerweise sollen alle drei Ziele gleichzeitig erreicht werden. Die Realität ist aber eine andere.

Deutschland hat mit dem Kohle- und Kernkraftausstieg gesicherte Kraftwerksleistung in Größenordnungen stillgelegt. Das Stromsystem ist zwar stabil – aber nur, weil z.B. im Fall von Dunkelflauten oder bei Netzengpässen doch wieder die verbliebenen fossilen Kohle- sowie (neue) Gaskraftwerke zu hohen Preisen einspringen müssen. Die Ziele „Nachhaltigkeit“, „Versorgungssicherheit und „Bezahlbarkeit“ werden aktuell damit insgesamt verfehlt.

Manchmal sind sogar die Zieldefinitionen umstritten. Bei unseren tschechischen Nachbarn gilt Kernenergie als sauber. Sie haben diese Definition auch in der EU-Taxonomie verankert. Deutschland dagegen ist mutmaßlich unumkehrbar aus der konventionellen Kernenergie ausgestiegen. Eine Renaissance der nuklearen Energieerzeugung wird es bei uns wohl nur mit der Kernfusion geben, an der gerade auch in Deutschland führend geforscht wird, auch im Freistaat Sachsen. Sie war deshalb auch Thema des Kraftwerkstechnischen Kolloquiums 2026.

Neben solchen Zukunftsvisionen hatte es auch die marktnahen technologischen Entwicklungen im Blick. Nach dem ersten Hype um Wasserstoff gab es einige bittere Rückschläge. Doch erreichen wir auf diesem schwierigen Weg bald die ersten echten Meilensteine: Der Energiepark Bad Lauchstädt, in dem aus Windstrom und Wasser mit sächsischer Elektrolyse-Technik regenerativer Wasserstoff erzeugt wird, ist bald fertiggestellt und wird den Chemiepark Leuna und auch das BMW-Werk in Leipzig beliefern. Hier zeigt sich, warum die sächsische Staatregierung alles daransetzt, dass unsere Industrieregionen an das Wasserstoff-Kernnetz angeschlossen werden.

Zugleich bleibt unser übergeordnetes Ziel, dass die Energiepreise sinken und bezahlbar bleiben müssen. Günstigere Energiepreise sind die Voraussetzung dafür, dass eFuels und Wasserstoffanwendungen, Wärmepumpen und Elektroautos massenhaft nachgefragt werden und unsere deutsche Industrie mit einem sauberen und sicheren Energiemix wettbewerbsfähig bleibt.

Es war bereichernd, diese und andere energiepolitische Themen auf dem Kraftwerkstechnischen Kolloquium mit klugen und engagierten Gesprächspartnern zu diskutieren. Sie können alle Beiträge in diesem Band in Ruhe nachlesen. Eine gute Lektüre wünscht Ihr



Michael Kretschmer
Ministerpräsident des Freistaates Sachsen

Inhaltsverzeichnis

Energiepolitik zwischen Markt, Geopolitik und physikalischer Realität
Michael Beckmann 1

Untersuchung eines Kernfusionkraftwerkskreisprozesses am Beispiel der Inertial Confinement Fusion (ICF)
Heinz Peter Berg, Marcus Maeder, Marko Kleissl, Tianxiao Xie, Axel Himmelberg und Roland Dückershoff 35

Onsite Power: Kraftwerksstandorte im Wandel
Iris Böhm, Matthias Huster und Robert Guder 51

Von der Anlage zum Geschäftsmodell – Warum industrielle Energiesysteme neu gedacht werden müssen
Richard Wipp und Sebastian Voith 61

Verbrennung und Dampferzeuger

Umrüstung konventioneller Dampferzeuger auf Feuerungssysteme für Biobrennstoffe
Torben Fendel, Samir Nasri und Bernhard Zimmermann 75

Holzstaubfeuerung in der Praxis – Emissionsverhalten, Anlagentechnik und Kosten im Vergleich zu Erdgas
Ronald Wilhelm und Claas Rohde 89

Zünd- und Stütz-Ölfeuerung 84 MW für ein Müllheizkraftwerk mit Rückschubrost
Bert Zimmermann und Thomas Wünsch 99

Evaluation keramischer Folienverbund-Materialien für den Einsatz in Wasserstoffbrenner-Komponenten
Jerome Michel, Daniel Bernhardt, Hans-Peter Martin, Katrin Schönfeld, Steffen Dahms und Michael Beckmann 109

Innovative Boiler Design and Material Solutions for High-Efficiency Waste-to-Energy Boilers: Field Performance and Lessons Learned
Mikko Uusitalo 121

Kesselreinigungssysteme in einer Sonderabfallverbrennungsanlage: Bewertung, Optimierung und Praxiserfahrungen unterschiedlicher Reinigungstechnologien
Jan Thiele, Christoph Helling und Florian Grote 133

Upgrade eines Dampferzeugers mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung: Erhöhung der Dampftemperatur, Integration eines Fremddampfüberhitzers und Erweiterung des Brennstoffbandes
Waldemar Hoffmann, Thomas Will und Polina Belyavskaya 145

Numerische Analyse der Dampfströmung hinter Dampfumformventilen bis zur Kondensationszone eines Anfahrheizvorwärmers
Pascal Maximilian Schröder und Lothar Schütze 159

Strömungs- und verbrennungstechnische Anforderungen einer Zusatzfeuerung in Abhitzekesseln mit reduziertem O_2-Gehalt von bis zu 8–11 % ohne Zusatzluft
Oliver Voß und Holger Carstens..... 173

Projekt T24 Teilaustausch Überhitzer 1 mit Konstruktionsoptimierung
Benjamin Jendryke und Stefan Wenke..... 181

Power to Heat – Dampferzeuger- und Überhitzerschäden Lessons Learnt
Alexander Bibow und Florian Birkeneder..... 191

Experimentelle Untersuchung der NO_x-Emissionen in gedrallten Erdgas-Wasserstoff-Diffusionsflammen
Agnes Lindmüller, Roman Weber, Marco Mancini,
Vishnuvardhan Naidu Tanga und Michael Olbricht..... 199

Innovative Brennstoffumstellung zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele in der Papierindustrie
Henning Wieschemeyer 209

Pyrolyse/Vergasung

Integriertes System zur Energiegewinnung durch Pyrolyse und Vergasung von gemischten Abfällen und Klärschlamm
Martin Hefele, Felix Öffner, Ralph Behrend und Hartmut Krause 217

DFB-Gaserzeugung: Von Biomasse zu Wasserstoff, grünem Treibstoff und grünem Gas
Thomas Hausmann und Michael Stollhof 229

Katalysatorherstellung für die Methanisierung biogener CO_2-haltiger Gase in Mikrospaltreaktoren
Cornell Wüstner, Mandy Thomas, Selina Nieß, William Würpel, Thomas Schwarz, Carolin Werner und Nicholas Francis Lynn 245

Wasserstoff/Ammoniak

Certifying the ammonia-readiness of gas power plants
Pierre Huck, Christian Schüßler and Dominik Voggenreiter 257

Portal Green II – Genehmigung und technische Umsetzung von Wasserstoffleitungen und PtG-Anlagen
Josephine Glandien, Janosch Rommelfanger und Florian Berchtold 265

Stock-Flow Modelling of Germany's Onshore Wind Energy System: Decommissioning Dynamics and Material Flow Implications
Inês Almeida, Simon Unz and Michael Beckmann 275

Dynamic Analysis of an Integrated Hydrogen Production and High-Pressure Storage System Using Dymola-System-Model
Krishnakumar Rana, Sebastian Rochau, Simon Unz and Michael Beckmann 289

CCS/CCU

Innovative integration of Combined Cycle with CCS application
Marcus Scholz and Majed Sammak 309

GuD-Kraftwerke

Enhancing HRSG Operation in Combined Cycle Power Plants Through Online 2D Flue Gas Temperature Measurement Case Study of the Diamantina Power Station (APA Group, Australia)
Sam Clayton, Stefan Heidinger, Francesco Turoni and Ismail Korkmaz 325

Life Extension and Maintenance Strategy Optimisation of Gas Power Plants
Oscar Ujaque Hurley, Richard Sara, Ankur Gupta, Jacob Allinson, Dominique Roach and Fernando Ferrero 341

High-Efficient and Flexible HRSGs for the Energy Transition
Kai Braekler and Meüs van der Poel 357

Nachnutzung und Rückbau von Kohlekraftwerken

Der globale Kohleatlas: Umwandlung der weltweiten Kohlekraftwerke in Wärmespeicherkraftwerke
Javier Iñigo-Labairu, Yoga Rahmat, Stefano Giuliano, Karl-Kiên Cao, María Isabel Roldán Serrano, Judith Jäger, Ralph-Uwe Dietrich, Uwe Riedel, Robert Pitz-Paal und André D. Thess 371

Eisen als Energieträger – CFD-Simulationen der Eisenpulververbrennung zur Umrüstung von Kohlekraftwerken
Rizwan Mehmood, Quentin Fradet und Uwe Riedel 385

Silicium als Energiespeicher – Ergebnisse einer experimentellen Untersuchung
Christian Baum, Jörg Maier und Markus Reinmöller 399

Transformation im Bestand – Planung und Herausforderungen bei der Brennstoffumrüstung eines Steinkohlekraftwerks auf Gas
Raphael Halbe, Wolfgang Bloss, Dorian Rasche und Florian Schumann 409

Operation am offenen Herzen: Herausforderung beim Kessel-Rückbau in Müllheizkraftwerken
John Schmidt 419

Rückbau der Nebenanlagen Block K am Standort Gersteinwerk – Grundlage für die Energiewende
Axel Ehret, Jörg Niemann und Chantal Seliger 425

Klärschlamm

CFD-gestützte Untersuchung des Lastverhaltens einer Klärschlamm-Wirbelschichtfeuerung: Modellierung, digitales Anfahren und prozesstechnische Einordnung
Paul Alps, Adlan Omer und Raghavan Lakshmanan 439

Kläranlagen als Energiedrehscheibe für die kommunale energietechnische Sektorkopplung
Hagen Hilse, Christoph Gerhards, Jochen Großmann, Enrique Attinger Monfil, Nadine Scheyer und Falk Wittmann 451

Treibhausgas-Emissionen bei der Klärschlammverbrennung – Ergebnisse von Praxismessungen und Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen
Min Su Sohn, Daniel Bernhardt, Michael Schinke und Michael Beckmann 461

Abgasreinigung

Planung einer trockenen Rauchgasreinigung an einer Sonderabfallverbrennung
Jessica Thiess, Lutz Schröder und Malina Kück 475

Experimentelle Untersuchung und Modellierung der additivgestützten SO_2-Abscheidung mit Kalksorbentien
Qiu Lu, Janine Kleemann und Michael Beckmann 485

Efficiency Improvement of Sewage Sludge Incineration Plants through Corrosion-Free Boiler Feedwater Preheating under Dew Point Conditions
Nicolas Schiffer-Fiedler and Jens Kitzhofer 501

Sprühtrocknung in Bestandsanlagen – Entsorgung von Chloriden aus der Rauchgasentschwefelung
Thomas Brunne, Axel Fehlert, Mario Mehlhorn und Franziska Raabe 513

Leistungssteigerung der Rauchgasreinigung durch Optimierung des Betriebsmitteleinsatz im Bestand der Thermischen Abfallverwertung
Martin Sindram und Diethelm Walter 523

Kohlegefeuerte Kessel mit reduzierter Lebenszeit benötigen weiterhin Verfahren zur NO_x-Abscheidung – Moderne SNCR-Verfahren sind dafür die wirtschaftlichste Lösung
Bernd von der Heide, Daniel von der Heide und Jens Kuckelkorn 537

Wärmeversorgung/Wärmerückgewinnung

Grüne Wärme mittels Flusswärmepumpen im Grosskraftwerk Mannheim für MVV
Felix Hack, Rolf Scheinost und Thomas Hörtinger 553

Abwärmenutzung aus der Rostkühlung einer Müllverwertungsanlage mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe
Florian Schechinger 565

Innovative Hochtemperaturwärmepumpe zur Versorgung eines Industriestandorts mit Dampf
Udo Sommer und Joshua Roth 577

Reversible ORC/Hochtemperaturwärmepumpen für die flexible und wirtschaftliche Einbindung von Wärmequellen in Fernwärmenetzen
Christopher Schifflechner, Marcus Budt, Arianna Passamonti, Andreas Schuster, Richard Aumann und Hartmut Spliethoff 589

Die Rolle von Rechenzentrumsabwärme im gekoppelten Energie- und Wärmesystem Deutschlands
Anne Weisemann, Stefan Kuitunen und Conrad Wächter 599

Großtechnische geothermische ORC-Kraftwerke für Data-Center-Anwendungen
Wolfgang Klink, Devinder Singh Bamrah und Tejinder Singh Grewal 611

Improving Energy Efficiency in New and Existing CHP Plants through Flue Gas Heat Recovery: Case Studies, Economic Insights, and Future Carbon Capture Readiness
Laura Kuukkanen 623

Batteriespeicher/Dekarbonisierung

Batteriespeicher: Aktuelle Entwicklungen und Praxiserfahrungen
RWE Technology International GmbH, RWE Generation SE 637

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie
Linda Schorer, Andreas Findeisen, Peter Lucas und Katrin Seddig 647

Netzstabilität

Master Controller for offshore wind power and hybrid grids
Rüdiger Franke and David Schönheit 665

Effizientes Retrofit von netzgeführten Umrichtern am Beispiel des 12,2 MW Antriebes der Kesselwasserspeisepumpe im Kraftwerk Altbach/Deizisau
Philipp Priwitzer, Carolin Reimann und Marcel Günther 679

Challenges of natural RE fluctuation distribution for storage and grid operation
Artur Redeker 691

Herausforderungen beim Netzwiederaufbau aus Kraftwerken im Blockeigenbedarfsinselbetrieb für Netz- und Kraftwerksbetreiber
Alexander von Auw, Dirk Lehmann, Marcel Kotte und Mario Schenk 705

Cybersecurity

Managed vs. KI-gestützte OT-SOC Systeme zur Angriffserkennung (SzA): Integration von Korrelation und automatisierten Playbooks für schnellere Detektion, Reaktion und Wiederherstellung gemäß regulatorischer Compliance
Konstantin Rogalas 719

Erfolgsfaktoren Industrieller KI-Anwendungen im Kontext von NIS 2: Souveränität, Vertrauen und Wirtschaftlichkeit am Beispiel Angriffserkennung
Franka Schuster und Ulrich Lieske 731

IT/OT-Sicherheit in der Leittechnik
Olaf Ries 743

Digitalisierung

Optimierung der technischen Prozesse an der GMVA Oberhausen
Robert von Raven 759

KI-gestützte Anomalieerkennung in gasgefeuerten Anlagen
Maik Nestler und Florian Schunke 773

Von der Automatisierung zur Autonomie
Wie Digitalisierung und KI die industrielle Produktion erweitern
Ricard Petranovic und Marco Ulrich 787

Lastwechselbetrieb und Emissionsnachweis: Governance-Ansatz für CEMS/DAHS-Verfügbarkeit und Datenintegrität
Taskin Kilincat 799

Von Datei-Chaos zu durchgängiger Transparenz Digitale Anlagendokumentation als Schlüssel für effizientere Projekte
Michael Ungethüm 813

Reale Handlungsfähigkeit im Krisenfall:
Der Digitale Informationszwilling als Basis für Resilienz
Hans Karl Preuß und Jessica Nentwich 821

Expertenwissen vernetzen – Anlagenbetrieb transformieren.
Cloud-Plattformen und KI als neue Infrastruktur der Instandhaltung
Stefan Kiene und Matthias Probst 833

Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit durch optimierte Kesselinstandhaltung und schnelle Eingriffskonzepte im Stillstand
Woldemar Haak 843

Online Determination of Burnout in the Furnace of Coal-Fired Power Plants as a Key Process Variable for Efficiency and Emission Behavior (İÇDAŞ Bekirli TPP)
Samet Erkurt, Volkan Demirel, Stefan Heidinger, David Albus, Nils Eike Martensen, Alexander Hlawenka, Ismail Korkmaz und Francesco Turoni 853

Stabile und präzise Steuerung thermischer Prozesse mit Totzeiten und dynamischer Anlagencharakteristik – Ein physikalisch geführter Ansatz mit kontinuierlicher Modellkorrektur
Thomas Lanz 865

Messtechnik

Infrarot-Monitoringsysteme für Müllverbrennungsanlagen
Ralf Koschack, Kevin Hahn und Peter Taj 881

Akustische Temperaturmessung – Einblicke in Temperaturfelder und Strömungen im Feuerraum
Tammo Schüler, Maximilian von Campenhausen und Martin Brodeck 891

Video und Thermografie-Systeme zur Effizienzsteigerung des Verbrennungsprozesses. Beispiele und Betreibererfahrungen der Automatisierung und digitalen Vernetzung in Biomasse-Rostfeuerungen
Klaus Czirr und Thomas Pniok 903

Betrieb und Instandhaltung

Neuere Methoden zur Beschreibung der Lebensdauer von Hochtemperaturbauteilen bei flexibler Fahrweise in Ergänzung zur derzeitigen Lebensdauerüberwachung
Ansgar Kranz und Albert Bagaviev 917

Rapid Prototyping von Gussteilen zur Verkürzung von Ausfallzeiten
Dirk Strohbach und Ines Popp 929

Neuausgabe EN 10253-4: Edelstahl-Schweißfittings im Umbruch
Axel Willauschus 937

Reproduzierbare autonome Drohnenflüge als neue Grundlage der zustandsbasierten Instandhaltung am Beispiel GKM Mannheim Standardisierte Inspektionsrouten statt Einzelflüge – vom Pilotprojekt zur systematischen Zustandsüberwachung
Waltraud Engel und Susanne Kumm 951

Tribologische Grenzschichtsysteme als konstruktives Element in konventionellen und regenerativen Kraftwerksanlagen
Thomas Müller 961

Vermeidung von Druckstößen und Kondensationsschlägen bei der Schnellabsperrung von Zweizonenspeichern in Fernwärmesystemen
Andreas Dudlik 977

Dank 991

Autorenverzeichnis 993

Inserentenverzeichnis 1035

Schlagwortverzeichnis 1041

Flexibilität für die Energiewende.

SachsenEnergie stellt sich den Herausforderungen der Energiewende und setzt weiter auf die Flexibilisierung ihrer Erzeugungsanlagen. Damit sorgt sie für eine wirtschaftliche und sichere Energieversorgung Dresdens.









1 KWK-Flexanlage (Reick)

- hochflexible, schwarzstartfähige Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
- 8 Gasmotor-Generator-Module der 1,7-MW-Klasse mit Wärmenutzungsanlagen
- Gewährleistung der Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit

2 Elektrodenheizkessel – 40 MW (Nossener Brücke)

- Umwandlung überschüssigen Stroms aus EE in speicherbare Wärme
- Erbringung von Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes

3 Erweiterung Wärmespeicher (Reick)

- Errichtung 20 zusätzlicher Speicherbehälter und Anbindung an die bestehenden Wärmespeicher
- Erhöhung der Speicherkapazitäten von 6.600 m^3 um 7.800 m^3

4 Wärmepumpenanlage TUD Rechenzentrum (Lehmann-Zentrum)

- Fernwärmeproduktion aus Abwärme des Hochleistungsrechenzentrums der TU Dresden
- ganzjähriger Betrieb von drei Wärmepumpen mit einer Leistung von 1,3 MW_{th} pro Modul
- nachhaltig gewonnene Wärme zur Dekarbonisierung des Dresdner Fernwärmenetzes

markenteam behind you

Sachsen Energie



Saale Energie GmbH
Unsere Energie für Mitteldeutschland.

KRAFTWERK SCHKOPAU →saale-energie.de

Mit 900 Megawatt Nettoleistung ist das Kraftwerk Schkopau ein wichtiger Baustein der mitteldeutschen Energieversorgung. Es liefert nicht nur Strom für die öffentliche Versorgung, sondern auch Energie für ein benachbartes Chemiewerk.

Besuchen Sie uns!
Saale Energie GmbH
An der Bober 100
06258 Schkopau

Energiepolitik zwischen Markt, Geopolitik und physikalischer Realität

Michael Beckmann

1. Einleitung 2

2. Internationale Rahmenbedingungen und nationale Ausgangsbedingungen 3

3. Situation der Energieversorgung in Deutschland 8

3.1. Natürliche Ressourcen 9

3.2. Politische und institutionelle Rahmenbedingungen 10

3.3. Wirtschaftliche und technologische Ressourcen 12

3.4. Menschliche, wissenschaftliche, kulturelle und soziale Ressourcen 18

4. Studien zur Klimaneutralität in Deutschland 19

4.1. Vergleich von ausgewählten Studien 19

4.2. Physikalische Bewertung zukünftiger Energiesysteme 23

5. Schlussfolgerungen 27

5.1. Technologieoffenheit und Neubewertung der Energieoptionen 28

5.2. Förderpolitik neu ausrichten 28

5.3. Realistische Zielpfade und Versorgungssicherheit 29

5.4. Wettbewerbsfähigkeit, Planungssicherheit und industrielle Entwicklung 30

5.5. Bildung, Forschung und Innovation als zentrale Ressource 30

6. Quellen 31

1. Einleitung

Energie ist seit jeher eine der grundlegenden Voraussetzungen der Entwicklung. Technischer Fortschritt, Wirtschaftswachstum und in der Folge gesellschaftlicher Wohlstand waren immer eng mit der Fähigkeit verbunden, Energiequellen zu erschließen und effizient zu nutzen. Entwicklungen der Energietechnik haben daher die Entwicklung der Menschheit entscheidend beeinflusst und zu entsprechenden Entwicklungsschüben geführt. Genannt sei hier beispielhaft die mit der Erfindung der Dampfmaschine verbundenen Innovationen der industriellen Revolution 1.0.

Es ist somit nicht verwunderlich, dass sich die Welt auch aktuell in einer Phase tiefgreifender technologischer Veränderungen befindet. Digitalisierung, Automatisierung und Anwendungen der Künstlichen Intelligenz sind Stichworte, die zu Veränderungen von Produktionsprozessen, Kommunikationsstrukturen und Wertschöpfungsketten führen. Hochleistungsrechenzentren, digitale Infrastrukturen, Elektromobilität, Wärmepumpen sowie die Elektrifizierung industrieller Prozesse erfordern eine zuverlässige Energieversorgung bei gleichzeitig wachsendem Bedarf. Energie bleibt damit eine ganz wesentliche Voraussetzung für Innovation, Wettbewerbsfähigkeit und gesellschaftlichen Wohlstand.

Energie ist jedoch weit mehr als nur eine technische oder wirtschaftliche Komponente. Rückblickend, insbesondere in den vergangenen zehn Jahren, wird deutlich, dass die Energieversorgung eng mit geopolitischen Entwicklungen, mit internationalen Lieferketten und mit der Verfügbarkeit strategischer Ressourcen steht. Versorgungssicherheit, technologische Souveränität, digitale Souveränität sowie der Zugang zu kritischen Rohstoffen sind zentrale Säulen der Entwicklung von Staaten und Staatengemeinschaften. Die Fähigkeit einer Volkswirtschaft, den Zugang zu Energie und strategischen Ressourcen dauerhaft zu gewährleisten und mit effizienten Verfahren zu nutzen, war von jeher ein entscheidender Wettbewerbsfaktor.

Der Begriff der Ressourcen soll hier ganz bewusst erweitert verstanden werden. Neben fossilen Energieträgern, Metallen und mineralischen Rohstoffen gehören hierzu ebenso Wasser, Böden, Wälder und die biologische Vielfalt. Ebenso von Bedeutung sind weiter die gesellschaftlichen Ressourcen: leistungsfähige Bildungs- und Forschungseinrichtungen, Innovationskraft, hochqualifizierte Fachkräfte, stabile politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie eine leistungsfähige Industrie. Erst das Zusammenwirken dieser natürlichen, technologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Ressourcen bildet die Grundlage für eine nachhaltige Entwicklung und für langfristig anhaltenden Wohlstand.

Die Entwicklung der Energietechnik und Energieversorgung steht heute vor einer sehr komplexen Aufgabe. Fossile Energieträger sind begrenzt, Emissionen und Eingriffe in Umwelt und Natur müssen weiter reduziert und Ressourcen möglichst effizient genutzt werden. Gesellschaft und Wirtschaft erwarten eine Energieversorgung, die jederzeit sicher verfügbar, wirtschaftlich tragfähig und technologisch leistungsfähig ist. Einfache Lösungen sind nicht zu erwarten. Diese Ziele erfordern vielmehr eine ganzheitliche Betrachtung des Energiesystems mit einer technologieoffenen und innovationsorientierten Weiterentwicklung.

Der vorliegende Beitrag betrachtet die Energieversorgung daher im Spannungsfeld von Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Ressourcenschutz sowie internationaler Wettbewerbsfähigkeit. Ziel ist es, ausgewählte Zusammenhänge aufzuzeigen und Anforderungen an die langfristige Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems zu diskutieren.

2. Internationale Rahmenbedingungen und nationale Ausgangsbedingungen

Die Energieversorgung befindet sich, wie einleitend erwähnt, seit jeher in einem kontinuierlichen Wandel. Bevölkerungsentwicklung und gesellschaftlicher Wohlstand sind rückblickend eng mit der Entwicklung der Energieversorgung verbunden und werden aller Voraussicht nach auch in Zukunft ganz wesentlich von dem Faktor Energie abhängen. Nach Einschätzung der Internationalen Energieagentur (IEA) wird elektrische Energie künftig einen immer größeren Anteil am weltweiten Endenergiebedarf einnehmen, während sich der Energiemix schrittweise verändert (Abbildung 1).

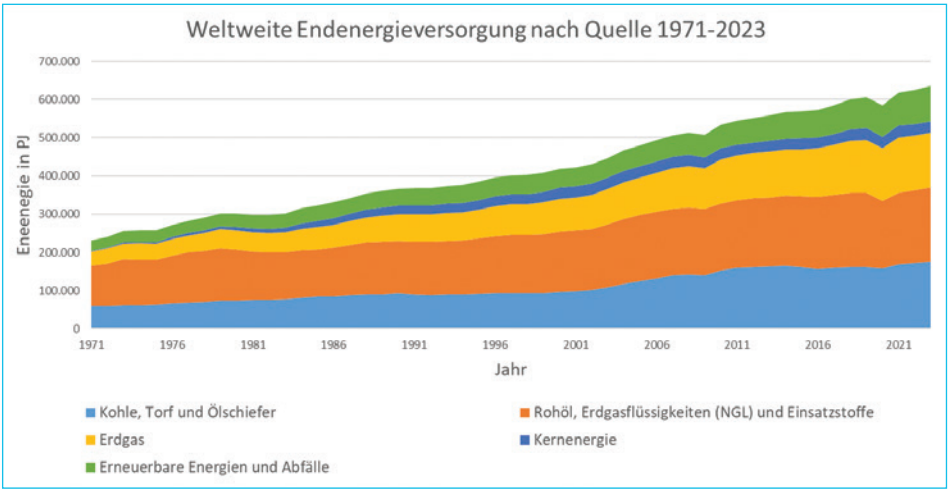


Abb. 1: Weltenergiebedarf [1]

Zusätzlich zu der althergebrachten Zielstellung der Effizienzsteigerung und der Reduzierung von Umweltbeeinflussungen besteht aktuell die Herausforderung, die mit der Energieversorgung verbundenen Treibhausgasemissionen deutlich zu reduzieren. Trotz erheblichem Ausbau regenerativer Energien und einer kontinuierlichen Energieeffizienzsteigerung befinden sich die weltweiten Emissionen nach wie vor auf einem hohen Niveau. Ein Grund liegt unter anderem darin, dass der globale Energiebedarf schneller wächst als emissionsarme Energieträger fossile Energien ersetzen können. Ein weiterer Grund ist die fehlende Versorgungssicherheit bei Nutzung fluktuierender Energieträger wie Wind- und Solarenergie. Darüber hinaus unterscheiden sich die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Ausgangsbedingungen der einzelnen Staaten erheblich.

Die weltweiten CO_2-Emissionen betrugen im Jahr 2024 rund 39,633 Gt CO_2. Die absoluten Emissionen einzelner Staaten unterscheiden sich erheblich und werden wesentlich durch Bevölkerungsgröße, Wirtschaftsleistung und Industriestruktur bestimmt. So entfielen auf China 13,125 Gt CO_2, auf die USA 4,632 Gt CO_2 und auf Deutschland 0,580 Gt CO_2 [2]. Interessant für eine weitergehende Einordnung erscheinen die Emissionen pro Einwohner sowie die Emissionsintensität der jeweiligen Volkswirtschaften (Abbildung 2a und 2b). Diese Unterschiede zeigen einerseits den jeweiligen Entwicklungsstand an und gestatten anderseits auch einen Hinweis bzw. Rückschluss auf die für die jeweilige nationale Energieversorgung verfügbaren natürlichen Ressourcen sowie auf die zugehörigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

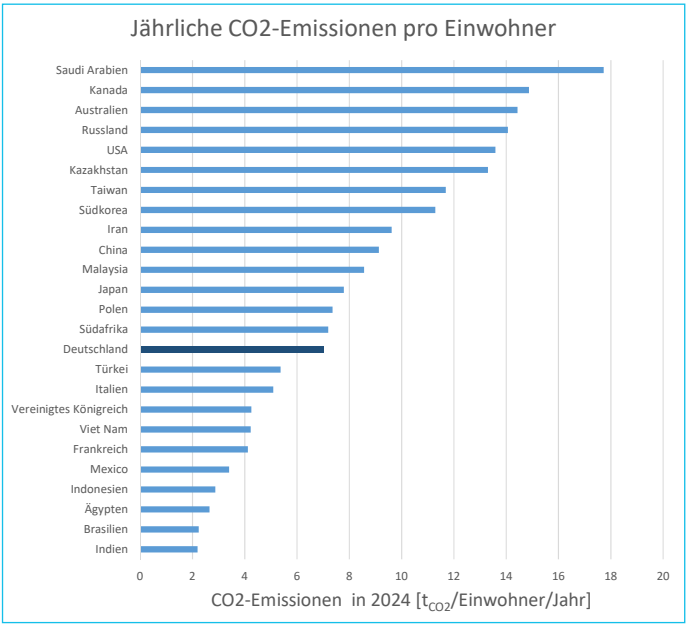


Abb. 2a: CO_2-Emissionen weltweit in Tonnen je Einwohner und Jahr [2]

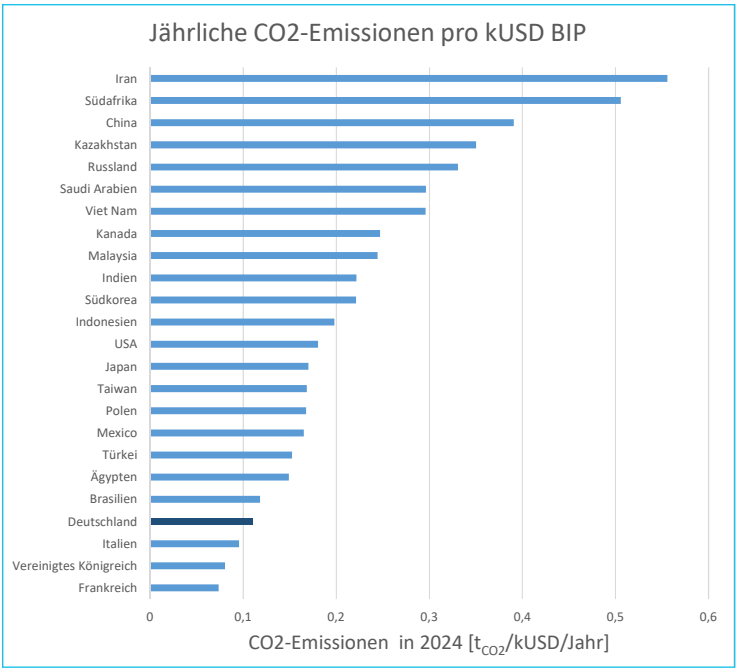


Abb. 2b: CO_2-Emissionen weltweit in Tonnen je 1.000 US-Dollar BIP und Jahr [2]

Ein anschauliches Beispiel hierfür liefern Norwegen, Frankreich und Deutschland im Vergleich. Norwegen verfügt aufgrund seiner topografischen Gegebenheiten über außergewöhnlich günstige Voraussetzungen für die Nutzung der Wasserkraft. Ein Großteil der Stromversorgung erfolgt emissionsarm aus heimischen Wasserkraftwerken. Frankreich verfolgt seit mehreren Jahrzehnten einen anderen Weg und stützt seine Stromversorgung überwiegend auf Kernenergie. Auch hier resultieren vergleichsweise geringe spezifische Emissionen der Stromerzeugung. Deutschland verfügt hingegen weder über vergleichbare Potenziale in der Wasserkraft noch über Kernenergie (nach der gewollten Stilllegung der Kernkraftwerke). Das Energiesystem in Deutschland ist maßgeblich durch den Ausbau von Windenergie und Photovoltaik geprägt, wodurch sehr hohe Anforderungen an Netze, Speicher sowie die Bereitstellung gesicherter Leistung resultieren.

Der Energiebedarf pro Einwohner gibt u. a. einen Hinweis auf den Entwicklungsstand und die Struktur einer Volkswirtschaft. Frankreich weist mit einem Primärenergiebedarf von 37.576 kWh pro Einwohner und Jahr (2024) [3] einen ähnlichen Größenordnungsbereich auf wie Deutschland mit 33.062 kWh pro Einwohner und Jahr [3]. Norwegen hingegen erreicht aufgrund seiner besonderen wirtschaftlichen Struktur sowie der umfangreichen Nutzung elektrischer Energie einen nahezu 1,5-fach so hohen Wert von 54.736 kWh pro Einwohner

und Jahr [3]. Bemerkenswert ist dabei, dass sich dieser deutlich höhere Energiebedarf in Norwegen im Vergleich zu Deutschland nicht in entsprechend höheren Treibhausgasemissionen bezogen auf die Einwohnerzahl widerspiegelt. Während Frankreich bei einem vergleichbaren Energiebedarf pro Einwohner und Jahr aufgrund seines überwiegend kernenergiebasierten Stromsystems weniger als zwei Drittel so hohe spezifische Treibhausgasemissionen aufweist wie Deutschland (Abbildung 2a und 2b), liegen die Emissionen Norwegens (7,07 t CO_2/Jahr/Einwohner) trotz eines mehr als 1,5-fach so hohen Energiebedarfs pro Einwohner und Jahr in einer ähnlichen Größenordnung wie die Deutschlands. Dieses Beispiel zeigt u. a., dass die absolute Höhe der Treibhausgasemissionen nicht allein vom Umfang des Energieeinsatzes bestimmt wird, sondern in erheblichem Maße von der Struktur bzw. dem Brennstoffmix des Energiesystems und den jeweils verfügbaren Ressourcen abhängt.

Die Diskussion über eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung kann daher nicht allein auf die Höhe des Energiebedarfs reduziert werden. Ganz wesentlich ist die Frage, mit welchen Technologien und Energieträgern dieser Energiebedarf gedeckt wird.

Nationale Energiestrategien sind, wie die Beispiele zeigen, i. d. R. das Ergebnis spezifischer geografischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen. Allgemeingültige Lösungen existieren nicht. Vielmehr verfolgt jedes Land seinen eigenen Entwicklungspfad, der durch verfügbare Ressourcen, technologische Kompetenzen, wirtschaftliche Prioritäten und politische Zielsetzungen maßgeblich bestimmt wird.

Der Begriff der Ressourcen ist dabei deutlich weiter zu verstehen als die reine Verfügbarkeit von Energieträgern. Neben fossilen und erneuerbaren Energiequellen spielen auch mineralische Rohstoffe, Wasser, Flächen, industrielle Infrastruktur, qualifizierte Fachkräfte, wissenschaftliche Kompetenz, Innovationsfähigkeit sowie stabile politische und wirtschaftliche Institutionen eine entscheidende Rolle. Erst das Zusammenspiel dieser unterschiedlichen Ressourcen bestimmt die Handlungsspielräume einer Volkswirtschaft und damit auch ihre Möglichkeiten, die Energieversorgung langfristig weiterzuentwickeln.

Vor diesem Hintergrund ist es verständlich, dass international unterschiedliche Strategien zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen verfolgt werden. Während einige Staaten ihre Schwerpunkte auf den Ausbau regenerativer Energien legen, setzen andere weiterhin auf Kernenergie, Wasserkraft, Erdgas sowie zukünftig auf Wasserstoff und *Carbon Capture and Storage*. Die jeweiligen Strategien sind Ausdruck unterschiedlicher Ausgangsbedingungen und Zielsetzungen und können nur vor dem jeweiligen nationalen Kontext bewertet werden (Tabelle 1).

Tab. 1: Übersicht über unterschiedliche strategische Ansätze verschiedener Regionen und Staaten: EU, Deutschland, China, USA, Indien, Russland, Afrika [4][5][6][7][8][9][10][11][12][13] (ausgewertet in [14])

Region/ Staat	Langfristiges Klimaziel	Ausgangssituation/ Ressourcen	Strategischer Schwerpunkt
Europäische Union	Klimaneutralität bis 2050	Begrenzte fossile Ressourcen, hohe Importabhängigkeit	Ausbau erneuerbarer Energien, Elektrifizierung, Energieeffizienz, Wasserstoff, Kreislaufwirtschaft
Deutschland	Klimaneutralität bis 2045	Hohe Industriedichte, geringe heimische Energieressourcen, Ausstieg aus der Kernenergie, Kohleverstromung	Ausbau von Wind- und Solarenergie, Elektrifizierung, Wasserstoff, Netzausbau, Energieeffizienz
China	Emissionshöhepunkt bis 2030, Klimaneutralität bis 2060	Hoher Energiebedarf, große Kohlevorkommen, starke Industrialisierung	Versorgungssicherheit, wirtschaftliches Wachstum, paralleler Ausbau von Kohle, Kernenergie sowie Wind- und Solarenergie
USA	Net-Zero bis 2050	Große Öl- und Gasvorkommen, hoher Innovationsgrad	Technologieoffenheit, Inflation Reduction Act, CCS, Kernenergie, Wasserstoff, erneuerbare Energien
Indien	Klimaneutralität bis 2070	Stark wachsender Energiebedarf,niedriger Pro-Kopf-Verbrauch	Wirtschaftliche Entwicklung, Elektrifizierung, schrittweiser Ausbau emissionsärmerer Energieträger
Russland	Klimaneutralität bis 2060	Sehr große fossile Ressourcen	Nutzung eigener Rohstoffe, Modernisierung der Energieversorgung
Afrika	Unterschiedliche nationale Strategien	Niedriger Energiebedarf, große Potenziale erneuerbarer Energien, hoher Entwicklungsbedarf	Zugang zu Energie, Industrialisierung, Nutzung erneuerbarer Energien, internationale Kooperation

Mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 strebt Deutschland einen ambitionierteren Zeitplan als die EU insgesamt mit dem Ziel bis 2050 an. Dabei sind die energiepolitischen Ausgangspositionen in Deutschland – wie zuvor am Beispiel des Vergleiches der CO_2-Emissionen mit Frankreich beschrieben – sehr verschieden zu vielen anderen Mitgliedstaaten. Im Gegensatz zu Frankreich spielt die Kernenergie künftig keine Rolle mehr, während die natürlichen Potenziale der Wasserkraft – anders als beispielsweise in Norwegen – nur begrenzt verfügbar sind. Der Umbau der Energieversorgung in Deutschland ist in besonderem Maße durch den Ausbau von Windenergie und Photovoltaik geprägt, flankiert von Elektrifizierung, Wasserstofftechnologien und dem Ausbau der Energienetz- und -speicherinfrastruktur.

Die Bewertung nationaler Strategien erfordert eine umfassende Betrachtung. Neben den Zielen zur Reduzierung von Emissionen müssen auch die Versorgungssicherheit, die Wirtschaftlichkeit, die Ressourceneffizienz, die technologische

Souveränität und die gesellschaftliche Akzeptanz betrachtet werden. Erst in der Analyse des Zusammenwirkens dieser Faktoren entscheidet sich, ob eine langfristig nachhaltige Entwicklung gelingt.

Nationale Strategien beeinflussen die wirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen. Im globalen Wettbewerb ergeben sich daraus sowohl Chancen als auch Nachteile hinsichtlich Energiepreisen, Versorgungssicherheit, Innovationskraft und industrieller Wettbewerbsfähigkeit. Zusammenfassend: Energiepolitische Strategien führen zwangsläufig zu unterschiedlichen Wettbewerbsbedingungen und damit letztlich auch zu Unterschieden in der wirtschaftlichen Prosperität.

3. Situation der Energieversorgung in Deutschland

Die Bewertung der Energieversorgung in Deutschland erfordert eine Betrachtung der aktuellen Bedarfe, der angestrebten Entwicklungsziele und der vorgesehenen Strategien zur Erreichung der Ziele. Damit verbindet sich unmittelbar die Frage, ob die verfügbaren Ressourcen, die Technologien (mit ihrem Reifegrad) und Infrastrukturen ausreichen, um die angestrebte Entwicklung sicher, wirtschaftlich und emissionsarm (Energiepolitisches Zieldreieck) umzusetzen.

Zur Bewertung wird hier ein erweiterter Ressourcenbegriff (Abbildung 3) herangezogen. Dieser orientiert sich an Ansätzen der Volkswirtschaftslehre, der Nachhaltigkeitsforschung sowie der Managementlehre. Neben natürlichen Ressourcen wie Energieträgern, Rohstoffen, Wasser, Flächen oder klimatischen Bedingungen sind auch wirtschaftliche, technologische, finanzielle, politische und institutionelle Ressourcen zu berücksichtigen. Ebenso relevant sind *menschliche Ressourcen, Bildung, Forschung, industrielle Kompetenz und gesellschaftliche Akzeptanz*. Das Zusammenwirken dieser Faktoren bestimmt, welche Entwicklungspfade für ein Land realistisch möglich sind.

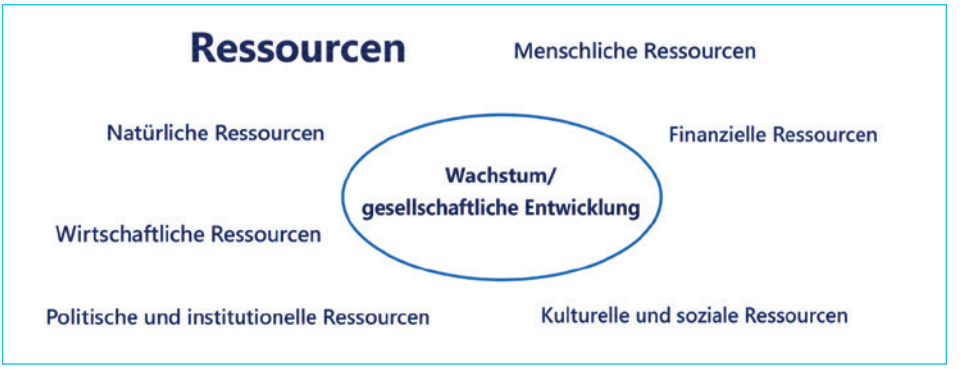


Abb. 3: Übersicht zu Ressourcen als Basis für die gesellschaftliche Entwicklung und Wachstum

Für Deutschland treffen ambitionierte energie- und klimapolitische Ziele mit besonderen nationalen Randbedingungen zusammen. Speziell betrifft das die Aspekte einer hohen Industriedichte, ein erheblicher Bedarf an Prozesswärme, begrenzter heimischer Energieressourcen, begleitet mit dem Ausstieg aus der Kernenergie sowie der geplanten Reduzierung und dem Ausstieg aus der Kohleverstromung. Dabei sind über die Frage nach Zielwerten hinaus die technischen Lösungswege und deren technologische Reife (TRL), die Skalierbarkeit und die systemische Umsetzbarkeit der erforderlichen Lösungen zu analysieren.

Die nachfolgende Bewertung orientiert sich an den vorhandenen Ressourcen, dem technologischen Reifegrad ausgewählter Lösungsansätze und den Anforderungen an ein sicheres, wirtschaftliches und nachhaltiges Energiesystem. Damit wird der Rahmen geschaffen, um Chancen, Risiken und Handlungsfelder der weiteren Entwicklung einzuordnen.

3.1. Natürliche Ressourcen

Zu den natürlichen Ressourcen zählen neben den Energierohstoffen insbesondere mineralische Rohstoffe, Metalle, Wasser, Böden, Wälder sowie die klimatischen und geografischen Voraussetzungen eines Landes. Sie bilden eine wichtige Grundlage der industriellen Entwicklung und bestimmen maßgeblich die Möglichkeiten für eine sichere und nachhaltige Energieversorgung.

Deutschland verfügt im internationalen Vergleich nur über begrenzte heimische Rohstoffvorkommen. Insbesondere bei metallischen Rohstoffen und seltenen Erden besteht eine nahezu vollständige Importabhängigkeit. Gerade diese Rohstoffe gewinnen jedoch im Zuge der Weiterentwicklung der Energieversorgung zunehmend an Bedeutung. Sie werden unter anderem für Permanentmagnete in Windenergieanlagen, für Photovoltaikmodule, Batterien, Elektromotoren sowie zahlreiche weitere Schlüsseltechnologien benötigt. Damit rückt neben der Energieversorgung zunehmend auch die Rohstoffversorgung in den Fokus einer souveränen Industrie- und Energiepolitik.

Eine besondere Bedeutung kommt deshalb der Kreislaufwirtschaft zu. Recycling und die Rückgewinnung wertvoller Rohstoffe reduziert die Importabhängigkeiten, schont Ressourcen und hilft, Stoffkreisläufe zu schließen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Kreislaufwirtschaft auf eine leistungsfähige Grundstoffindustrie angewiesen ist. Die Aufbereitung, Trennung und Veredelung von Wertstoffen erfordert in großem Umfang elektrische und thermische Energie. Die Wettbewerbsfähigkeit einer ressourceneffizienten Kreislaufwirtschaft ist daher untrennbar mit einer sicheren und wirtschaftlichen Energieversorgung verbunden.

Im Bereich der Energierohstoffe verfügt Deutschland heute nur noch über wenige bedeutende heimische Ressourcen. Die Braunkohle stellt nach wie vor den größten verfügbaren heimischen Energieträger dar, während die Förderung von Erdgas und Erdöl nur einen geringen Beitrag leistet obwohl in Deutschland bislang ungenutzte Schiefergasvorkommen existieren, deren Erschließung mittels Frackings seit Jahren jedoch kontrovers diskutiert wird. Mit Blick auf die nationale Debatte sei darauf hingewiesen, dass Deutschland bereits heute in erheblichem Umfang Erdgas importiert, das in anderen Ländern – insbesondere in den USA – durch *Hydraulic Fracturing* gewonnen wird. Die Diskussion um Fracking betrifft daher nicht nur technische und ökologische Fragestellungen, sondern wirft auch Fragen nach der Glaubwürdigkeit zur Befürwortung oder Ablehnung von Lösungsansätzen und der Konsistenz der nationalen Energie- und Rohstoffstrategie auf.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Deutschland bei den natürlichen Ressourcen nur über begrenzte Handlungsspielräume verfügt. Die sichere Versorgung mit Energieträgern und strategischen Rohstoffen muss ebenso weiter an Bedeutung zunehmen wie der Ausbau einer leistungsfähigen Kreislaufwirtschaft und die Entwicklung ressourceneffizienter Technologien.

3.2. Politische und institutionelle Rahmenbedingungen

Neben den natürlichen Ressourcen sind die politischen und institutionellen Rahmenbedingungen für die Entwicklung eines Energiesystems wichtig. Gesetzgebung, Genehmigungsverfahren, Steuer- und Abgabensysteme, Förderinstrumente sowie internationale Vereinbarungen beeinflussen Investitionsentscheidungen ebenso wie die Geschwindigkeit technologischer Entwicklungen. Sie bilden den Rahmen, innerhalb dessen Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Investoren handeln können.

Deutschland verfügt nach wie vor über stabile politische Institutionen, ein leistungsfähiges Rechtssystem sowie eine hohe Planungs- und Investitionssicherheit. Diese Rahmenbedingungen waren über Jahrzehnte eine wesentliche Grundlage für den wirtschaftlichen Erfolg und die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Industrielandes Deutschland. Dennoch ist an dieser Stelle anzumerken, dass in den vergangenen Jahren eine deutliche Zunahme regulatorischer Anforderungen zu beobachten war. Der Staat nimmt zunehmend Einfluss auf die Entwicklung – nicht nur des Energiesystems – durch gesetzliche Vorgaben, Förderprogramme, Ausbauziele und ordnungsrechtliche Instrumente.

Vor diesem Hintergrund muss die Diskussion über das Verhältnis von Markt und Staat mit Aufzeigen aller Konsequenzen geführt werden. Die soziale Marktwirtschaft basiert auf den Prinzipien des Wettbewerbs, der unternehmerischen Freiheit und der staatlichen Setzung verlässlicher Rahmenbedingungen. Dem-

gegenüber stehen wirtschaftspolitische Ansätze, die nur durch eine stärkere staatliche Steuerung die Erreichung der Ziele für möglich halten. In der öffentlichen Diskussion finden sich hierfür Begriffe wie *ökologisch-soziale Marktwirtschaft* oder *sozial-ökologische Marktwirtschaft*. Unabhängig von der jeweiligen Begrifflichkeit stellt sich die grundlegende Frage, in welchem Umfang staatliche Steuerung erforderlich ist und welche Kraft man den marktwirtschaftlichen Mechanismen zutraut.

Eine besondere Herausforderung besteht in der zunehmenden Komplexität regulatorischer Anforderungen. Umfangreiche Genehmigungsverfahren, Dokumentationspflichten sowie nationale und europäische Berichtspflichten führen zu einem erheblichen administrativen Aufwand für Unternehmen und Behörden. Davon sind insbesondere kleine und mittlere Unternehmen betroffen, da sie häufig nicht über die personellen und organisatorischen Möglichkeiten wie große Industrieunternehmen verfügen. Die für Verwaltung und Nachweispflichten gebundenen Personalkapazitäten limitieren das Potenzial für Forschung, Produktentwicklung oder für Investition.

Exemplarisch sei auf die *Novellierung der Industrieemissionsrichtlinie* (IED) durch die Änderungsrichtlinie (EU) 2024/1785 vom 24. April 2024 verwiesen, die als Bestandteil des European Green Deal bis zum 1. Juli 2026 in nationales Recht umzusetzen war. Ziel der Richtlinie ist eine weitere Verbesserung des Umwelt- und Emissionsschutzes. Dabei werden allerdings Anforderungen an Genehmigungs-, Überwachungs- und Berichtspflichten erhöht. Ähnliche Diskussionen wurden in den vergangenen Jahren im Zusammenhang mit dem *Lieferkettensorgfaltspflichtengesetz* geführt. Die Beispiele (lassen sich erweitern und) verdeutlichen, dass sich neben den eigentlichen Investitionen zunehmend auch der administrative Aufwand zu einem relevanten Standortfaktor entwickelt.

Mit Blick auf den internationalen Wettbewerb muss daher die Frage beantwortet werden, wie politische Zielsetzungen und regulatorische Anforderungen so ausgestaltet werden können, dass sie Innovationen fördern, Investitionen ermöglichen und gleichzeitig Umwelt- und Ressourcenschutzziele wirksam unterstützen. Gerade im Energiesektor, in dem Investitionszyklen häufig mehrere Jahrzehnte umfassen und neue Technologien zunächst einen niedrigen technologischen Reifegrad aufweisen, sind Planungssicherheit, Technologieoffenheit und effiziente Verwaltungsverfahren von großer Bedeutung.

Zusammenfassend gehören die politischen und institutionellen Rahmenbedingungen zu sehr wichtigen Einflussgrößen für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung. Sie bestimmen den Handlungsspielraum für Innovationen und Investitionen und beeinflussen damit unmittelbar die Wettbewerbsfähigkeit eines Industriestandortes. Politische und institutionelle Rahmenbedingungen müssen wieder stärker auf Technologieoffenheit, Investitionsfähigkeit und unternehmerische Initiative ausgerichtet werden. Deutschland sollte seine

Förderpolitik kritisch überprüfen: Nach mehr als 25 Jahren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik kann eine dauerhafte Subventionierung einzelner Technologien nicht das Ziel sein. Förderung muss ein klares Ziel, messbare Erfolgskriterien und ein definiertes Ende haben. Im Mittelpunkt sollte künftig nicht mehr die installierte Leistung einzelner Erzeugungstechnologien stehen, sondern deren Beitrag zur systemdienlichen Bereitstellung von Energie. Entscheidend sind Versorgungssicherheit, gesicherte Leistung, Netzverträglichkeit, Speicherfähigkeit, Wirtschaftlichkeit und Emissionsminderung. Auf dieser Basis kann die Weiterentwicklung der Energieversorgung mit industrieller Wettbewerbsfähigkeit und Innovationskraft verbunden werden. Die Frage der gesicherten Leistung und der Systemintegration wird in den folgenden Kapiteln noch vertieft.

3.3. Wirtschaftliche und technologische Ressourcen

Die Wirtschaftskraft Deutschlands beruht seit Jahrzehnten auf einer starken industriellen Basis mit den Schwerpunkten in der Automobilindustrie, im Maschinen- und Anlagenbau, in der chemischen Industrie sowie in der Grundstoffindustrie. Insbesondere diese Industriezweige sind in hohem Maße auf eine sichere, kontinuierliche und international wettbewerbsfähige Energieversorgung angewiesen. Energie ist damit nicht nur Produktionsfaktor, sondern eine wesentliche Voraussetzung für Innovation, Wertschöpfung und Beschäftigung.

Besonders sei hier auf die Rolle der Grundstoffindustrie hingewiesen. Die Grundstoffindustrie stellt die Ausgangsstoffe für nahezu alle industriellen Wertschöpfungsketten bereit und bildet zugleich die Grundlage einer Kreislaufwirtschaft. Recycling, Aufbereitung und Rückgewinnung von Rohstoffen erfordern i. d. R. energieintensive Prozesse, die nur dann wirtschaftlich betrieben werden können, wenn ausreichend elektrische und thermische Energie wettbewerbsfähig bereitgestellt wird. Die zukünftige Entwicklung der Kreislaufwirtschaft (Circular Economy) ist daher unmittelbar mit der Entwicklung der Energieversorgung verknüpft (Abbildung 4).

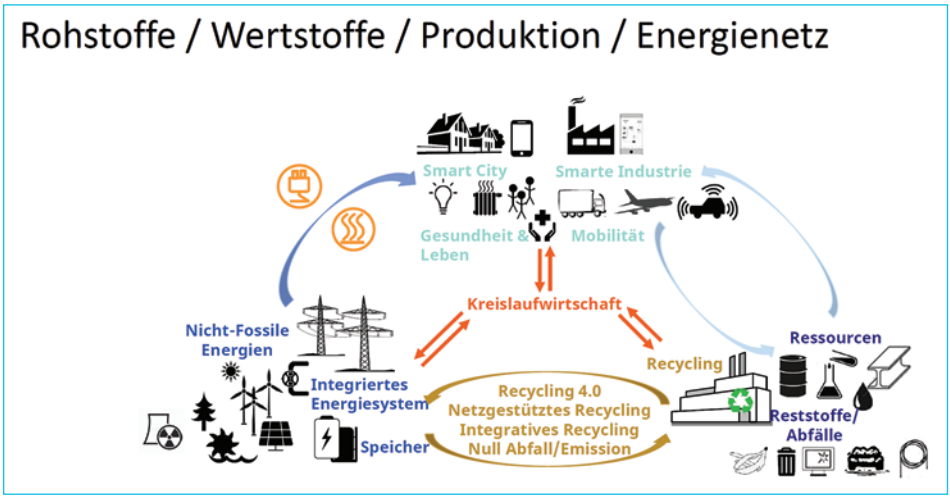


Abb. 4: Vernetzung Energiewirtschaft, Industrie, Gewerbe, insb. Kreislaufwirtschaft, private Haushalte [15]

Die Zukunftspläne für die Energieversorgung in Deutschland stützen sich derzeit bezüglich der *Erzeugung* allein auf den Ausbau der Windenergie und der Photovoltaik. Beide Technologien leisten einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung von Emissionen, ihre Stromerzeugung ist jedoch unmittelbar von den meteorologischen Randbedingungen abhängig und unterliegt damit erheblichen zeitlichen Schwankungen (Fluktuierende Energieträger).

Der Ausbau anderer regenerativer Energiequellen wie Biomasse, Wasserkraft und Geothermie sind demgegenüber begrenzt. Die Potenziale der Wasserkraft sind in Deutschland weitgehend ausgeschöpft, während die nachhaltige Nutzung von Biomasse aufgrund begrenzter Flächen und konkurrierender stofflicher Nutzungen nur eingeschränkt erweitert werden kann. Gleichzeitig verzichtet Deutschland wie erwähnt bislang auf die Nutzung heimischer Schiefergasvorkommen – womit auch die Nutzung der Geothermie eingeschränkt ist. Die weitere Nutzung der Kernenergie scheidet aufgrund politischen Verzichtes ebenfalls aus. Dadurch reduziert sich das Spektrum der verfügbaren Möglichkeiten im Vergleich zu anderen Industriestaaten erheblich.

Die (zunehmende) Einspeisung fluktuierender Energien verstärkt den Druck zum Ausbau von Speichertechnologien und flexible Erzeugungskapazitäten. Batteriespeicher leisten bereits heute einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung und zur kurzfristigen Speicherung elektrischer Energie. Die derzeit für Deutschland diskutierten Ausbauziele von rund 60 GWh Batteriespeicherkapazität bis 2030 [16] entsprechen jedoch – bezogen auf eine elektrische Last von etwa 60 GW – lediglich einer Speicherzeit von ungefähr einer Stunde. Für mehrtägige oder gar saisonale Versorgungslücken reichen Batteriespeicher daher allein nicht aus.

Langfristige Energiespeicherung wird vor allem in Form chemischer Energieträger wie Wasserstoff oder Ammoniak diskutiert [16][17][18][19][20]. Diese Technologien besitzen grundsätzlich ein erhebliches Potenzial für die saisonale Energiespeicherung und die Dekarbonisierung industrieller Prozesse. Gleichzeitig befinden sich wesentliche Teile der erforderlichen Prozessketten hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, Infrastruktur und industrieller Skalierung noch in einem frühen Entwicklungsstadium [18].

Bei der Bewertung zukünftiger Entwicklungspfade muss zwischen dem technologischen Reifegrad einzelner Komponenten und dem Reifegrad des Gesamtsystems unterschieden werden. Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen sind heute ausgereifte Technologien und erreichen einen technologischen Reifegrad (Technology Readiness Level, TRL) von 9. Auch zahlreiche weitere Einzelkomponenten, beispielsweise Elektrolyseure, Batteriespeicher oder Gasturbinen, besitzen bereits hohe technologische Reifegrade

Die technologische Reife einer Einzelkomponente darf jedoch nicht mit dem Reifegrad der vollständigen Prozesskette bzw. des daraus aufgebauten Energiesystems gleichgesetzt werden. Dies wird am Beispiel der Wasserstoffbereitstellung besonders deutlich. Elektrolyseanlagen im zweistelligen Megawattbereich werden heute bereits kommerziell betrieben. Für die im zukünftigen Energiesystem erforderlichen Leistungen im Gigawattmaßstab müssen jedoch nicht nur entsprechend große Elektrolysekapazitäten aufgebaut werden. Erforderlich sind gleichzeitig industrielle Fertigungskapazitäten, Strom- und Wasserstoffinfrastrukturen, Verdichtung, Transport und Speicherung sowie gegebenenfalls die Rückverstromung. Hinzu kommen Betriebserfahrungen über längere Zeiträume, Wartungs- und Instandhaltungsstrategien sowie die wirtschaftliche Optimierung der gesamten Prozesskette.

Wird nicht die Reife einzelner Komponenten, sondern der technologische Reifegrad des integrierten Gesamtsystems betrachtet, ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Die Beispiele verschiedener Insel- und Demonstrationslösungen [21][22][23] zeigen, dass durch das Zusammenwirken der erforderlichen Technologien unter realen bzw. realitätsnahen Bedingungen bereits Autarkiegrade in einer Größenordnung von 80 bis 90 % erreicht werden können. Gleichzeitig zeigen gerade die verbleibenden Versorgungsanteile, dass eine vollständig autarke und jederzeit gesicherte Energieversorgung auch unter den vergleichsweise überschaubaren Randbedingungen solcher Systeme bislang nicht erreicht wird. Darüber hinaus unterscheiden sich diese Anwendungen hinsichtlich Größe, Systemkomplexität und Versorgungsaufgabe erheblich von den Anforderungen eines hochindustrialisierten Landes wie Deutschland. Für die Skalierung auf die Größenordnung eines nationalen Energiesystems, die Integration sämtlicher erforderlicher Prozessketten sowie deren zuverlässigen und wirtschaftlichen Langzeitbetrieb liegen bislang keine vergleichbaren Er-

fahrungen vor. Vor diesem Hintergrund kann der technologische Reifegrad des betrachteten Gesamtsystems – abhängig von Systemgrenze und konkreter Ausgestaltung – weiterhin in einer Größenordnung von TRL 4 bis TRL 6 eingeordnet werden. Es sei darauf hingewiesen, dass die TRL-Systematik ursprünglich zur Bewertung des technologischen Reifegrades einzelner Technologien entwickelt wurde. Die Anwendung auf komplexe Gesamtsysteme stellt daher eine orientierende Bewertung dar.

Hinzu kommen vergleichsweise geringe Gesamtwirkungsgrade sowie hohe Investitions- und Betriebskosten der Wasserstoff- und Ammoniak-Infrastruktur. Zahlreiche Studien [24][25][26][27][28][29][30] zeigen zudem, dass der künftige Bedarf an grünem Wasserstoff erheblich größer sein könnte als die heute verfügbaren oder realistisch prognostizierten Bereitstellungskapazitäten liefern können. Dabei werden zusätzliche Strombedarfe, beispielsweise durch Rechenzentren und Anwendungen der Künstlichen Intelligenz, bislang häufig nur unzureichend berücksichtigt.

Schließlich rückt der Begriff der gesicherten Leistung zunehmend in den Mittelpunkt der Diskussion. Unter gesicherter Leistung wird derjenige Anteil der installierten Erzeugungskapazität verstanden, der mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in Zeiten hoher Last und geringer Einspeisung aus Wind- und Solarenergie tatsächlich zur Verfügung steht. Für die Versorgungssicherheit ist daher nicht allein die installierte Leistung entscheidend, sondern insbesondere die jederzeit verlässlich verfügbare Leistung (Abbildung 5).

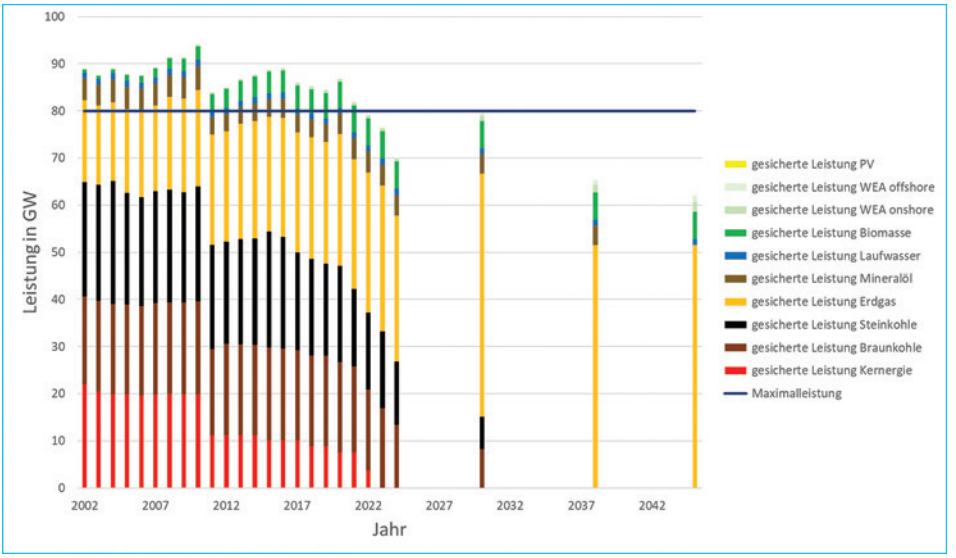


Abb. 5: Gesicherte Leistung Deutschland, elektrische Energie, Historie und Prognose [31] [32]

Auswertungen realer Einspeisedaten des deutschen Windparks für die Jahre 2010 bis 2017 zeigen, dass trotz eines erheblichen Zubaus der installierten Windleistung kein entsprechender Anstieg der jährlichen Minimalleistung festzustellen war. Die permanent verfügbare bzw. gesicherte Leistung des deutschen Windparks lag in diesem Zeitraum deutlich unter 1 % der installierten Nennleistung. Diese Aussage gilt grundsätzlich auch für die Offshore-Windenergie. Für Photovoltaikanlagen beträgt die gesicherte Leistung aufgrund der vollständigen Nichtverfügbarkeit während der Nacht ohne zusätzliche Speicher definitionsgemäß 0 % [35][36]. Auch Untersuchungen der Deutschen Energie-Agentur sowie Szenarien des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz weisen darauf hin, dass mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erzeugung die Frage der jederzeit verfügbaren gesicherten Leistung und der erforderlichen Ausgleichs- bzw. Backup-Kapazitäten an Bedeutung gewinnt [32][33]. Die aktuelle Darstellung von 50Hertz bestätigt den zugrunde liegenden physikalischen Zusammenhang: Die Windstromeinspeisung unterliegt starken witterungsbedingten Schwankungen und entspricht nur selten zeitgleich der jeweiligen Stromnachfrage; diese Fluktuationen müssen vom Übertragungsnetzbetreiber ausgeglichen werden [37]

Diese Ergebnisse verdeutlichen den grundlegenden Unterschied zwischen installierter Leistung, erzeugter elektrischer Arbeit und gesicherter Leistung. Durchschnittliche Jahreserträge bzw. Volllaststunden sind ein wesentliches Maß für den energetischen Beitrag einer Technologie, erlauben jedoch keine unmittelbare Aussage über deren Beitrag zur Versorgungssicherheit. Entscheidend ist vielmehr die Leistung, die auch in kritischen Versorgungssituationen zuverlässig zur Verfügung steht.

Gerade während längerer Dunkelflauten kann die tatsächlich verfügbare Erzeugungsleistung aus Windenergie und Photovoltaik deutlich unter dem aktuellen Leistungsbedarf liegen. Für die Versorgungssicherheit ist daher nicht allein entscheidend, ob über ein Jahr betrachtet ausreichend elektrische Energie erzeugt wird, sondern ob die erforderliche Leistung zu jedem Zeitpunkt bereitgestellt werden kann. Fehlende Erzeugungsleistung muss durch gesicherte Erzeugungskapazitäten, Speicher oder – soweit verfügbar – Importe ausgeglichen werden. Diese Zusammenhänge werden in Abbildung 5 anhand der Entwicklung von installierter und gesicherter Leistung schematisch dargestellt. Hohe installierte Leistungen und eine über das Jahr ausreichende elektrische Arbeit sind damit notwendige, aber keine hinreichenden Voraussetzungen für Versorgungssicherheit; entscheidend ist die Fähigkeit des Gesamtsystems, den Leistungsbedarf zu jedem Zeitpunkt zu decken.

Die vorangegangenen Betrachtungen führen schließlich zu einer weiteren, häufig weniger beachteten Ressource (Abbildung 3): den finanziellen Möglichkeiten einer Volkswirtschaft, notwendige Investitionen in Energieinfrastruktur,

Industrieanlagen sowie Forschung und Entwicklung zu realisieren. Deutschland verfügt grundsätzlich über einen leistungsfähigen Kapitalmarkt und eine hohe Investitionsfähigkeit. Diese Ressource ist jedoch nicht unbegrenzt und steht in unmittelbarer Wechselwirkung mit der industriellen Leistungsfähigkeit und Wertschöpfung.

Eine zunehmende Knappheit und Verteuerung von Energie und Rohstoffen beeinflusst unmittelbar die Wettbewerbsfähigkeit, insbesondere die von energie- und rohstoffintensiven Industrien wie der Grundstoffindustrie, der chemischen Industrie usw. Werden Produktion und Investitionen infolge ungünstiger Standortbedingungen zunehmend an andere Standorte ins Ausland verlagert, gehen damit nicht nur industrielle Produktionskapazitäten und Arbeitsplätze verloren, sondern ebenso Wertschöpfung und daraus resultierendes Steueraufkommen. Damit verringern sich langfristig auch die finanziellen Spielräume für Investitionen sowie für Forschung und Entwicklung. Es besteht die Gefahr einer sich selbst verstärkenden negativen Entwicklung: Eine abnehmende industrielle Leistungsfähigkeit reduziert gerade diejenigen wirtschaftlichen und finanziellen Möglichkeiten, die für Innovationen und Investitionen in die zukünftige Entwicklung des Energie- und Industriesystems benötigt werden.

Dabei dürfen industrielle Wertschöpfungsketten nicht als voneinander unabhängige Strukturen betrachtet werden. Dieser Zusammenhang wurde besonders infolge der COVID-19-Einschränkungen deutlich und zeigte sich, wenn auch in anderer Ausprägung, erneut mit dem weitgehenden Wegfall der Energieimporte aus Russland. Der Verlust energie- und rohstoffintensiver Grundstoffindustrien kann weitreichende Folgen für nachgelagerte Industriezweige haben. Fehlen beispielsweise Basischemikalien oder können diese am Standort Deutschland dauerhaft nicht zu international wettbewerbsfähigen Bedingungen bereitgestellt werden, verschlechtern sich auch die Standortbedingungen für die Spezialchemie und weitere verarbeitende Industrien. Vergleichbare Abhängigkeiten bestehen in der Metallurgie, im Maschinen- und Anlagenbau, in der Halbleiterindustrie sowie bei zahlreichen Technologien der Energie- und Kreislaufwirtschaft.

Wirtschaftliche, technologische und finanzielle Ressourcen sind damit eng miteinander verknüpft. Finanzielle Handlungsspielräume entstehen wesentlich aus wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit und industrieller Wertschöpfung. Der Erhalt wettbewerbsfähiger industrieller Strukturen ist deshalb nicht nur eine wirtschaftspolitische Aufgabe, sondern zugleich eine Voraussetzung dafür, die finanziellen Möglichkeiten für Forschung, Innovation und zukünftige Investitionen zu sichern. Energieversorgung, Rohstoffverfügbarkeit, industrielle Wertschöpfung, technologische Innovationsfähigkeit und finanzielle Ressourcen bilden letztlich ein eng gekoppeltes System.

3.4. Menschliche, wissenschaftliche, kulturelle und soziale Ressourcen

Im Gegensatz zu den natürlichen Ressourcen verfügt Deutschland über hervorragende Voraussetzungen im Bereich der Bildung, Wissenschaft und Forschung. Universitäten, außeruniversitäre Forschungseinrichtungen sowie die industrielle Forschung bilden seit Jahrzehnten die Grundlage zahlreicher technologischer Innovationen. Der eigentliche Rohstoff Deutschlands ist daher weniger im Boden als vielmehr in den Fähigkeiten seiner Menschen zu finden.

Die zukünftige Entwicklung des Energiesystems stellt hohe Anforderungen an nahezu alle Ingenieur- und Naturwissenschaften. Neue Werkstoffe für Hochtemperaturprozesse, Batterien und Wasserstofftechnologien, leistungsfähige Regelungs- und Automatisierungssysteme, moderne Leistungselektronik, Digitalisierung, Künstliche Intelligenz sowie neue Verfahren der Kreislaufwirtschaft sind nur einige Beispiele für Forschungsfelder, deren Bedeutung in den kommenden Jahrzehnten weiter zunehmen wird. Gleichzeitig erfordern großtechnische Energiesysteme interdisziplinäre Lösungen, die nur im engen Zusammenwirken unterschiedlicher Fachdisziplinen entwickelt werden können. Deutschland besitzt hierfür grundsätzlich hervorragende Voraussetzungen.

Voraussetzung ist jedoch, dass wissenschaftliche Forschung ergebnisoffen erfolgen kann und der Wettbewerb unterschiedlicher Lösungsansätze erhalten bleibt. Wissenschaft lebt vom kritischen Vergleich alternativer Hypothesen und nicht von der frühzeitigen Festlegung auf einzelne Technologien oder Entwicklungspfade.

Gerade im Bereich der Energieversorgung erscheint deshalb ein technologieoffener Forschungsansatz von besonderer Bedeutung. Die zukünftige Entwicklung wird nicht durch eine einzelne Technologie bestimmt werden, sondern durch das Zusammenwirken unterschiedlicher Lösungen. Dies betrifft gleichermaßen erneuerbare Energien, Speichertechnologien, Wasserstoff, neue Werkstoffe, Digitalisierung, Kreislaufwirtschaft, *Carbon Capture and Storage* (CCS), *Carbon Capture and Utilization* (CCU), Geothermie sowie Kernenergie. Jede dieser Technologien eröffnet eigene wissenschaftliche Fragestellungen und Innovationspotenziale, die eine Wirkung in zahlreiche andere Felder der Wirtschaft haben.

Zu den kulturellen und sozialen Ressourcen zählen insbesondere eine offene Wissenschafts- und Innovationskultur, gesellschaftliche Technikakzeptanz sowie die Bereitschaft, unterschiedliche technologische Lösungswege unvoreingenommen zu diskutieren.

Gerade die Kerntechnik verdeutlicht diesen Zusammenhang. Unabhängig von ihrer zukünftigen energiewirtschaftlichen Rolle umfasst sie hochkomplexe Fragestellungen aus den Bereichen Reaktorphysik, Thermohydraulik, Materialwissenschaften, Werkstofftechnik, Regelungs- und Sicherheitstechnik, Mess-

technik, Robotik sowie numerischer Simulation. Zahlreiche Entwicklungen dieser Fachgebiete besitzen weit über die Kerntechnik hinaus Bedeutung für andere industrielle Anwendungen. Eine grundsätzliche Ablehnung bestimmter Forschungsfelder birgt daher die Gefahr, wissenschaftliche Kompetenz, technologische Innovationsfähigkeit und internationale Wettbewerbsfähigkeit langfristig zu schwächen.

Dies gilt ebenso für weitere Schlüsseltechnologien der zukünftigen Energieversorgung. Die Entwicklung leistungsfähiger Batterien, neuer Wasserstoffverfahren, effizienter Hochtemperaturprozesse oder innovativer Recyclingverfahren setzt hervorragend ausgebildete Ingenieurinnen und Ingenieure sowie langfristig angelegte Forschungsprogramme voraus. Bildung, Wissenschaft und industrielle Forschung stellen damit eine der wichtigsten strategischen Ressourcen Deutschlands dar.

4. Studien zur Klimaneutralität in Deutschland

4.1. Vergleich von ausgewählten Studien

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Studien zur zukünftigen Entwicklung des deutschen Energiesystems veröffentlicht. Hierzu zählen unter anderem Arbeiten von Agora Energiewende [24], dem BDI [25], der dena [26], dem BMWI [27], dem Ariadne-Projekt [28], dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) [29] sowie dem Umweltbundesamt (UBA) [30]. Die Studien verbindet ein weitgehend gemeinsames Zielbild – eine weitgehende Treibhausgasneutralität bis 2045 bzw. 2050 –, sie unterscheiden sich jedoch hinsichtlich der vorgeschlagenen Entwicklungspfade zum Teil erheblich.

Diese Unterschiede erscheinen auf den ersten Blick überraschend, sind jedoch methodisch nachvollziehbar. Szenariostudien sind keine Prognosen, sondern modellgestützte Analysen, deren Ergebnisse wesentlich von den zugrunde gelegten Randbedingungen abhängen. Unterschiede ergeben sich beispielsweise hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Energiebedarfs, der Industrieproduktion, des Mobilitätsverhaltens, der Gebäudestruktur, der Verfügbarkeit von Wasserstoff, seiner Importmöglichkeiten, des Ausbaus der Stromnetze oder der angenommenen technologischen Entwicklungen. Entsprechend unterscheiden sich sowohl die erforderlichen installierten Leistungen (Abbildung 6) als auch die daraus resultierenden jährlichen Stromerzeugungsmengen (Abbildung 7) erheblich.

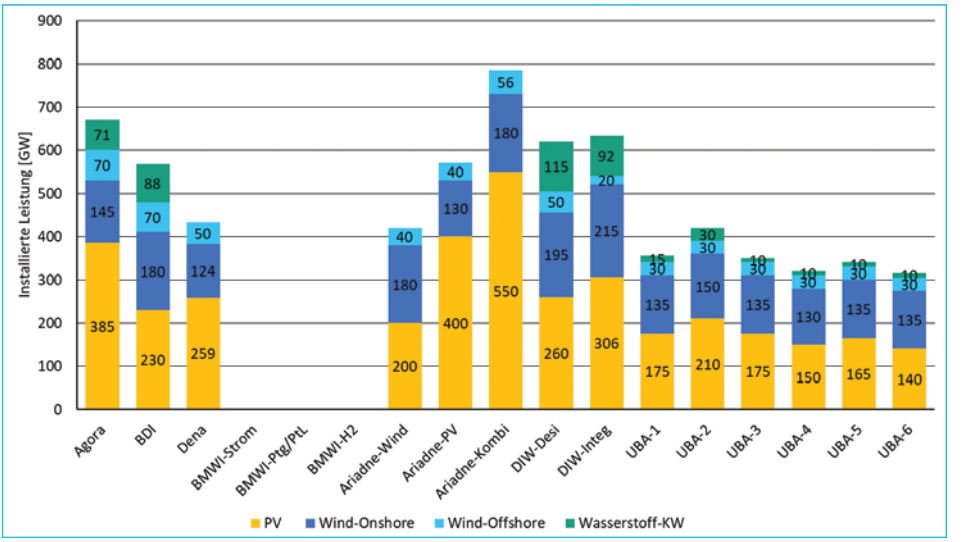


Abb. 6: Installierte Kapazität PV, Windkraft und Wasserstoff 2045/2050 in verschiedenen Studien und Szenarien [24][25] [26][27] [28][29][30]. Anmerkung: In BMWI-1 bis BMWI-3 [27] sind keine Daten genannt.

Allen Studien gemeinsam ist jedoch die Annahme eines sehr weitgehenden Ausbaus der Windenergie und der Photovoltaik. Je nach Szenario werden installierte Leistungen von mehreren hundert Gigawatt angenommen, ergänzt durch Wasserstoffkraftwerke, Speicher sowie einen erheblichen Ausbau der Stromnetze. Die Spannweite der Ergebnisse verdeutlicht zugleich die bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems.

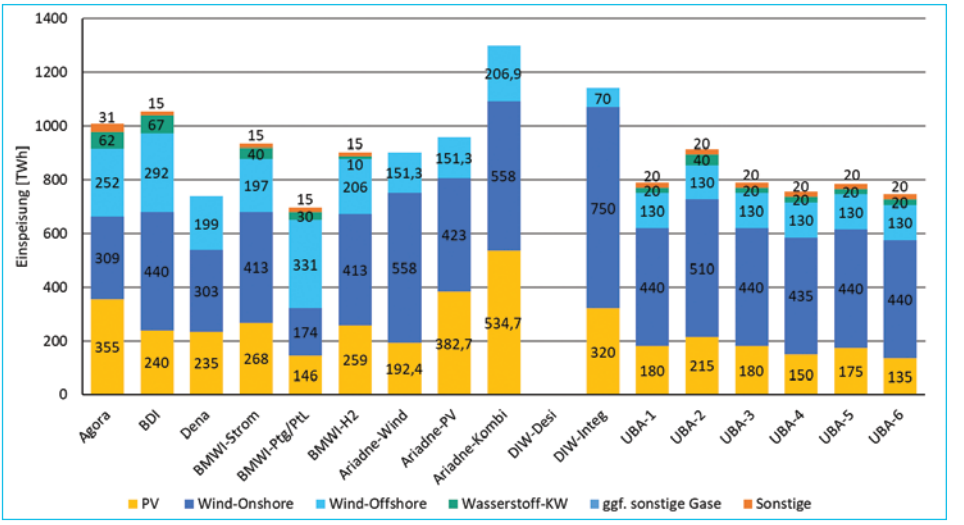


Abb. 7: Prognostizierte Einspeisung elektrischer Energie 2045/2050 gemäß verschiedener Studien und Szenarien [24][25] [26][27] [28][29][30]. Anmerkung: In DIW-Desi [29] sind keine Daten genannt

Ein Vergleich der in den Studien ausgewiesenen Strombedarfe mit dem heutigen Endenergiebedarf verdeutlicht die zugrunde liegenden Größenordnungen. Die untersuchten Szenarien gehen von einer jährlichen Stromerzeugung zwischen etwa 800 und 1.300 TWh aus (Abbildung 7). Demgegenüber beträgt der heutige Endenergiebedarf Deutschlands rund 2.300 TWh pro Jahr [1], wovon gegenwärtig lediglich etwa 20 % (ca. 460 TWh/a) als elektrische Energie bereitgestellt werden. Rund 80 % entfallen auf fossile Energieträger bzw. andere nicht-elektrische Energieträger.

Unter der vereinfachenden Annahme einer weitgehenden Elektrifizierung kann der heute nicht-elektrisch bereitgestellte Endenergiebedarf nicht im Verhältnis 1:1 in einen zukünftigen Strombedarf überführt werden. Entscheidend sind die jeweiligen Umwandlungswirkungsgrade bis zur benötigten Nutzenergie. Bei der Umwandlung fossiler Energieträger in mechanische oder elektrische Nutzenergie liegen die resultierenden Gesamtwirkungsgrade typischerweise in einer Größenordnung von etwa 30 bis 40 %. Bei einer direkten elektrischen Bereitstellung entfällt ein wesentlicher Teil dieser Umwandlungsverluste. Für Wärmeanwendungen ergeben sich dagegen, abhängig vom Temperaturniveau und der eingesetzten Technologie, teilweise deutlich andere Verhältnisse.

Wird für eine überschlägige Betrachtung dennoch ein mittlerer äquivalenter Umwandlungsfaktor von 30 bis 40 % angesetzt, wären für die Substitution der heute rund 1.840 TWh/a nicht-elektrisch bereitgestellten Endenergie etwa 550 bis 740 TWh/a elektrische Energie erforderlich. Die hier zugrunde liegende Berechnung ist stark vereinfacht, soll allerdings eine Größenordnung liefern. Zusammen mit dem heutigen Strombedarf von rund 460 TWh/a ergibt sich damit eine Größenordnung des zukünftigen elektrischen Endenergiebedarfs von etwa 1.000 bis 1.200 TWh/a. Diese Abschätzung liegt damit in der Größenordnung der in den untersuchten Szenarien ausgewiesenen jährlichen elektrischen Arbeit

Damit ist allerdings zunächst nur die Größenordnung des zukünftigen elektrischen Endenergiebedarfs beschrieben. Sie erlaubt noch keine Aussage darüber, welche elektrische Arbeit auf der Erzeugungsseite tatsächlich bereitgestellt werden muss. Auch das zukünftige Energiesystem weist Umwandlungsverluste auf, insbesondere für diejenigen Energieanteile, die aufgrund der zeitlichen Differenz zwischen Erzeugung und Bedarf gespeichert werden müssen. Bei Batteriespeicherung, Power-to-Gas-Prozessen, Wasserstoffspeicherung und insbesondere einer anschließenden Rückverstromung entstehen teils erhebliche zusätzliche Verluste. Die auf der Erzeugungsseite erforderliche elektrische Arbeit muss daher entsprechend größer sein als die letztlich beim Verbraucher benötigte elektrische Endenergie.

Darüber hinaus genügt eine ausgeglichene Jahresenergiebilanz nicht als Nachweis für die Versorgungssicherheit. Erzeugung und Bedarf müssen zu jedem Zeitpunkt und nicht nur in ihrer Jahressumme ausgeglichen werden.

Welche zusätzlichen Erzeugungs-, Speicher- und Rückverstromungskapazitäten daraus resultieren, lässt sich daher nur durch eine zeitaufgelöste Betrachtung des Gesamtsystems bestimmen.

Gleichzeitig wird deutlich, dass diese Größenordnung weitreichende Voraussetzungen einschließt. Sie setzt voraus, dass große Teile der heutigen Industrieprozesse, der Wärmeversorgung sowie des Verkehrs elektrifiziert werden (können). Damit beschränkt sich die Fragestellung nicht allein auf den Ausbau der Stromerzeugung oder die Entwicklung geeigneter Speichertechnologien. Vielmehr müssen auch die technologischen Reifegrade zahlreicher industrieller Anwendungen berücksichtigt werden. Die Diskussion über das Technology Readiness Level (TRL) umfasst daher nicht nur das Energiesystem mit Erzeugung, Energiespeichern, Wasserstoffinfrastrukturen und Rückverstromungstechnologien usw., sondern ebenso die Elektrifizierung energieintensiver Industrieprozesse und der Wärmeversorgung. Während hierfür in zahlreichen Anwendungen technisch etablierte Lösungen vorliegen (z. B. Wärmeversorgung Gebäudesektor), bestehen insbesondere bei der großtechnischen Elektrifizierung energieintensiver Hochtemperaturprozesse sowie bei deren wirtschaftlicher Umsetzung weiterhin erhebliche Herausforderungen.

Weiter sei darauf hingewiesen, dass der gegenwärtig sehr dynamische Ausbau von Anwendungen der Künstlichen Intelligenz und der damit verbundene zusätzliche Strombedarf von Rechenzentren in vielen der hier betrachteten Szenarien noch nicht in der heute absehbaren Größenordnung berücksichtigt werden konnte. Zwar führt der kontinuierliche technische Fortschritt in der Mikroelektronik zu einer stetigen Verbesserung der Energieeffizienz moderner Prozessoren und Rechenzentren, gleichzeitig steigen jedoch Umfang, Komplexität und Anzahl digitaler Anwendungen sowie der Rechenaufwand moderner KI-Modelle mit hoher Dynamik. Die erzielten Effizienzgewinne werden dadurch voraussichtlich überkompensiert, sodass insgesamt von einem weiteren deutlichen Anstieg des Strombedarfs digitaler Infrastrukturen auszugehen ist. Nach aktuellen Abschätzungen der Internationalen Energieagentur (IEA) wird sich der weltweite Strombedarf von Rechenzentren von rund 415 TWh im Jahr 2024 auf etwa 945 TWh im Jahr 2030 mehr als verdoppeln. Wesentlicher Treiber dieser Entwicklung sind Anwendungen der Künstlichen Intelligenz sowie die hierfür erforderlichen Hochleistungsrechenzentren. Damit entsteht auch für Deutschland ein zusätzlicher Strombedarf, der in älteren Szenarien noch nicht oder nur eingeschränkt abgebildet sein konnte und bei zukünftigen Bedarfsabschätzungen berücksichtigt werden muss.

Darüber hinaus ist zu bemerken, dass Szenarien, wie hier diskutiert, nicht nur Annahmen über das zukünftige Energiesystem treffen, sondern vielfach auch Veränderungen des gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Umfelds unterstellen. Dies betrifft beispielsweise das Mobilitätsverhalten, die Wohnflächen-

entwicklung, die Verkehrsleistung oder den zukünftigen Ressourcenbedarf. Solche Annahmen beeinflussen den berechneten Energiebedarf unmittelbar und tragen wesentlich zu den Ergebnissen der jeweiligen Studie bei. Die Studien beschreiben somit nicht ausschließlich ein zukünftiges Energiesystem, sondern teilweise auch veränderte gesellschaftliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen.

Die Bewertung der verschiedenen Studien sollte daher nicht allein anhand der ausgewiesenen Ausbauzahlen erfolgen. Von entscheidender Bedeutung sind vielmehr die zugrunde gelegten Annahmen, deren technische Realisierbarkeit sowie die Frage, inwieweit sie den zukünftigen Energiebedarf eines hochindustrialisierten Landes unter den Bedingungen wirtschaftlichen Wachstums, zunehmender Digitalisierung und neuer industrieller Anwendungen tatsächlich abbilden. Die entscheidende Herausforderung besteht daher weniger in der Abschätzung des heutigen Energiebedarfs als vielmehr in der belastbaren Bewertung zukünftiger technologischer, wirtschaftlicher und gesellschaftlicher Entwicklungen. Diese Fragestellungen werden im Folgenden am Beispiel des UBA-6-Szenarios [30] und anhand der zeitaufgelösten Untersuchungen von Pieper [34] näher betrachtet.

4.2. Physikalische Bewertung zukünftiger Energiesysteme

Die im vorhergehenden Abschnitt vorgestellten Szenariostudien liefern unterschiedliche Entwicklungspfade hin zu einem treibhausgasneutralen Energiesystem. Gemeinsam ist ihnen, dass sie Aussagen über den zukünftigen Ausbau der Stromerzeugung sowie über die erforderliche jährliche elektrische Arbeit treffen. Für die technische Bewertung eines zukünftigen Energiesystems reicht die Betrachtung der Jahresarbeit allein jedoch nicht aus. Ein elektrisches Energieversorgungssystem muss zu jedem Zeitpunkt genau diejenige Leistung bereitstellen, die aktuell von den Verbrauchern nachgefragt wird. Bereits geringe Abweichungen zwischen Erzeugung und Bedarf führen unmittelbar zu Frequenzänderungen im Netz und gefährden die Versorgungssicherheit. Die physikalische Randbedingung lautet daher nicht nur, den jährlichen Energiebedarf zu decken, sondern den Leistungsbedarf jederzeit sicherzustellen.

Zur Untersuchung dieser Fragestellung sei hier auf die bereits 2018 und 2019 publizierten Arbeiten [18][34] zurückgegriffen. Ziel dieser Arbeiten war es nicht, einen weiteren Transformationspfad für Deutschland zu entwickeln, sondern die physikalischen Anforderungen eines weitgehend elektrifizierten Energiesystems unter Berücksichtigung realer Wetter- und Lastverläufe zu analysieren.

Hierzu wurde ein Simulationsmodell [34] entwickelt, welches die Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit historischen Lastgängen koppelt. Berücksichtigt werden Batteriespeicher, Pumpspeicherwerke, Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher sowie wasserstoffbetriebene Kraftwerke einschließlich sämtlicher Umwandlungswirkungsgrade entlang der Energiekette. Im Gegensatz zu einer reinen Jahresenergiebilanz erfolgt die Berechnung zeitaufgelöst. Für jede Zeiteinheit wird überprüft, ob die aktuell verfügbare Leistung ausreicht, den momentanen Leistungsbedarf vollständig zu decken oder ob Speicher beziehungsweise rückverstromende Kraftwerke eingesetzt werden müssen.

Modellvergleich in Gw_{el}

Energieform	Referenz-modell [33]	UBA 6 [29]
PV	124	140
Wind,on	132	135
Wind, off	54	30
Summe	**310**	**305**
Biomasse	8	
Wasserstoff	5,5	
Gesamt	**323,5**	**305**

Referenzmodell – zeitaufgelöste Simulation [33]

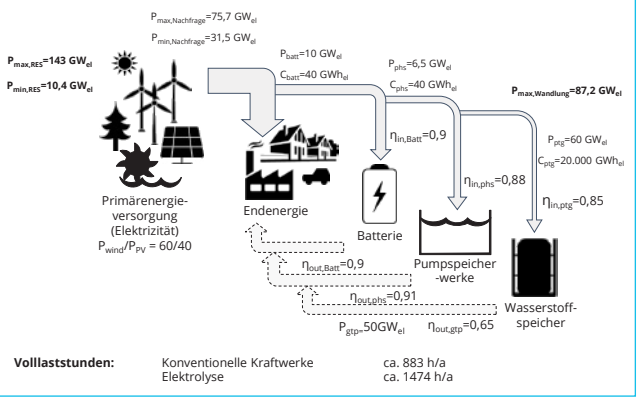


Abb. 8: Referenzmodell für Versorgung mit regenerativer Energie inklusive Speicher und Rückverstromung und Vergleich der installierten Leistungen des Referenzmodells [34] und des UBA-6-Szenarios [30]

Abbildung 8 zeigt das entwickelte Referenzmodell schematisch. Grundlage bildet eine installierte Leistung erneuerbarer Energien von rund 310 GW, bestehend aus 124 GW Photovoltaik, 132 GW Windenergie an Land, 54 GW Offshore-Windenergie sowie Wasserkraft und Biomasse. Die abgeschätzten Ausbaugrößen liegen hinsichtlich ihrer Größenordnung sehr nahe an den Ausbauannahmen des UBA-6-Szenarios (305 GW_{el}, Abbildung 8), was einen interessanten Vergleich ermöglicht. Die beiden Modelle unterscheiden sich hinsichtlich der Randbedingungen und Schlussfolgerungen allerdings deutlich. Während das Referenzmodell [34] im Wesentlichen untersucht, unter welchen physikalischen und technischen Randbedingungen der heutige elektrische Lastbedarf eines hochindustrialisierten Landes durch ein weitgehend auf erneuerbaren Energien basierendes System gedeckt werden kann, beschreibt das UBA-6-Szenario einen umfassenden Transformationspfad zu einem treibhausgasneutralen Gesamtsystem. Das UBA-6-Szenario schreibt den heutigen Lebens- und Wirtschaftsmodus nicht fort, sondern setzt erhebliche Veränderungen von Mobilität, Wohnen, Konsum und Ressourcennutzung voraus.

Trotz einer installierten Gesamtleistung von über 300 GW schwankt die tatsächlich verfügbare Leistung der erneuerbaren Energien infolge der meteorologischen Randbedingungen in einem erheblichen Maße zwischen 10,4 GW und 143 GW [34]. Demgegenüber bewegt sich die elektrische Last des heutigen Energiesystems zwischen ca. 30 GW und ca. 75 GW [34]. Bereits diese Gegenüberstellung verdeutlicht den grundlegenden Unterschied zwischen installierter Leistung und tatsächlich verfügbarer Leistung. Während installierte Leistungen häufig die öffentliche Diskussion prägen, entscheidet für die Deckung des momentanen Leistungsbedarfs die im jeweiligen Zeitpunkt verfügbare Leistung.

Bemerkenswert ist dabei, dass die minimale Einspeisung von 10,4 GW noch rund 8 GW installierte, jedoch regelbare Leistung aus Biomasse umfasst. Zieht man diesen Anteil mit einem Faktor von 0,65 ab, verbleibt für Windenergie- und Photovoltaikanlagen eine Mindestleistung (gesicherte Leistung) von lediglich rund 5 GW, die hier vereinfachend als Maß für die gesicherte Leistung herangezogen wird. 0,65 entspricht der gesicherten Leistung bezogen auf die installierte Leistung bei Biomasseenergieanlagen. Bezogen auf die installierte Leistung von Windenergie und Photovoltaik mit rund 300 GW entspricht dies etwa 2 %. Dieses Ergebnis stimmt bemerkenswert gut mit den zuvor dargestellten Auswertungen realer Einspeisedaten von VGB PowerTech [35][36] und Untersuchungen der Deutschen Energie-Agentur sowie von Übertragungsnetzbetreibern [32][33][37] überein. Die VGB-Auswertungen zeigen für den deutschen Windpark eine permanent verfügbare bzw. gesicherte Leistung von deutlich unter 1 % der installierten Nennleistung; für Photovoltaik beträgt die gesicherte Leistung ohne Speicher aufgrund der nächtlichen Nichtverfügbarkeit 0 %. Das Referenzmodell bestätigt damit die zuvor aus realen Einspeisedaten abgeleitete Größenordnung auch im Rahmen einer zeitaufgelösten Simulation [34].

Zur Überbrückung dieser Schwankungen ist ein umfangreiches Speichersystem erforderlich. Kurzfristige Laständerungen werden in dem Referenzmodell zunächst durch Batteriespeicher und Pumpspeicherwerke ausgeglichen, langfristige Unterdeckungen werden über Wasserstoffsysteme kompensiert. Nicht unmittelbar benötigte *(überschüssige)* elektrische Energie wird mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, gespeichert und bei Bedarf in wasserstoffbefeuerten Kraftwerken wieder verstromt. Das Referenzmodell berücksichtigt dabei sämtliche Umwandlungsverluste entlang der Prozesskette. Sowohl die Elektrolyse als auch Speicherung, Rückverstromung sowie Batterie- und Pumpspeicherverluste reduzieren den nutzbaren Energieinhalt erheblich und erhöhen den erforderlichen Ausbau der Stromerzeugung entsprechend.

Ein weiteres wesentliches Ergebnis betrifft die Auslastung dieser zusätzlichen Anlagen. Die Elektrolyseure erreichen lediglich rund 1.474 Vollbenutzungsstunden pro Jahr, wasserstoffbetriebene Kraftwerke sogar nur etwa 883 Vollbenutzungsstunden pro Jahr. Diese vergleichsweise geringe Auslastung verdeutlicht, dass erhebliche zusätzliche Anlagenkapazitäten vorgehalten werden müssen, die nur einen begrenzten Teil des Jahres mit Nennleistung genutzt werden. Dies stellt insbesondere bei kapitalintensiven Anlagen hohe Anforderungen an deren Wirtschaftlichkeit, da die Investitionskosten auf vergleichsweise wenige Vollbenutzungsstunden umgelegt werden müssen.

Insgesamt zeigen die Berechnungen, dass mit den gewählten Ausbaugrößen der heutige Strombedarf grundsätzlich gedeckt werden kann. Gleichzeitig wird jedoch deutlich, dass hierfür neben den eigentlichen Erzeugungsanlagen ein zweites, funktional nahezu ebenso komplexes Energiesystem aus Speichern, Elektrolyseuren, Wasserstoffspeichern und rückverstromenden Kraftwerken erforderlich sein wird. Die erforderlichen Netzkapazitäten sind in dem Referenzmodell nicht untersucht worden, sondern werden vielmehr als vorhanden vorausgesetzt. Die physikalische Herausforderung besteht daher nicht allein im Ausbau der Stromerzeugung, sondern vor allem in der jederzeit sicheren Bereitstellung elektrischer Leistung – d. h., im Zusammenwirken aller Komponenten.

Wie zuvor erläutert, sei hier nochmals betont: Bei annähernd gleichen installierten Stromerzeugungsleistungen deckt das Referenzmodell lediglich den heutigen Strombedarf, während das UBA-6-Szenario unter seinen veränderten Randbedingungen die Deckung des gesamten zukünftigen Energiebedarfs Deutschlands beansprucht.

Warum das UBA-6-Szenario zu dem Schluss gelangt, dass mit der nahezu identischen Ausbaukapazität wie in dem Referenzmodell eine vollständig elektrifizierte, treibhausgasneutrale Zukunft für Deutschland möglich erscheint, zeigt ein genauer Blick auf die Randbedingungen. Das UBA-6-Szenario geht unter anderem davon aus, dass sich das Mobilitätsverhalten grundlegend verändert. Flugreisen nehmen nur noch geringfügig zu, Geschäftsreisen werden zunehmend durch digitale Kommunikation ersetzt, der öffentliche Personennahverkehr sowie Car- und Ride-Sharing gewinnen erheblich an Bedeutung, während der motorisierte Individualverkehr insbesondere im urbanen Raum deutlich zurückgeht. Gleichzeitig führen Ressourceneffizienzsteigerungen zu sinkenden Güterverkehrsleistungen. Elektromobilität dominiert künftig den Straßenverkehr, unterstützt durch leichtere Fahrzeuge sowie den Ausbau elektrifizierter Verkehrsinfrastrukturen [30]. Noch deutlicher werden die Einschränkungen bzw. Veränderungen bezüglich des Wohnens, bei dem das UBA-6-Szenario eine zunehmende Urbanisierung unterstellt. Diese Annahmen führen bereits auf der Nachfrageseite zu einer erheblichen Reduzierung des zukünftigen Energiebedarfs.

Das UBA-6-Szenario beschreibt somit nicht ausschließlich die Transformation des Energiesystems, sondern gleichzeitig einen tiefgreifenden Wandel des Mobilitäts-, Konsum- und Wirtschaftsverhaltens. Die Unterschiede zwischen beiden Untersuchungen beruhen deshalb nicht nur auf unterschiedlichen physikalischen Randbedingungen, sondern auf unterschiedlichen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Annahmen. Das Referenzmodell [34] geht vom heutigen elektrischen Lastgang aus und untersucht, mit welchem technischen System dieser unter den Bedingungen einer weitgehend regenerativen Stromerzeugung zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann. Das UBA-6-Szenario betrachtet dagegen ein zukünftiges treibhausgasneutrales Gesamtsystem, dessen Energiebedarf bereits auf deutlich veränderten gesellschaftlichen, wirtschaftlichen und technologischen Randbedingungen beruht.

Der Vergleich zeigt, dass ähnliche Ausbauzahlen nicht zwangsläufig zu vergleichbaren Ergebnissen führen. Entscheidend sind vielmehr die den Berechnungen zugrunde liegenden Randbedingungen. Während das Referenzmodell [34] den Erhalt des heutigen Wohlstands-, Versorgungs- und Industriestandards unter physikalischen Randbedingungen untersucht, setzt das UBA-6-Szenario gleichzeitig erhebliche Veränderungen des Mobilitätsverhaltens, der Ressourcennutzung sowie der Wirtschafts- und Lebensweise voraus. Die zentrale Fragestellung zukünftiger Energiesysteme lautet daher nicht allein, ob eine treibhausgasneutrale Energieversorgung technisch möglich ist. Ebenso entscheidend ist, unter welchen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Randbedingungen diese erreicht werden soll und ob diese mit dem langfristigen Erhalt von Wohlstand, industrieller Wertschöpfung und internationaler Wettbewerbsfähigkeit vereinbar sind.

5. Schlussfolgerungen

Bei der Entwicklung des Energiesystems muss weit über den Ausbau einzelner Erzeugungstechnologien hinausgedacht werden. Die Bereitstellung einer sicheren, wettbewerbsfähigen und emissionsarmen Energieversorgung stellt eine komplexe Systemaufgabe dar, bei der Stromerzeugung, Speicher, Netze, Wärmeversorgung, Industrie, Mobilität sowie internationale Wettbewerbsfähigkeit gleichermaßen berücksichtigt werden müssen.

Die voranstehenden Betrachtungen zeigen, dass zahlreiche technische Fragestellungen derzeit noch nicht abschließend beantwortet sind. Hierzu zählen insbesondere die Bereitstellung ausreichender gesicherter Leistung während längerer Dunkelflauten, der wirtschaftliche Aufbau saisonaler Speicher, die zukünftige Wärmeversorgung urbaner Räume sowie die Elektrifizierung energieintensiver

Industrieprozesse. Gleichzeitig führen Digitalisierung und Künstliche Intelligenz zu einem zusätzlichen Strombedarf, dessen Größenordnung in vielen der bisherigen Szenariostudien bislang nur unzureichend berücksichtigt wurde.

Darüber hinaus zeigt der Vergleich verschiedener Szenarien (wie zu erwarten), dass deren Ergebnisse wesentlich von den zugrunde gelegten Randbedingungen abhängen. Unterschiede ergeben sich häufig weniger aus unterschiedlichen technischen Bewertungen als vielmehr aus unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich Mobilität, Ressourcenbedarf, Industrieentwicklung und gesellschaftlicher Veränderungen. Eine belastbare Bewertung zukünftiger Entwicklungspfade setzt daher voraus, technische Machbarkeit und gesellschaftliche Randbedingungen gleichermaßen transparent darzustellen.

Vor diesem Hintergrund ergeben sich folgende Schlussfolgerungen.

5.1. Technologieoffenheit und Neubewertung der Energieoptionen

Die zukünftige Entwicklung des Energiesystems sollte sich stärker an den Anforderungen des Gesamtsystems als an einzelnen Technologien orientieren. Maßgebliche Bewertungskriterien sind Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Ressourceneffizienz, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und die Reduzierung von Treibhausgasemissionen. Welche Technologien diese Anforderungen erfüllen, sollte technologieoffen bewertet werden. Innovation entsteht durch den Wettbewerb unterschiedlicher technischer Lösungen und nicht durch deren frühzeitige politische Festlegung.

Vor diesem Hintergrund erscheint eine ergebnisoffene Neubewertung aller verfügbaren Energieoptionen erforderlich. Hierzu gehören neben Windenergie und Photovoltaik auch Speichertechnologien, Wasserkraft, Biomasse, Geothermie, Kernenergie, Carbon Capture and Storage (CCS), Carbon Capture and Utilization (CCU) sowie weitere innovative Verfahren. Ebenso sollte die Nutzung heimischer Energieressourcen einschließlich unkonventioneller Erdgasvorkommen unter Berücksichtigung aktueller technischer, wirtschaftlicher, geopolitischer und umweltbezogener Erkenntnisse neu bewertet werden. Ziel muss es sein, technologische Optionen nicht vorzeitig auszuschließen, Importabhängigkeiten zu reduzieren und gleichzeitig Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit langfristig zu stärken.

5.2. Förderpolitik neu ausrichten

Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 wurden insbesondere Windenergie und Photovoltaik über einen Zeitraum von inzwischen mehr als 25 Jahren in erheblichem Umfang gefördert. Diese Förderung hat wesentlich zum Ausbau der installierten Leistungen, zur technologischen Weiterentwicklung und zu deutlichen Kostensenkungen beigetragen

Wie bereits zuvor (Kapitel 3.2.) erwähnt, ist mit zunehmender technologischer Reife der Schwerpunkt der Förderpolitik anzupassen. Dauerhafte technologiespezifische Förderungen dürfen kein Selbstzweck sein. Staatliche Unterstützung muss sich künftig stärker auf Forschung, Demonstration und industrielle Markteinführung neuer Technologien konzentrieren. Gleichzeitig ist die Förderung konsequent an den Anforderungen des Gesamtsystems auszurichten. Im Mittelpunkt sollten daher künftig insbesondere Speichertechnologien, gesicherte Leistung, Netzintegration, Sektorenkopplung, Wärmeversorgung sowie die Elektrifizierung industrieller Prozesse stehen. Förderung muss grundsätzlich ein klares Ziel, messbare Erfolgskriterien sowie einen definierten Endpunkt besitzen.

Der Maßstab zukünftiger Förderpolitik darf damit nicht die zusätzlich installierte Leistung, sondern der systemdienliche Beitrag einer Technologie sein.

5.3. Realistische Zielpfade und Versorgungssicherheit

Die Untersuchungen zeigen, dass wesentliche Elemente eines weitgehend treibhausgasneutralen Energiesystems – insbesondere großskalige Speicher, Wasserstoffwirtschaft, Rückverstromung sowie zahlreiche industrielle Anwendungen – teilweise noch erhebliche technologische und wirtschaftliche Entwicklungsbedarfe aufweisen. Gleichzeitig unterscheiden sich die internationalen Strategien hinsichtlich der angestrebten Zeitpfade erheblich.

Vor diesem Hintergrund sollte die weitere Entwicklung des Energiesystems regelmäßig anhand des tatsächlich erreichten technologischen Fortschritts, der Versorgungssicherheit, der wirtschaftlichen Entwicklung sowie der internationalen Wettbewerbsbedingungen überprüft werden. Langfristige Zielsetzungen dürfen nicht losgelöst von ihrer technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit betrachtet werden. Dies gilt auch für das deutsche Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045. Wenn sich zeigt, dass hierfür erforderliche Technologien, Infrastrukturen oder wirtschaftliche Voraussetzungen nicht rechtzeitig und in der notwendigen Größenordnung zur Verfügung stehen, müssen nicht nur die Instrumente, sondern gegebenenfalls auch Zielpfade und Zielzeitpunkte überprüft und angepasst werden.

Die Entwicklung eines nachhaltigen Energiesystems ist ein kontinuierlicher technischer und gesellschaftlicher Entwicklungsprozess und kein einmaliger Transformationsschritt. Versorgungssicherheit muss dabei eine fest verankerte Randbedingung darstellen. Ein Energiesystem kann langfristig nur dann tragfähig sein, wenn Energie zu jedem Zeitpunkt in ausreichender Menge, mit der erforderlichen Leistung und zu international wettbewerbsfähigen Kosten bereitgestellt werden kann.

5.4. Wettbewerbsfähigkeit, Planungssicherheit und industrielle Entwicklung

Investitionen in Kraftwerke, Netze, Speicher, Industrieanlagen und Wärmeversorgung erfolgen über Zeiträume von mehreren Jahrzehnten. Eine erfolgreiche Entwicklung erfordert deshalb langfristig stabile regulatorische Rahmenbedingungen, verlässliche Investitionsbedingungen sowie eine deutliche Beschleunigung von Genehmigungs- und Planungsverfahren.

Gleichzeitig erfolgt die Entwicklung des deutschen Energiesystems unter den Bedingungen eines globalen Wettbewerbs. Rohstoffreiche Staaten verfügen teilweise über erhebliche Vorteile hinsichtlich ihrer Energie- und Rohstoffversorgung; zugleich streben zahlreiche große Volkswirtschaften vollständige Treibhausgasneutralität erst deutlich später als Deutschland und die Europäische Union an. Unterschiede bei Energiepreisen, regulatorischen Anforderungen und Transformationsgeschwindigkeiten beeinflussen unmittelbar die internationale Wettbewerbsfähigkeit insbesondere energieintensiver Industrien.

Dabei dürfen industrielle Wertschöpfungsketten nicht isoliert betrachtet werden. Eine Schwächung energie- und rohstoffintensiver Grundstoffindustrien wirkt sich unmittelbar auf nachgelagerte Wertschöpfungsstufen aus. Gehen industrielle Produktion und Wertschöpfung verloren, reduzieren sich zugleich Investitionsfähigkeit, Forschungsaktivitäten und die finanziellen Spielräume für zukünftige Innovationen. Wettbewerbsfähigkeit ist deshalb kein Gegensatz zum Umwelt- und Klimaschutz, sondern eine wesentliche Voraussetzung dafür, technologische Entwicklung, Investitionen und gesellschaftlichen Wohlstand dauerhaft zu ermöglichen. Hier sei beispielhaft auf die Reduzierung von Emissionen wie NO_x, SO_2, Hg usw. in den vergangenen 50 Jahren hingewiesen, diese bemerkenswerte Reduktion wurde einzig durch Innovationen und nicht durch Verbote von Industrieprozessen o. dgl. erreicht.

5.5. Bildung, Forschung und Innovation als zentrale Ressource

Deutschland verfügt trotz begrenzter natürlicher Energieressourcen über hervorragende Voraussetzungen in Wissenschaft, Forschung und Ingenieurwesen sowie weiterhin über eine leistungsfähige industrielle Basis. Gerade vor dem Hintergrund der hohen Abhängigkeit von Energie- und Rohstoffimporten kommt diesen Ressourcen eine besondere Bedeutung zu. Die Entwicklung eines sicheren, wirtschaftlichen und emissionsarmen Energiesystems stellt eine anspruchsvolle wissenschaftliche und technische Aufgabe dar, die erhebliche Innovationsleistungen in nahezu allen Bereichen der Ingenieur- und Naturwissenschaften erfordert.

Bildung, Hochschulen und Forschung sind deshalb nicht lediglich Begleiter der zukünftigen Entwicklung, sondern eine ihrer wesentlichen Ressourcen. Dies setzt zugleich die Freiheit voraus, unterschiedliche technologische Ansätze wissenschaftlich zu untersuchen und weiterzuentwickeln. Die frühzeitige politische oder gesellschaftliche Ausgrenzung einzelner Technologien kann nicht nur zukünftige technische Optionen beschränken, sondern langfristig auch zum Verlust wissenschaftlicher und industrieller Kompetenzen führen. Dies gilt beispielsweise für die Kernenergietechnik, mit der umfangreiche Forschungsfragen von der Materialwissenschaft über Thermofluiddynamik und Regelungstechnik bis hin zu neuen Reaktorkonzepten und dem Brennstoffkreislauf verbunden sind.

Der Erfolg der zukünftigen Entwicklung des Energiesystems wird sich daher nicht daran messen lassen, wie viele Gigawatt Windenergie oder Photovoltaik installiert wurden oder welche politischen Zieljahre beschlossen sind. Entscheidend wird vielmehr sein, ob es gelingt, ein Energiesystem zu entwickeln, das Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Ressourceneffizienz, industrielle Wettbewerbsfähigkeit und Emissionsminderung gleichermaßen gewährleistet. Nicht die installierte Leistung entscheidet über den Erfolg eines Energiesystems, sondern dessen Fähigkeit, Energie jederzeit sicher, wirtschaftlich und nachhaltig bereitzustellen.

Danksagung

Der Autor dankt Herrn Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Rochau für die wertvolle Unterstützung bei der Quellenrecherche und -auswertung sowie bei der Erstellung der Abbildungen.

6. Quellen

[1] International Energy Agency: World Energy Balances Highlights, 2025: https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights (Stand: 24.07.2026).

[2] Crippa M et al.: GHG emissions of all world countries – JRC/IEA 2025 Report, Luxembourg, 2025, https://data.europa.eu/doi/10.2760/9816914, JRC143227.

[3] Ritchie, H; Rosado,P; Roser,M 2023: Energy. Data adapted from Energy Institute, Smil, U.S. Energy Information Administration, Various sources. Retrieved from https://archive.ourworldindata.org/20260821-075122/grapher/energy-mix.html (Stand: 21.08.2026).

[4] Ministry of Environment, Forest and Climate Change, Government of India: Net Zero Emissions Target. https://pib.gov.in/PressReleaseIframePage.aspx?PRID=1945472, 2023 (Stand: 19.08.2026).

[5] Asian Development Bank: The 14th Five-Year Plan of the People's Republic of China – Fostering High-Quality Development, 2021. DOI: http://dx.doi.org/10.22617/BRF210192-2.

[6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Nationale Klimaschutzpolitik 2025. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/nationale-klimaschutzpolitik.html (Stand: 19.08.2026).

[7] Climate Analytics and NewClimate Institute, https://climateactiontracker.org/countries/india/net-zero-targets, 2025 (Stand: 19.08.2026).

[8] International Energy Agency, https://www.iea.org/policies/14855-energy-strategy-of-the-russian-federation-for-the-periodup-up-to-2035, 2025 (Stand: 19.08.2026).

[9] Korppoo, A; Alisson, A 2023: Russian Climate Strategy: Imitating Leadership. Climate Strategies.

[10] The Russian Government, http://government.ru/en/docs/, 2020.

[11] The White House, https://www.whitehouse.gov/climate/, 2021 (Stand: 29.05.2024).

[12] U.S. Department of State, https://www.state.gov/policy-issues/climatecrisis/, 2024 (Stand: 16.05.2024).

[13] Mitrova, T.; Yermakov, V.: Russia's Energy Strategy – 2035: Struggling to Remain Relevant, Russie.Nei.Reports, No 28 Ifri, December 2019.

[14] Goldberg K. N.; Energieversorgung und Klimastrategien führender Nationen weltweit; Studienarbeit TU Dresden, 10.01.2025.

[15] Fischer, K.; Pieper, C.; Unz, S.; Beckmann, M.; Bertau, M.: Energie und Rohstoffverbund. In: Beckmann, M.; Hurtado, A. (Hrsg.): Kraftwerkstechnik 2019 – Power Plant Technology, Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2019, S. 11–18, ISBN 978-3-934409-93-4.

[16] Welt: Immer mehr Batteriespeicher: Neue Großanlage jetzt im Bau, 01.07.2026: https://www.welt.de/regionales/sachsen-anhalt/article6a4443cec04ea97a4e503403/immer-mehr-batteriespeicher-neue-grossanlage-jetzt-in-bau.html, 2026 (Stand: 19.08.2026).

[17] Beckmann, M.; Pieper, C.: Erneuerbare Energien – Entwicklungen und Perspektiven. In: Thomé-Kozmiensky, K.J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien – Band 5. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2011, S. 3–22. ISBN 978-3-935317-64-1.

[18] Pieper, C.; Beckmann, M.: Transformation of the German energy system – Technology Readiness Levels 2018. In: VGB PowerTech Heft 8/2019, S. 52–59.

[19] Beckmann, M.; Pieper, C.; Scholz, R. und Muster, M.: Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien – Teil I: Energiebedarf sowie Energiebereitstellung und -verteilung. In: WASSER und ABFALL, Heft 7/8/2012, S. 47–55.

[20] Beckmann, M.; Pieper, C.; Scholz, R. und Muster, M.: Perspektiven für eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien – Teil II: Speicherbedarf, Regionale Demonstrationseinheit und Ausblick. In: WASSER und ABFALL, Heft 9/2012, S. 20–27.

[21] European Commission: Samsø Energy Academy, https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/supporting-organisations/samso-energy-academy (abgerufen 19.08.2026).

[22] European Commission: St. Eustatius, https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/countries/netherlands/st-eustatius (Stand: 19.08.2026).

[23] Renewable Energy Institute: El Hierro – A Renewable Energy Haven in the Canary Islands, https://www.renewableinstitute.org/el-hierro-a-renewable-energy-haven-in-the-canary-islands/ (Stand: 19.08.2026).

[24] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut 2021: Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann. Langfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende.

[25] Bundesverband der Deutschen Industrie [BDI]. 2021: Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Berlin.

[26] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Hrsg.) 2021: dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität.

[27] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie [BMWi]. 2021: Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3: Kurzbericht: 3 Hauptszenarien.

[28] Kopernikus-Projekt Ariadne 2021: Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 – Szenarien und Pfade im Modellvergleich. https://doi.org/10.48485/pik.2021.006.

[29] Göke, L., Kemfert, C., Kendziorski, M., & von Hirschhausen, C. 2021: 100 Prozent erneuerbare Energien für Deutschland: Koordinierte Ausbauplanung notwendig. DIW Wochenbericht, 29/30 2021, S. 507–513.

[30] Günther, J., Lehmann, H., Nuss, P., & Purr, K. 2019: Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität: Executive Summary der RESCUE-Studie. Umweltbundesamt, https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/1410/publikationen/uba_hgp_wege_in_ress_treibhausgasneutralitat_11-11-2019_bf.pdf (Stand: 19.08.2026).

[31] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: https://energy-charts.info (Stand: 19.08.2026).

[32] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung). Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Februar 2010, Berlin.

[33] 50 Hertz: Energiewende Outlook 2035, Abschlussbericht: https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Netz/Netzentwicklung/Downloadbox%20Energiewende%20Outlook%202035/Abschlussbericht.pdf (Stand: 21.08.2026).

[34] Pieper, C.: Transformation of the German energy system – Towards photovoltaic and wind power. Dissertation TU Dresden. 2019.

[35] Linnemann, T.; Vallana, G. S.; Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität. Teil 1: Entwicklungen in Deutschland seit dem Jahr 2010. VGB PowerTech 6 2017. S. 63–73.

[36] Linnemann, T.; Vallana, G. S.; Windenergie in Deutschland und Europa. Status quo, Potenziale und Herausforderungen in der Grundversorgung mit Elektrizität. Teil 2: Europäische Situation im Jahr 2017. VGB PowerTech 10 2018. S. 68–86.

[37] 50 Hertz: https://www.50hertz.com/Transparenz/Kennzahlen/ErzeugungEinspeisung/EinspeisungausWindenergie (Stand: 18.08.2026).

tbfpartner

DAS UNBEKANNTE IST UNSER SPEZIALGEBIET.

Projekte im Energie- und Kraftwerkssektor werden zunehmend komplexer. Der Bedarf an ganzheitlichen und innovativen Lösungen rund um Themen wie **regenerative Wärmequellen** für Fernwärmenetze, **Wärmepumpen** und **Wärmespeicher**, **CO_2-Abscheidung** und **-Nutzung**, **Power-to-X**-Anwendungen sowie digitale und **KI-gestützte Lösungen** zur Steigerung von Effizienz, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit wird immer größer.

Sehen auch Sie sich mit solchen Herausforderungen konfrontiert?
Diesen möchten wir uns gemeinsam mit Ihnen stellen.
EXPLORING TOGETHER.

www.tbf.ch

Untersuchung eines Kernfusionkraftwerkskreisprozesses am Beispiel der Inertial Confinement Fusion (ICF)

Heinz Peter Berg, Marcus Maeder, Marko Kleissl, Tianxiao Xie,
Axel Himmelberg und Roland Dückershoff

1. Einleitung und zukünftige ICF-Kernfusionskraftwerkskonzepte 35

2. Beispiele einiger Trägheitsfusionsverfahren (Inertial Confinement Fusion, ICF) 36

3. MP-ICF (Materialprogrammed ICF), Materialprogrammierte Trägheitsfusion 38

4. Flexibles Kernfusionskraftwerk mit MP-ICF-Verfahren (Beispiel 50 MW_{el}) 41

5. Zusammenfassung, Ausblick und Pilotkraftwerk 2035 47

6. Quellen 48

1. Einleitung und zukünftige ICF-Kernfusionskraftwerks-konzepte

Im Dezember 2022 [1] konnte mit einer lasergetriebenen Zündung das Prinzip der Trägheitsfusion (ICF) experimentell bestätigt werden. Die Fusion lieferte bezogen auf die Fusionskapsel (im Folgenden als Capsule bezeichnet) nahe Kontrollvolumen mehr Energie, als durch die Laser auf das Brennstoff-Capsule übertragen wurde. Dieser erste Durchbruch sowie nachfolgende Versuchsreihen mit stetig verbesserter Energieausbeute nutzten den Laser als Treiber. Der Deuterium-Tritium (DT)-Brennstoff ist hierbei in einer sphärischen Hülle eines Capsule platziert. Zur Zündung wird das DT durch eine sphärische Schockwelle gebracht, die sich auf den zentralen Hotspot konzentriert (Abbildung 1, unten). Hier breitet sich die thermonukleare Verbrennung in die umgebende dichte Brennstoffschicht aus. Hierbei ergeben sich hohe Anforderungen an die Treiberenergie und -leistung, Implosionsgeschwindigkeit, Brennstoff-Adiabate,

die anfängliche Dichte des Brennstoffes und insbesondere an die Jitter-Güte (auf Deutsch *Taktzittern*, d. h. die zeitliche oder räumliche Abweichung einer Schockwelle vom idealen Eintreffpunkt/Takt).

Das physikalische Grundprinzip des MP-ICF-Verfahrens (Kapitel 2 bis 4), welches im hier vorgestellten Kraftwerkskonzept zugrunde gelegt wird, ist im Capsule-nahen Bereich ähnlich. So verwenden andere Forscher und Entwickler Schockwellen z. B. aus dem Target-Beschuss (z. B. Impact Driven-System in Kapitel 2) oder ähnlichen Verfahren, um die erforderlichen Hotspotbedingungen zu erreichen. Im Capsule-nahen Bereich muss der Jitter gegen sehr kleine Werte (Pikosekunden) streben um eine *Gurdely-ähnliche Sphärenentwicklung* [2] [3] zu erreichen. Dieses Prinzip gilt universell für alle ICF-Ansätze, einschließlich lasergetriebener Verfahren wie an der National Ignition Facility (NIF): Da die zeitliche Synchronisation am Capsule zwingend im Pikosekundenbereich liegen muss, verschiebt sich die physikalische Limitierung von einem hohen, rückwärts berechneten Energieeintrag hin zu extremen Spitzenleistungen im Capsule-nahen Bereich, um diesen minimalen Jitter zu erzwingen.

2. Beispiele einiger Trägheitsfusionsverfahren (Inertial Confinement Fusion, ICF)

Die Trägheitsfusion basiert auf der extremen Kompression und Aufheizung eines Fusionsbrennstoffs innerhalb sehr kurzer Zeit, um die Zündbedingungen über die Massenträgheit des Systems aufrechtzuerhalten. Historisch und technologisch differenzieren sich die wichtigsten ICF-Ansätze primär über die Art des Treibers und den Mechanismus des Energieeintrags und insbesondere der Jitter-Randbedingungen:

Laser Indirect Drive (LID): Hierbei bestrahlen hochenergetische Laserstrahlen die Innenwand eines Hohlraums mit hoher Ordnungszahl (meist Gold). Die resultierende thermische Röntgenstrahlung komprimiert das im Zentrum befindliche Fuel-Capsule hochsymmetrisch mit akzeptablen Jitter. Dieser Ansatz führte am Lawrence Livermore National Laboratory (NIF) zum ersten wissenschaftlichen Durchbruch [4] [5].

Laser Direct Drive (LDD): Bei diesem Verfahren treffen die Laserstrahlen direkt auf die Oberfläche des Targets (Ablator). Dies bietet einen signifikant höheren hydrodynamischen Wirkungsgrad, erfordert jedoch eine extreme Symmetrie und Homogenität, um das Wachstum von Rayleigh-Taylor-Instabilitäten (sehr stark vom Jitter abhängig) zu unterdrücken [6] [7].

Polar Direct Drive (PDD): Eine spezialisierte Unterform des LDD, optimiert für Anlagen, deren Strahlgeometrie ursprünglich für das Indirect-Drive-Verfahren ausgelegt wurde. Durch gezielte Repositionierung der Strahlen und adaptive Pulsformung wird die fehlende äquatoriale Bestrahlungsintensität mechanisch kompensiert und der Jitter angepasst [8] [9].

Magnetic Direct Drive (MDD)/Magnetized Liner Inertial Fusion (MagLIF): Statt Lasern komprimieren gigantische, ultrakurze Strompulse einen metallischen Hohlzylinder über die Lorentzkraft (Z-Pinch-Effekt), während ein axiales Magnetfeld das Plasma im Inneren thermisch isoliert [10] [11].

Projectile/Impact Driven ICF: Ein moderner, laserfreier ICF-Ansatz – maßgeblich vorangetrieben durch First Light Fusion [12], bei dem ein Hochgeschwindigkeitsprojektil auf ein hochentwickeltes Target trifft. Integrierte, geometrische *Stoßwellenverstärker* formen und fokussieren die resultierende Stoßwelle, um den Treibstoff im Zentrum zur Zündung zu bringen [13].

Proton-Bor-Fusion: In den vergangenen Jahren rückte neben dem klassischen Deuterium-Tritium-Brennstoff (DT) zunehmend die aneutronische Proton-Bor-Fusion in den Fokus von *Next-Generation-ICF*-Konzepten, da sie theoretisch die Notwendigkeit eines radioaktiven Tritium-Inventars eliminiert. Hydrodynamische Ab-initio-Simulationen zeigen jedoch, dass solche Systeme unter massiven Bremsstrahlungsverlusten leiden und Zünddrücke erfordern, die um zwei bis drei Größenordnungen über dem DT-Regime liegen [14] [15].

MP-ICF (Bullet Fusion): Um die fundamentalen Vorteile eines geschlossenen, autarken und wirtschaftlich skalierbaren Reaktordesigns im hochgradig machbaren DT-Regime zu realisieren, wählt die vorliegende Arbeit den Ansatz der Materialprogrammierten Trägheitsfusion (MP-ICF). Der Treiber basiert auf isochronen multiplen Detonationen eines Ultrahochdruck-H_2-O_2-Gemisches in einem Wabensystem mit Liner in Helium [16]. Der erhöhte sphärische Jitter des Treibers wird durch eine passive, hydrodynamische Kaskaden-Filterung auf dem Weg zum Zentrum mathematisch zwingend eliminiert und so die optimierten Bedingungen in der DT-Kapsel geschaffen (vgl. zum Schockwellentuning auch [2] [17]). Bei dem Verfahren wird ein perfekt synchronisierter Impulstransfer auf eine *modifizierte Wetted Foam-DT-Kapsel* (ähnlich PDD-WF [18]) erzeugt, während gleichzeitig eine effiziente In-situ-Tritiumerbrütung durch die Materialwahl realisiert wird.

3. MP-ICF (Materialprogrammed ICF), Materialprogrammierte Trägheitsfusion

Das MP-ICF-Verfahren reiht sich physikalisch in die Kategorie der stoßwellengetriebenen Fusionskonzepte (Auflistung siehe Kapitel 2 und [19] sowie zur Initiierung [20] [21] [22]) ein, schlägt jedoch einen neuen strategischen Weg zur Generierung der erforderlichen Randbedingungen im kapselnahen Bereich ein. Während klassische Ansätze der Trägheitsfusion primär auf der präzisen zeitlichen und räumlichen Synchronisation externer Treiberenergien – wie hochenergetischen Laserstrahlen – basieren, verlagert das MP-ICF-Prinzip die Kontrolle der Implosionsdynamik direkt in die werkstofftechnische und strukturelle Beschaffenheit der Target-Umgebung. Das technologische Kernmerkmal von MP-ICF ist somit die *Material-Programmierung* in Kombination mit einer inhärent robusten und kostengünstigen Bereitstellung der primären Treiberenergie. Druckleistung, Impulsübertrag und die Reduktion des zeitlichen Jitters werden hierbei passiv durch eine hydrodynamische Kaskade erzielt, die aus einem chemischen Primärantrieb (UHP-HOX) und einem schockwellenmanipulierenden Kern besteht. Das Gesamtsystem wird beispielhaft anhand eines sphärischen Kugelsystems (Arbeitsname: Bullet-Fusion FB 14) beschrieben. Dieses gliedert sich – in geometrischer und funktionaler Anlehnung an die biologische Morphologie einer Frucht – in drei fundamentale, konzentrische Hauptbereiche (Abbildung 1, links oben) [23].

Exokarp: Die äußere Druckhülle mit dem Multizündsystem-Verteiler. Ein zentraler Nanosekunden-Laserstrahl wird am Nordpol auf 92 isochrone Glasfaserleitungen aufgeteilt, welche synchron 92 Detonationswaben mit Snap-Through-Linern zünden. Das Exokarp garantiert die mechanische Integrität und die synchrone Initiierung der Primärenergie.

Mesokarp: Die Treiber- und Dämpfungszone, bestehend aus dem UHP-HOX-Wabensystem und einem nachgeschalteten Heliumpufferbereich, welcher als hydrodynamischer Tiefpassfilter agiert (H_2-O_2-Detonationsgas@600bar und Heliumpuffer@600bar+xbar).

Endokarp: Der schockwellenmanipulierende Kern, in welchem die ungleichmäßige, chemische Stoßfront passiv geometrisch fokussiert, im Impedanzverlauf geschärft und zeitlich synchronisiert wird. Zeitliche Ungenauigkeiten und Intensitätsschwankungen des Treibers (bester Jitterwert unter 10 ns, grüne Kurve in Abbildung 1, schlechtester Jitterwert 1000 ns, lila Kurve in Abbildung 1) werden beim Durchdringen definierter Exokrap-Materialzonen durch gezielte thermodynamische Effekte – wie irreversible Energiedissipation und kontrollierte Phasenübergänge – absorbiert und ausgeglichen (Abbildung 1, dopple logarithmische Auftragung – Jitter über Stationsdruck). Diese Materialprogrammierung ermöglicht durch die massive Jitterreduktion das Erreichen der für das

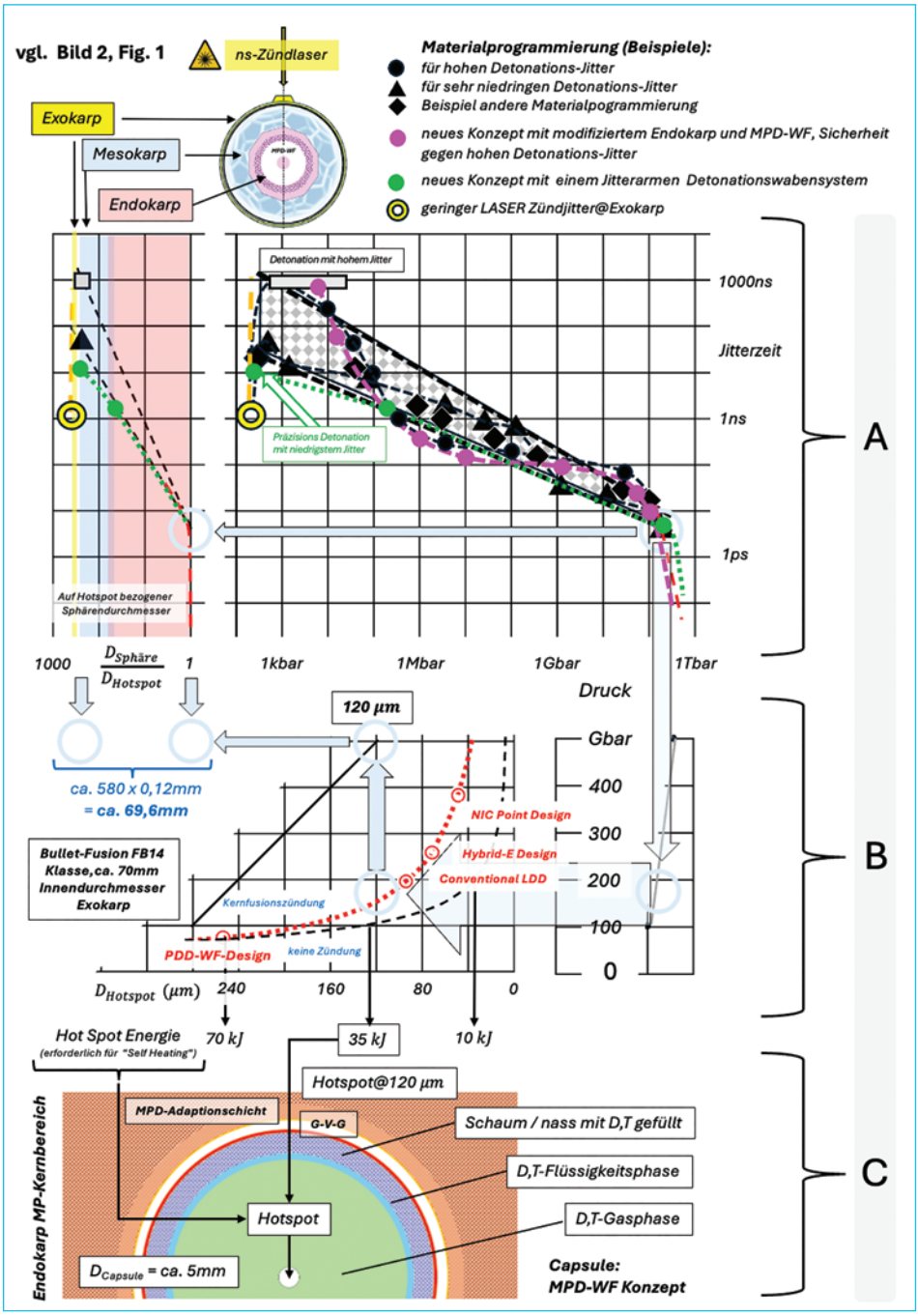


Abb. 1: Nomogramm zur Erklärung des MP-ICF-Verfahrens und Auslegung des Bullet-Fusion FB14, Referenzdaten nach [18] im Bildteil B eingezeichnet, zum MP-ICF vgl. [23]

Lawson-Kriterium notwendigen Zündbedingungen im Hotspot bei gleichzeitiger Stabilisierung gegen hydrodynamische Instabilitäten. Das MP-ICF-Konzept erlaubt somit eine erhebliche Reduktion der Anforderungen an die zeitliche Präzision des Treibers. Durch die hydrodynamische Selbstkorrektur innerhalb des programmierten Gefüges wird ein robustes, symmetrisches und hocheffizientes Kompressionsprofil im Zentrum realisiert, was den Weg für vereinfachte und kostengünstigere Reaktordesigns ebnet. Das Nomogramm in Abbildung 1 zeigt an verschiedenen Beispielen, wie selbst bei sehr hohem Jitter des Treibers (beispielsweise bis zu 1000 ns) eine Jitter-Reduktion am Capsule-Eintritt möglich ist (Bildteil A und Capsule-Aufbau Bildteil C). Das Capsule basiert auf dem konzipierten MPD-WF-Konzept (MPD = Material Programmed Drive), einer Modifikation des bekannten PDD-WF-Designs (Polar Direct Drive – Wetted Foam [18]). Das MP-ICF-Verfahren nutzt eine modifizierte äußere Capsule-Struktur mit Wetted-Foam zur hydrodynamischen Stabilisierung und zur signifikanten Vereinfachung des Brennstoff-Befüllung-Konzepts kurz vor dem Fall des Bullet-Fusion FB 14 in den Reaktor (Betriebsfrequenz: 2 Hz, verteilt auf 6 Reaktorräume, siehe Abbildung 2 – in diesem Beispiel sieht man einen Reaktorraum [24]). Das Interface zwischen dem Endokarp-Programmbereich und dem eigentlichen DT-Capsule wird durch eine funktionale Schicht, welche vor dem Wetted Foam sitzt, gebildet. Diese erfüllt im System drei kritische Aufgaben:

a) Thermische Isolation (hocheffizienter Isolator, welcher das sensitive, kryogene Deuterium-Tritium (DT)-System vor einer vorzeitigen thermischen Aufheizung schützt und dessen strukturelle Integrität wahrt)

b) Impulstransformation/Schärfung der Front

c) Unterdrückung von Instabilitäten (ideal Impedanz-angepasste Situation und Wachstumsunterdrückung von destruktiver Rayleigh-Taylor-Instabilitäten, in Verbindung mit dem auf ein Minimum reduzierten Rest-Jitter)

Die Konfiguration generiert im Zentrum einen finalen Hotspot-Radius, Zünddruck und eine Self-Heating-Situation, welche das Fundament für die Fusionszündung liefert – Teil B des Nomogramms in Abbildung 1 zeigt die Situation und den Vergleich mit anderen Anlagen [18]. Die durch die Materialzusammensetzung erzwungene Dämpfung des Jitters resultiert in einer drastischen Absenkung der technischen Anforderungen an das externe Treibersystem. Durch die im Bullet-Fusion-FB14 integrierte hydrodynamische Selbstkonditionierung muss die äußere Quelle weder eine perfekte geometrische Symmetrie, noch sehr steile Leistungsrampen aufweisen. Auch hohe Jitter-Werte von theoretisch bis zu 1000 ns im Peripheriebereich vor dem Kerneintritt sind physikalisch zulässig, da die Wellenfront auf dem Weg zum Zentrum begradigt wird. Diese inhärente Fehlertoleranz gilt universell und lässt sich auch auf alternative Treibertechnologien wie Projektil-Impakte, reine Stoßwelleninduktionen oder unprofilierte Laserpulse übertragen. Die kinetische Härte und Asymmetrie des

initialen Stoßes wird durch die Material-Programmierung effektiv abgefedert und homogenisiert; die Feinarbeit der finalen idealen Sphäre übernimmt der Kernbereich des Targets intern.

Der fundamentale Unterschied zwischen dem Stand der Technik und dem MP-ICF-Verfahren liegt in der strategischen Verteilung der Systemintelligenz. Großforschungsanlagen (wie die NIF) erzielen die thermonukleare Zündung durch die extreme Brute-Force-Präzision der Außenanlage. Die Energie von vielen Laserstrahlen muss auf Bruchteile von Millimetern und Pikosekunden (und somit auch mit einer sehr hohen Laserleistung mit minimalen Jitter, Energie pro Pikosekunden mit hoher geometrischer Präzision) genau zeitgleich auf der Target-Oberfläche eintreffen. Jede minimale Abweichung führt zum sofortigen Zusammenbruch der Implosionssymmetrie.

Das MP-ICF-Verfahren verschiebt diesen immensen apparativen Aufwand einer milliardenteuren Außenanlage vollständig in das physikalisch-strukturelle Design des Bullet-Fusion-FB14 selbst. Durch den Mechanismus der erhöhten Diskretisierung wird die eingehende Energie gezwungen, sich schrittweise entlang der Schichtsphären im Endokarp selbst zu korrigieren. Die passive Reduktion des Jitters stellt sicher, dass die unperfekte, fluktuierende Energie eines industrietauglichen Treibers vollkommen ausreicht, um im Zentrum des Targets einen perfekt symmetrischen Fusions-Hotspot zu erzeugen. Damit transformiert das MP-ICF-Verfahren die Trägheitsfusion von einem hochsensiblen Laborexperiment in einen robusten, toleranten und großtechnisch beherrschbaren Prozess des thermodynamischen Maschinenbaus.

Für den hier dargestellten Kraftwerksprozess wurde das System auf einen Netto-Output von 14 kWh pro Bullet-Fusion konzipiert. Die Innenabmaße des Exokarps ergeben sich aus dem Bildteil A-links und dem Ergebnis aus dem Bildteil B zu ca. 70 mm (Abbildung 1). Die FB14-Kugel wurde auf 14 kWh gedrosselt, um die sechs Reaktoren nicht zu stark zu belasten (Einstellung@Konzept: 113,6 µg DT-Abbrand = 10,71 kWh plus Brutanteil aus Li6 - Sn = 2,92 kWh exotherme Brutwärme nachgelagert = Gesamtnettoenergie bezogen auf eine Kugel = schließt thermodynamisch bei ca. 14 kWh entspricht 12 kg TNT-Äquivalent @FUSIONS-Selbststop durch schlagartige radiale Expansion).

4. Flexibles Kernfusionskraftwerk mit MP-ICF-Verfahren (Beispiel 50 MW_{el})

Mit dem MP-ICF-Verfahren im Rahmen des Bullet-Fusion-Konzepts wird ein dezidiert industrietauglicher Weg für den kommerziellen Kraftwerkseinsatz beschritten (Abbildung 2). Die Auslegung basiert auf einem Nettoenergieeintrag von 14 kWh pro Target, welcher die exotherme Energieabgabe der integrierten In-situ-Tritium-Erbrütung bereits einschließt. Als externe Zündquelle dient ein

kostengünstiger, langlebiger und hochfrequent taktbarer Nanosekunden-Laser. Bei einer Fall- und Schussfrequenz von circa 2 Hz erfordert der geschlossene Materialkreislauf die Produktion von ca. 172.000 Fusionskapseln pro Tag. Unter Berücksichtigung eines umfassenden Materialrecyclings belaufen sich die veranschlagten Produktionskosten des Bullet-Fusion FB14 auf unter 1 € pro 14 kWh-Target. Die primäre Treiberenergie stammt aus einer stöchiometrischen H_2-O_2-Detonation, deren Betriebsmedien direkt aus einer vorgeschalteten 600-bar-Höchstdruckelektrolyse bezogen werden (das Bauprinzip kann [25] entnommen werden). Der energetische Eigenbedarf des Gesamtsystems wird auf 15 % bis 20 % der Bruttoleistung veranschlagt, woraus für das konzipierte 50 MW_{el} -Pilotkraftwerk eine etwas niedrigere Netto-Stromabgabe resultiert. Die Auskopplung der Fusionswärmeenergie erfolgt über einen geschlossenen Gasturbinen-Prozess nach dem Ericsson-Prinzip, welcher über einen gekoppelten Flüssigmetall-Helium-Wärmetauscher an den Primärkreislauf angebunden ist. Der fundamentale Vorteil dieses geschlossenen Helium-Kreisprozesses liegt in einer hocheffizienten Teillastregelung über eine rein dichte- und massenstrombasierte Druckanpassung. Da die maximalen und minimalen Prozesstemperaturen über den gesamten Lastbereich konstant gehalten werden, bleiben die spezifischen Enthalpien im System unverändert, was zu einem nahezu konstanten thermodynamischen Wirkungsgrad im Teillastbetrieb führt. Für das damit verbundene Hochtemperaturregime stellt ein SiC-basierter Rohrbündelwärmetauscher aus monolithischen Rohren und SiC-Verbundwerkstoffen bei 1000 °C die technisch überzeugendste Lösung dar, um maximale Betriebssicherheit und Lebensdauer zu garantieren [26]. Um dieses System materialschonend zu bedienen, wird als primäres Transfermedium im stationären Reaktorbad reines Flüssigzinn anstelle einer Bleischmelze bevorzugt. Zinn weist bei 900 °C einen im Vergleich zu Blei vernachlässigbaren Dampfdruck auf, was eine Kontamination des Helium-Zirkulationssystems durch Flüssigmetalldämpfe ausschließt. Zudem optimiert die höhere spezifische Wärmekapazität des Zinns die thermische Energiedichte des Primärkreislaufs. Da die Tritium-Erbrütung in-situ autonom innerhalb des fallenden Bullet-Fusion-Targets (nach Zündung) erfolgt, kann die stationäre Reaktorschmelze vollständig frei von Lithium betrieben werden. Bei der optionalen Auslegung als reines Flüssigzinn-Bad lässt sich hierdurch die Entstehung von hochradiotoxischem Polonium-210 prozessbedingt vollständig unterbinden. Das beim Schuss mechanisch in das Flüssigmetallbad eingebrachte Fremdmaterial der Kapselkaskade wird kontinuierlich verfahrenstechnisch aus dem heißen Kreislauf ausgeschieden. Der mechanische Stoffeintrag erfolgt zyklisch über ein zentrales Fallrohr, durch welches die Fusionskugeln, begleitet von einem getakteten Flüssigmetallzylinder, direkt in den Reaktorraum eingebracht werden.

Die hydrodynamische Unabhängigkeit des materialprogrammierten Targets ermöglicht es, das Transfermedium (z. B. Blei, Flüssigzinn oder eutektische Legierungen) in kommenden Entwicklungsphasen flexibel an industrielle Kriterien wie Korrosion, Dampfdruck und Strahlenschutz anzupassen. Die aktuelle Verwendung von Zinn (und z. B. Li20Sn80 oder Sn73Li27) in der Bullet-Fusion-Konstruktion sowie als Reaktorschmelze bietet hierbei die optimale Synthese aus radiologischer Sicherheit, Kosteneffizienz und einem geschlossenen Material-Kreislauf.

Der geschlossene Heliumgasturbinenkreislauf wurde in Anlehnung an den idealen Ericson-Prozess durch eine mehrstufige Kompression mit Zwischenkühlung sowie eine Expansion mit Zwischenüberhitzung optimiert. Durch den Einsatz von Helium als Arbeitsmedium und der Metall-Schmelze als Hochtemperatur-Wärmequelle wird eine materialschonende Nutzung gewährleitet. Dies ermöglicht im Vergleich zu klassischen Wasserdampfkraftprozessen höhere thermodynamische Wirkungsgrade bei einer gleichzeitig kompakten Bauweise der Turbomaschinen.

Wird im Verdichtungsprozess mit integrierter Zwischenkühlung die Eintrittstemperatur des Nieder- und Hochdruckverdichters konstant auf 32 °C gehalten und im Turbinenstrang die Eintrittstemperatur der Hoch- und Niederdruckturbine auf 950 °C eingestellt, so weist die reale thermodynamische Kreisprozesssimulation einen Gesamtwirkungsgrad von über 49 % auf (Abbildung 3).

Zur Leistungsskalierung muss lediglich die zirkulierende Helium-Umlaufmasse über den Heliumdruckspeicher (siehe Schaltbild) bedarfsgerecht angepasst werden. Parallel dazu wird die Fallfrequenz der Fusionskugeln proportional zum thermischen Leistungsbedarf eingestellt. Das Ergebnis ist ein hochflexibles Kernfusionskraftwerk, das sich durch eine exzellente Teillastfähigkeit auszeichnet.

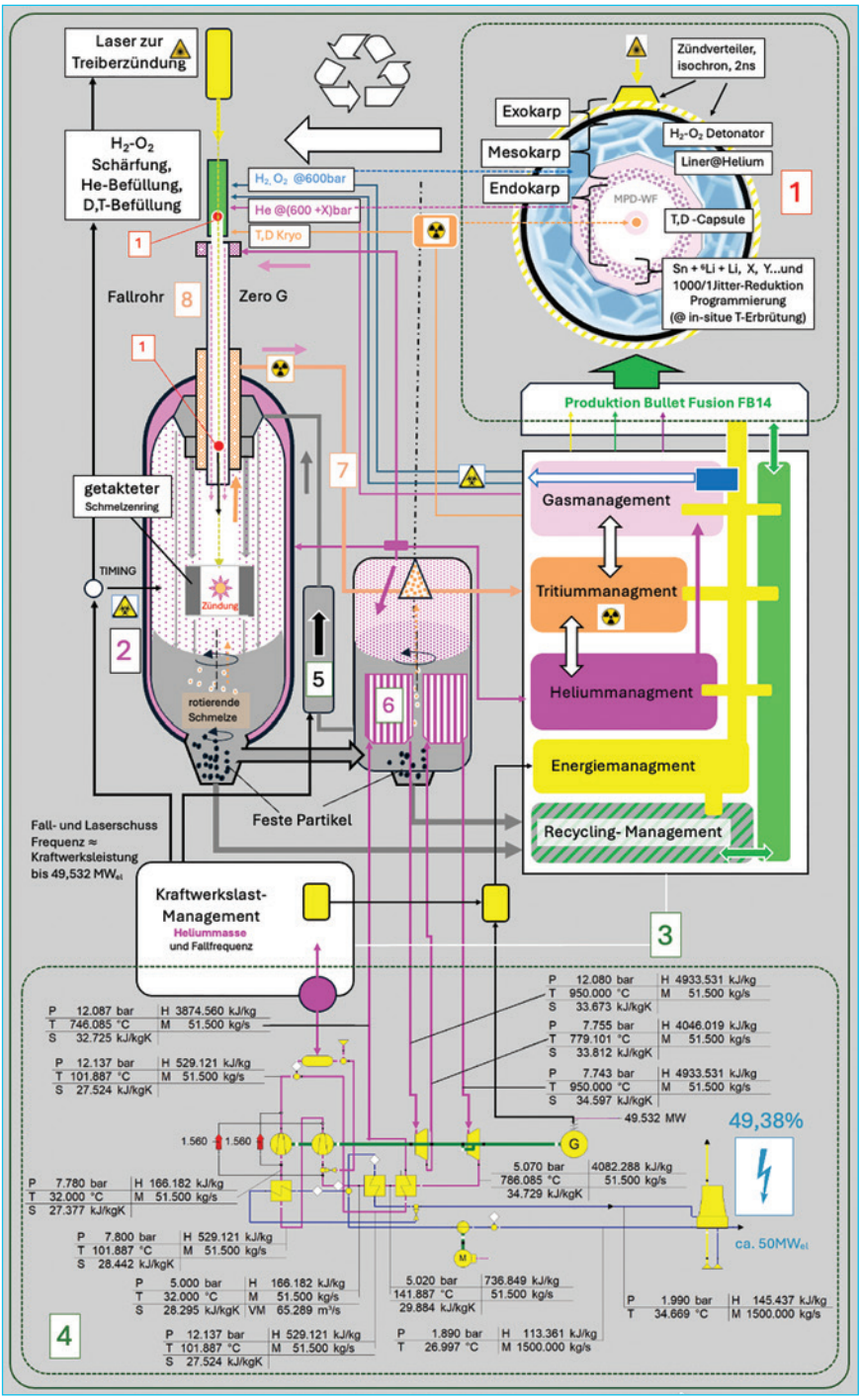


Abb. 2: Konzept des 50 MW_{el} – Fusionskraftwerkes 2035, vgl. auch [24]

Abbildung 2 zeigt den schematischen Aufbau des Kraftwerkskreisprozesses, bestehend aus einem thermodynamischen Kreisprozess und Materialkreisprozess. Rechts oben das Bullet-Fusion FB14 (1), links die Reaktorkammer mit rotierender Schmelze, Schmelzenschleier und getaktetem fallenden Schmelzenring um das FB14 (2) und die erforderlichen Managementsysteme (3) sowie unten der konzipierte He-Kreisprozess mit getrenntem Heliumkreislauf (4) – welcher mit realen Komponentendaten mit Ebsilon-Simulationen [27] ausgelegt wurde. Weiterhin erkennt man die Schmelzenpumpe (5), die zwei Schmelzen-He-Wärmetauscher (6), das Abgassystem (7) @Tritiumgewinnung (TBR ca. 1,2) und das Fallrohrsystem (8) mit FB14-Schärfung, Bestückung, Reaktorschleuse mit Heliumspülung, Reaktordom (Zu- und Abführungen incl. Schmelzfilm- und -taktungssystem) und oben das Laserzündsystem.

Die Nutzung von Helium als Arbeitsmedium des geschlossenen Helium-Gasturbinenprozesses (4) stellt spezifische Konstruktionsanforderungen an die gesamte Turbomaschine [28]. Aufgrund der geringen Molmasse des Gases resultieren eine im Vergleich zu Luft sehr hohe Schallgeschwindigkeit sowie eine geringe Dichte. Um den thermodynamisch erforderlichen Druckaufbau im Turboverdichter zu realisieren, müssen die Laufräder (Abbildung 3) mit sehr hohen Umfangsgeschwindigkeiten betrieben werden, was analog auch für die Turbinenstufen zur Erzielung einer hohen Leistungsdichte gilt. Ein besonderes technologisches Augenmerk erfordert die Wellenlagerung: Zur Vermeidung jeglicher Kontamination des hochreinen Helium-Kreislaufs ist von konventionellen Öllagern abzusehen. Ebenso sind aerodynamische oder aerostatische Gaslager aufgrund der Maschinengröße und der ungünstigen Viskositätseigenschaften des Arbeitsgases Helium technisch nicht einsetzbar. Die Lagerung des gesamten Rotorstrangs wird daher über aktive Magnetlager realisiert [29]. Um die Betriebssicherheit final abzusichern und jeglichen Austritt von Helium-Leckagen sowie potenziell mittransportierter Radioaktivität (z. B. Tritiumspuren) in die Umgebung absolut auszuschließen, ist die gesamte Gasturbinenanlage einschließlich des gekoppelten Generators als hermetisch gekapseltes Gesamtsystem (Hermetic Canned-Design) auszuführen. Eine erste konzeptionelle Auslegung der Heliumgasturbine, basierend auf dem in Abbildung 2 dargestellten Prozess, führt zu einer kompakten Einwellenanordnung in kombinierter Radial-/Axialbauweise (Abbildung 3). Die aerodynamische Dimensionierung der Strömungsmaschinen erfolgte rechnergestützt unter Nutzung der Auslegungssoftware CFTurbo [30]. Der Verdichterstrang gliedert sich in einen dreistufigen Niederdruck- und einen dreistufigen Hochdruckverdichter in radialer Bauart mit integrierter Zwischenkühlung. Diese Verdichtereinheiten sind starr auf einer gemeinsamen Welle mit den Expansionsmaschinen – bestehend aus einer fünfstufigen Hochdruck- und einer fünfstufigen Niederdruckturbine in axialer Bauart mit Zwischenerhitzung – angeordnet. Der gesamte Rotor operiert bei einer konstanten Nenndrehzahl von 6000 min^{-1} und ist direkt mit einem zweipoligen

Generator gekoppelt. Der resultierende Wechselstrom mit einer Frequenz von 100 Hz wird über einen statischen Frequenz-Umrichter netzsynchron auf 50 Hz transformiert.

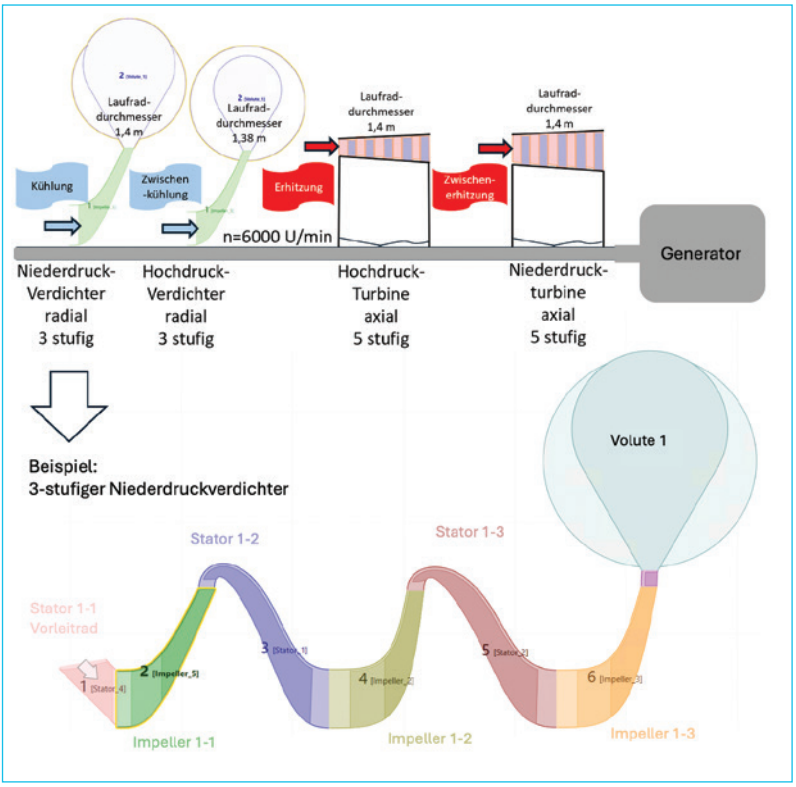


Abb. 3: Skizze des Turbosatzes der Helium-Gasturbinenanlage

Zur Gewährleistung der mechanischen Integrität des Gesamtrotors unter Fliehkraftbeanspruchung wurde der maximale Durchmesser der Laufräder auf 1,4 m begrenzt. Mit der gewählten Betriebsdrehzahl von 6000 min^{-1} erfüllen die Radial- und Axialstufen exakt die Kriterien für spezifische Drehzahl und spezifischen Durchmesser im Cordier-Diagramm, wodurch eine thermo- und aerodynamische Auslegung im Bereich des optimalen Wirkungsgrades garantiert ist. Da sowohl die Hochdruck- als auch die Niederdruckturbine für eine Eintrittstemperatur von 950 °C ausgelegt wurden (Abbildung 2, Kreisprozessdarstellung), wird die jeweils erste Stufe als Gleichdruckstufe konzipiert. Dies ermöglicht es, das maximale Enthalpie-Gefälle unmittelbar im Leitapparat abzubauen. Die daraus resultierende, signifikante Absenkung der statischen Laufradeintrittstemperatur stellt die mechanische Integrität sowie die Kriechfestigkeit dieser thermisch höchstbelasteten Rotorkomponenten zuverlässig sicher. Die nachgeschalteten vier Stufen der Hochdruck- und Niederdruckturbine werden

hingegen als Überdruckstufen (Reaktionsturbinen) ausgeführt, um in diesem moderateren Temperaturniveau einen maximalen polytropen Wirkungsgrad zu erzielen. Bezüglich der Aerodynamik des Trägergases Helium in den Turbomaschinen ist hervorzuheben, dass die Strömungsgeschwindigkeiten primär durch die mechanische Festigkeitsgrenze der Rotoren (Fliehkraftbeanspruchung) limitiert sind. Aufgrund der inhärent hohen Schallgeschwindigkeit von gasförmigem Helium verbleiben die Betriebsströmungen dadurch in einem Machzahlbereich von Ma < 0,5. Thermodynamisch kommt dieses Strömungsregime einem inkompressiblen Fluidverhalten sehr nahe, wodurch kompressible Verlustmechanismen wie Stoßwellen effektiv vermieden werden.

5. Zusammenfassung, Ausblick und Pilotkraftwerk 2035

Das MP-ICF-Verfahren verlagert die Kontrolle der Implosionsdynamik von komplexen externen Großanlagen direkt in die werkstofftechnische Struktur des Bullet-Fusion FB14-Targets. Dieses Konzept transformiert die Trägheitsfusion von einem hochsensiblen Laborexperiment in einen fehlertoleranten, robusten Prozess des klassischen Maschinenbaus.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die technische Machbarkeit dieses Verfahrens am Beispiel eines flexiblen 50 MW_{el}-Kernfusionskraftwerks-Kreisprozesses mittels einer Ebsilon-Simulation beschrieben. Hierbei wurden der erforderliche Stoff- und Produktionskreislauf, der Reaktorprozess sowie das integrierte Tritium-, Helium-, Gas-, Energie- und Recyclingmanagement umfassend abgebildet. Weiterhin wurde die hocheffiziente Energieauskopplung aus einer primären Metallschmelze (bevorzugt Zinn) über einen innovativen SiC-Wärmetauscher mittels eines Ericsson-basierten geschlossenen Heliumgasturbinenprozesses aufgezeigt. Zur Demonstration der realen, kompakten Bau-Abmaße wurde die konkrete Auslegung des Turbosatzes mithilfe von CFTurbo diskutiert.

Der Ausblick orientiert sich am strategischen Kernziel: der Inbetriebnahme des ersten kommerziellen 50 MW_{el}-Pilotkraftwerks im Jahr 2035. Als konkrete Maßnahme zur Zielerreichung wird von den Autoren ein meilensteinbasierter 48-Monats-Entwicklungsplan als Ausblick vorgeschlagen:

- Stufe A (Monat 1–12) – Phänomenologische Validierung: Numerische Simulation des materialprogrammierten Jitter-Abbaus sowie experimentelle Untersuchung des Detonations-Wabensystems im 0,5-kg-TNT-Bunker der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM; Anfrage läuft) ohne nuklearen Brennstoff.

- Stufe B (Monat 13–30) – Nuklearer Funktionsnachweis: Physikalischer Fusionsnachweis über die Detektion charakteristischer Fusionsneutronen im reinen Deuterium-Betrieb (BAM mit Neutronenschutz), gefolgt vom D-T-Prozess bei einem zertifizierten Nuklear-Partner zur finalen Schließung des Stoffkreislaufs.
- Stufe C (Monat 31–48) – Prototypen-Realisierung: Automatisierung der Kapsel-Massenfertigung und offizieller Projektstart für den ersten physischen Demonstrator (idealerweise in Form des beschriebenen flexiblen 50 MW_{el}-Kernfusionskraftwerkes)

6. Quellen

[1] Zylstra, A.B. et.al.: *Burning plasma achieved in inertial fusion* (2022) https://doi.org/10.1038/s41586-021-04281-w , abgerufen 2026, Published online in Nature, 26 January 2022.

[2] Murakami, M.: *Self-similar multishock implosions for ultrahigh compression of matter*, Physical Review E, Vol. 112, 055206 (2025). DOI: 10.1103/ PhysRevE. 112.055206.

[3] Guderley, G.: *Starke kugelige und zylindrische Verdichtungsstöße in der Nähe des Kugelmittelpunktes bzw. der Zylinderachse*, Luftfahrtforschung 19, 302–311 (1942).

[4] Lindl, J.D., Amendt, P., Berger, R., Glendinning, S.G., S., Glenzer, S.H., Haan, S.W., Kauffman, R.L., Landen, O.L. and Suter, L.J.: *The physics basis for ignition using indirect-drive targets on the National Ignition Facility*, Physics of Plasmas, vol. 11, no. 2, pp. 339–491, 2004.

[5] Hurricane, O.A., Callahan, D. A., Casey, D.T. et al.: *Fuel gain exceeding unity in an inertially confined fusion implosion*, Nature, vol. 506, pp. 343–348, 2014.

[6] Craxton, R.S., Anderson, K.S., Boehly, T.R. et al.: *Direct-drive inertial confinement fusion: A review, Physics of Plasmas*, vol. 22, no. 11, p. 110501, 2015.

[7] Betti, R., Christopherson, A.R., Gopalaswamy, B., et al.: *Alpha heating and burning plasmas in inertial confinement fusion*, Nature Physics, vol. 12, no. 11, pp. 979–986, 2016.

[8] Skupsky, S., Marozas, J.A., Craxton, R.S., et al.: *Polar direct drive on the National Ignition Facility*, Physics of Plasmas, vol. 11, no. 5, pp. 2763–2770, 2004.

[9] Collins,T.J.B., Marozas, J.A., Skupsky, S. et al.: *Polar direct drive target designs for the National Ignition Facility*, Physics of Plasmas, vol. 19, no. 5, p. 056308, 2012.

[10] Slutz, S.A., Herrmann, M.C., Vesey, R.A., et al.: *Pulsed-power-driven magnetized liner inertial fusion*, Physics of Plasmas, vol. 17, no. 5, p. 056303, 2010.

[11] Sinars, D.B., Slutz, S.A., Herrmann, M.C., et al.: *Measurements of magneto-Rayleigh-Taylor instability growth in laser-preheated magnetized liner inertial fusion experiments*, Physical Review Letters, vol. 105, no. 18, p. 185001, 2010.

[12] Hawker N. and Ventikos, Y.: *Projectile-driven inertial confinement fusion: A clean energy pathway using advanced shock physics*, Philosophical Transactions of the Royal Society A, vol. 378, no. 2172, p. 20200014, 2020.

[13] Edwards, T., Johnson, B.F.G. et al.: *Experimental measurements of shock conditions at the exit of a 1 TPa shock amplification system*, International Conference on Inertial Fusion Sciences and Applications (IFSA), 2023.

[14] Eliezer, S., Martinez-Val, J.M.: *Mitigation of bremsstrahlung radiation losses in advanced aneutronic p-11B fusion targets*, Nuclear Fusion, vol. 60, no. 12, p. 126002, 2020.

[15] Nevins, W.M.: *A review of p-11B fuel cycles and bremsstrahlung limits in advanced confinement systems*, Journal of Fusion Energy, vol. 17, pp. 25–32, 1998.

[16] Berg, H.P.: *Mitigation of Detonation Jitter in Inertial Confinement Fusion Using an Ultra-High-Pressure H2-O2 Driver*, nicht-öffentliche Konzeptuntersuchung – TIB BERG, anfragbar: www.fusion-power.eu, TIB003–26, 2026.

[17] Murakami, M.: *Scaling laws of multi-shock implosions toward the quasi-isentropic limit*, Physics of Plasmas, Vol. 33, Issue 4, 042703. DOI: 10.1063/5.0311745, 2026.

[18] Olson, R.E., Thomas, C.A., Haines B.M. an Schmidt M.J.: *Physics of laserdrive liquid deuterium-tritium wetted foam capsules for inertial confinement fusion*, IOP, Inernational Atomic Energy Agency, Nucl. Fusion 66, DOI:10.1088/1741-4326/ae2596, 2026.

[19] Berg, H.P., Kleissl, M., Xie, T., Dückershoff, R., Hertrampf, S., Himmelberg, A.: *Thermodynamic cycle analysis of a pulsed nuclear fusion power plan concept*, AIP Conf. Proc. 3434, 090005, 2026.

[20] Derentowicz, H., Kaliski, S. & Ziólkowski, Z.: *Generation of Fusion Neutrons in a Deuterium filled Cone by means of explosive Implosion of polyethylene Shell, Part I Theoretical Estimations*, Journal of Technical Physic, 15, Polish Academy of Sciences, Institute Fundamental Technological Research, Warszawa, pp. 465–471, 1977.

[21] Derentowicz, H., Kaliski, S., Wolski, J. & Ziólkowski, Z.: *Generation of Thermonuclear Fusion Neutrons by means of pure Explosion. II. Experimental Results Part I*, Bulletin de L´Académie Polonaise des Sciences, Série des Sciences Techniques, Volume 15, No 10, 1977.

[22] Berg, H. P.: *Liner zur Zündung einer Kernfusion*, DPMA DE 10 2025 114 892 A1 2025.10.23, 2025.

[23] Berg, H. P.: *Material programmierte Trägheitsfusion*, DPMA 2026.

[24] Berg, H. P.: *Zyklon Fusionsreaktor mit ICF-Targeteinbringung*, DPMA 2026.

[25] Xie,T., Kleissl, M., Baudonnière, M., Himmelberg, A., Berg, H.P.: *A Hybrid Energy Storage System based on Direct-High-Pressure-Electrolyser and Battery for Microgrid Application*, System Energy-Management Modelling and Case Studies, MDPI Energies 2026, accepted.

[26] K. Noborio, K., Yamamoto, Y., Takeuchi, Y., Hinoki, T. & Konishi, S. (2009): *Development of High Temperature SiC/SiC Composite Intermediate Heat Exchanger for He and LiPb*. IEEE, 978-1-4244-2636-2/09/. DOI: 10.1109/FUSION.2009.5226504.

[27] Ebsilon: *Software zur Simulation kraftwerkstechnischer Prozesse*, Iqony, 2026, Ebsilon Professional Handbuch https://help.ebsilon.com/DE/Calculation.html (Stand: 26.06.2026).

[28] A. Kiryushin, N. Kodochigov: *GT-MHR PROJECT*, OKB, Mechanical Engineering 15, Burnakovsky proezd, 603074 Nizhny Novgorod, Russian Federation, 2018.

[29] Guojun Yang, Zhengang Shi, Ni Mo: *Technical design and engineering prototype experiment of active magnetic bearing for helium blower of HTR-PM*, Annals of Nuclear Energy, 2014.

[30] CFTurbo: *Turbomaschinen Design Software und Engineering, Dresden*, CFTurbo Handbuch https://manual.cfturbo.com/en/index.html?cfturbo.html (Stand: 26.06.2026)

Innovation & Kreislaufwirtschaft
Sachsen e.V.

REGIONALE NETZ-WERKE FÜR DIE KREIS-LAUFWIRTSCHAFT

ARBEITSSCHWERPUNKTE

- **Energie**
  Energie ist der zentrale Rohstoff einer funktionierenden Kreislaufwirtschaft
- **Rohstoffe | Wertstoffe**
  Innovative Verfahren zur Wertstoffrück-gewinnung
- **Standortentwicklung**
  Die Entwicklung einer synergetischen Stoff- und Energiestromwirtschaft ist das Ziel zukunftsfähiger Industriestandorte
- **Zirkuläres Bauen**
  Eine enge Verzahnung von Planung, Bau und Rückbau



Innovation & Kreislaufwirtschaft e. V.
www.ik-sachsen.de

Onsite Power: Kraftwerksstandorte im Wandel

Iris Böhm, Matthias Huster und Robert Guder

1. Ausgangssituation ... 53
1.1. Einleitung ... 53
1.2. Der Kraftwerksstandort als industrielles Gesamtsystem ... 53
1.3. Standortentwicklung ... 53
1.4. Vision ... 54
2. Aus dem Bestand ... 54
2.1. Phasenplanung ... 55
2.2. Bestandserfassung ... 55
2.3. Technische Entflechtung ... 55
2.4. Rückbau als Entwicklungsinstrument ... 56
2.5. Flächenentwicklungsplan ... 56
2.6. Strategische Bewertung ... 56
2.7. Kritischer Weg ... 56
3. Jänschwalde – Ein Brandenburger Pilotprojekt ... 57
4. Voraussetzungen ... 57
4.1. Stakeholdermanagement ... 57
4.2. Regulatorik ... 57
4.3. Energielandschaft ... 58
4.4. Komplexität ... 58
4.5. Unternehmensentwicklung ... 59
5. Zusammenfassung ... 59
6. Ausblick ... 59
7. Quellen ... 60

Die Energiewende verändert die Energieinfrastruktur in Deutschland. Die Transformation hin zur Klimaneutralität ist mit einem grundlegenden Wandel des Energiesystems verbunden. Fossile Energieträger werden schrittweise ersetzt, während die Wechselwirkungen zwischen Energieerzeugung, Infrastruktur und Verbrauchssektoren deutlich zunehmen [1].

Damit verbunden ist die Transformation der LEAG vom klassischen Bergbauunternehmen und Energieversorger zu einem Reallabor der Erneuerbaren Energien, der Gigawattfactory.

Untersucht wird, welche Erzeugungs- und Speichertechnologien in welchen Konstellationen, zu welchen Zeitpunkten und in welcher Größenordnung zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit beitragen können.

Ende 2028 werden die letzten Versorgungseinheiten am Kraftwerksstandort Jänschwalde außer Betrieb gehen, 3.000 MW sind dann stillgelegt [2].

Ein idealer Industriestandort wird neu gedacht.

Das gesamte Areal verfügt mit ca. 340 ha und bestehender Infrastruktur mit Netzzugängen über die Grundvoraussetzungen, zukünftige dezentrale Energieversorgungssysteme im Gigawatt-Maßstab als Vorreiterstandort so zu entwickeln, dass regionale Wirtschaftsförderung und Industriearbeitsplätze durch die Nachnutzung nachhaltig und mit einem enormen Anteil an Grünstrom ermöglicht werden – ein grüner Industrie- und Technologiehub [3].

In diesem Beitrag wird vorgestellt, welche Voraussetzungen eine Umwandlung erfordert, welche Ansätze es braucht, welche umfangreichen Prozesse in der Entwicklung zu beachten sind und wie die offenen Fragen für eine ganzjährige Versorgungssicherheit als wirtschaftlich tragfähiges Projekt gedacht werden und Entscheider, Unternehmer, Kommunen und Förderer zusammen agieren.



Abb. 1: Industriegebiet Kraftwerk Jänschwalde, Südansicht (Foto: Andreas Franke)

1. Ausgangssituation

Mit dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung stehen Betreiber vor der Aufgabe, hochkomplexe Kraftwerksstandorte in neue Energie- und Industriestandorte zu überführen. Dieses Dokument beschreibt einen systematischen Transformationsansatz am Beispiel des Kraftwerksstandortes Jänschwalde (Abbildung 1). Im Mittelpunkt stehen die technische Entflechtung, der selektive Rückbau und eine Brownfield-Entwicklung als Grundlage neuer industrieller Nutzung. Das Kraftwerk Jänschwalde – der neue Weg.

1.1. Einleitung

Die Energiewende verändert die Rolle konventioneller Kraftwerksstandorte grundlegend. Während die Stromerzeugung aus Braunkohle schrittweise endet, bleiben die Standorte als infrastrukturelle Knotenpunkte bestehen. Ziel dieser Untersetzung ist es, einen strukturierten Transformationsansatz zu beschreiben, der Rückbau und Standortentwicklung gemeinsam betrachtet.

1.2. Der Kraftwerksstandort als industrielles Gesamtsystem

Große Kraftwerke bestehen aus eng vernetzten technischen Systemen. Stromversorgung, Mediennetze, Werkstätten, Verkehrswege, Gleisanlagen und Hochspannungsanschlüsse bilden ein Gesamtsystem, das über Jahrzehnte gewachsen ist. Diese Infrastruktur stellt einen erheblichen Vermögenswert dar und bildet die Grundlage zukünftiger Entwicklungen.

Das Areal mit ca. 340 ha verfügt im Besonderen über einen Anlagenbestand, der infrastrukturell bei einer Neuerrichtung enorme Aufwendungen bedeuten würde. Neben den energietechnischen Anbindungen zum Höchstspannungsnetz, der Grundversorgung diverser relevanter Medien und großer Industrieimmobilien, bestehen auch direkte Anbindungen an das Deutsche Bahnnetz.

1.3. Standortentwicklung

Die Vorbereitung zur Entwicklung des Standortes begann bereits mit der ersten Ausrichtung zur zeitlichen Einordnung einer Stilllegung. Mehrere Großprojekte sind nach 2010 bereits mit einer positiven Bewertung und Vorbereitung zur Nachnutzung in eine Planungs- und Ausschreibungsphase überführt worden, die jedoch aus direkter Abhängigkeit zu wirtschaftlichen Randbedingungen nicht bis zur Realisierung aufrechterhalten werden konnten. Ab dem Jahr 2024 liegt kein direktes Energieerzeugungsprojekt mehr auf dem Standort.

Die gesamte Organisation kann fast jedes relevante Aufgabenfeld bedienen, dennoch ist es als eine neue Aufgabe zu sehen, in der gesamten Koordinierung und Bearbeitung aller Zusammenhänge, die in ihrer Art und Tragweite strategisch nicht im Vergleich zu den bisherigen Kernaufgaben des Unternehmens steht, aber sich gleichartig einfügen muss.

1.4. Vision

Nur mit einem Ziel kann ein Weg geplant werden. Die großen Konversionsflächen stehen zur Verfügung, gleichzeitig besteht ein erheblicher Bedarf an zukunftsfähigen industriellen Ankern, um die wirtschaftliche Entwicklung der Region langfristig zu sichern, bei steigenden Aufwendungen für die Energiebereitstellung.

In diesem Kontext wächst ein leistungsfähiges Energie- und Technologiedrehkreuz, dass Unternehmen aus innovativen Zukunftsbranchen anzieht und optimale Rahmenbedingungen für Wachstum und Innovation bietet.

Der Fokus zielt dabei auf der Ansiedlung von Unternehmen aus den Bereichen Energiespeicher, Rechenzentren, Künstliche Intelligenz, Verteidigungs- und Sicherheitstechnologien, Clean Tech, Wasserstoffwirtschaft, als auch Kreislaufwirtschaft.

Durch die Kombination aus moderner Energieinfrastruktur mit grüner Energie aus Wind und PV, den industriellen Flächen und nachhaltigen Versorgungskonzepten wird der Standort zu einem bedeutenden Wirtschafts- und Innovationszentrum der Lausitz.

Bis zum Jahr 2035 kann die nahezu klimaneutrale Energieversorgung erreicht werden und dabei neue Maßstäbe für ein flexibles Lastmanagement aufzeigen.

Damit leistet der Energie- und Industriepark Jänschwalde einen wichtigen Beitrag zur Transformation der Region, steigert die Wertschöpfung und schafft die Grundlage für generationsübergreifende Beschäftigungs- und Entwicklungsperspektiven.

2. Aus dem Bestand

Einen Standort langfristig auf eine Nachnutzung vorzubereiten, einhergehend mit einer abgestuften Stilllegung, bedingt ein Konzept zur Erfassung, Planung und Umsetzung von Bestandsänderungen. Für den vorgestellten Standort wird diese Bearbeitung untersetzt, aber dient gleichermaßen für Folgeprojekte und andere gleichartige industrielle Strukturanpassungen mit geänderter Nachnutzung. Um dem Anspruch zur Schaffung einer theoretischen Ablaufor-

ganisation gerecht zu werden, die einer Umsetzung als Leitfaden dienen kann, werden alle Arbeitsphasen und notwendigen Szenarien parallel erfasst und aufbereitet.

2.1. Phasenplanung

Entlang des zeitlich gestreckten Stilllegungspfades der aktiven Produktionsanlagen bis 2028 unterteilen sich die Bearbeitungsphasen, beginnend in 2024, mit der Entleerung und Reinigung nach Stilllegung der Anlagen im Werk 3, verbunden mit der Vorbereitung der Entflechtung der stark redundant verbundenen Systeme eines Großkraftwerkes, mit anschließend gestaffeltem gleichartigen Umsetzungspfad der verbleibenden beiden Werke in 2029.

2.2. Bestandserfassung

Eine der Grundvoraussetzungen für eine strukturelle Nachnutzung ist neben der substanziellen Beschreibung und Zustandsbewertung von Material und System aus der bisherigen Datenerhebung die technische, technologische Ausrichtung für den Fortbestand von Anforderungen in Funktion, Qualität und Menge.

Hier zeigt sich die Notwendigkeit, bereits während der auslaufenden Betriebsphasen mit der Vorbereitung zu beginnen, da bisher aus der Logik und der Lebensdauerbetrachtung andere Vorgehensweisen Anwendung finden, die einer längerfristigen und nachhaltigeren Substanzausnutzung entgegenwirken. Andere Erfahrungen ergeben sich darüber hinaus aus der Veräußerung von Komponenten zur Weiterverwendung ähnlicher Anlagensysteme oder auch Neuerrichtungen, mit teilweise auf die Altsubstanz angepasster Systemauswahl. Enorme Lieferzeiten und deutlich gestiegene Beschaffungsaufwendungen sind weitere Einflussfaktoren.

2.3. Technische Entflechtung

Die Entflechtung bildet die erste Phase der Transformation. Historisch gewachsene Abhängigkeiten werden analysiert und schrittweise aufgelöst. Elektrische Systeme, Medienversorgung, Leittechnik und Betriebsorganisation werden so neu strukturiert, dass sichere Rückbauprozesse und spätere Nachnutzungen möglich werden.

Des Weiteren können Teilsysteme nur bedingt unabhängig weiter existieren, ohne den Gesamtbestand des Systems aufrecht erhalten zu müssen. Die wirtschaftliche Betrachtung ergänzt sich an der Stelle neben Bedarfsmengen und Aufwand für Anpassungen, also auch Aufwand für Betreuung und Funktionserhalt.

2.4. Rückbau als Entwicklungsinstrument

Der Rückbau dient nicht ausschließlich der Beseitigung alter Anlagen. Er schafft Entwicklungsflächen, reduziert Risiken und ermöglicht den gezielten Erhalt strategisch wertvoller Infrastruktur. Damit wird der Rückbau selbst zu einem Instrument aktiver Standortentwicklung.

Da eine Freigabe zum Rückbau jedoch von der entsprechenden Nachnutzung abhängt, in Fläche, Umfang und Tiefe, greift die konzeptionelle Planung hier bereits ineinander.

2.5. Flächenentwicklungsplan

Bestehende Industriestandorte verfügen häufig über erhebliche Wettbewerbsvorteile gegenüber Greenfield-Projekten. Vorhandene Netzanschlüsse, Verkehrswege und technische Infrastrukturen können Entwicklungsaufwand, Investitionskosten und Umsetzungszeiten deutlich reduzieren. Gleichzeitig ermöglicht die Brownfield-Entwicklung eine ressourcenschonende Nachnutzung bereits beanspruchter Flächen und trägt zur Begrenzung zusätzlicher Flächeninanspruchnahme bei. Dadurch verbindet sie ökologische Vorteile mit wirtschaftlicher Effizienz und kann durch vorhandene Planungs- und Infrastrukturen die Ansiedlung neuer Unternehmen beschleunigen [4].

Bestehende Anlagen im Verbund folgen in der Anordnung von Gebäuden, Flächen und logistischen Nutzflächen einer produktionsbezogenen Optimierung. Da sich aus der Nachnutzung auch Systemzugänge anpassen werden und neue logistische Bedarfe entstehen können, wird das vorliegende Territorium in einem Flächenentwicklungsplan vorstrukturiert.

2.6. Strategische Bewertung

Nicht jede Anlage besitzt denselben Zukunftswert. Für jede Infrastrukturkomponente sollte geprüft werden, ob Rückbau, Erhalt, Umnutzung oder Erweiterung den größten langfristigen Nutzen bietet. Diese Betrachtung schafft Transparenz für technische und wirtschaftliche Entscheidungen.

2.7. Kritischer Weg

Für eine Projektakquise, eine Flächenvorbereitung und eine Projektplanung stellen die Abhängigkeiten in der Terminplanung eine weitere Herausforderung dar. Sofern Rückbauvoraussetzungen, denkmalschutzrechtliche Freigaben und Projektverträge zueinander in verbindliche Beziehungen treten, bieten nur vorhandene Umsetzungsplanungen in Vertrag und Machbarkeit, mit entsprechender Risikobetrachtung, die Möglichkeit, eine zeitliche Komponente für eine Entscheidung zu werden.

3. Jänschwalde – Ein Brandenburger Pilotprojekt

Der Standort Jänschwalde verdeutlicht exemplarisch, wie sich technische Entflechtung, selektiver Rückbau und infrastrukturbasierte Flächenentwicklung zu einem ganzheitlichen Transformationsprozess verbinden lassen. Die vorhandenen Netzanbindungen und Industrieflächen eröffnen Entwicklungsmöglichkeiten für Speicher, Wasserstoff, Erneuerbare Energien und weitere energieintensive Nutzungen.

Das Bundesland Brandenburg begleitet den Strukturwandel und koordiniert dabei auch branchenübergreifend die regionalen Netzwerke, unterstützt sowohl in der Ansiedlungspolitik, als auch in der Zusammenführung unterschiedlicher Interessen.

4. Voraussetzungen

4.1. Stakeholdermanagement

Alle Wirkungsbeziehungen auf bestimmte Themenfelder sind übersichtlich zu erfassen, um mit den entsprechenden Verantwortungen, Pflichten und Planungen eine Abstimmung für die Zukunft zu ermöglichen. Beginnend mit der Transparenz und dem mehrseitigen Austausch zur Ausrichtung des Einzelnen, einschließlich der unterschiedlichen Perspektiven für die Zukunft, können die notwendigen Synergien lokalisiert und bewertet werden.

Im Kontext des Strukturwandels liegt hier eine besondere und übergeordnete Rolle der Beteiligten, die vorhandenen Netzwerke in unterschiedlichen Aufgabenspektren derart zusammen zu führen oder zu organisieren, dass aus einer theoretischen Herangehensweise auch die konsequente Umsetzung forciert werden kann. Da ein Strukturwandel mit Veränderungen verbunden sein muss, wirken an dieser Stelle wesentliche Faktoren zueinander, sowohl in der Ausprägung der Umsetzenden, als auch mit der Charakteristik der Unternehmen im gleichermaßen politischen Konsens der regionalen Situation. Die Wertigkeit eines vertrauensvollen Umganges ist das Fundament.

4.2. Regulatorik

Die erforderliche Betriebserlaubnis eines Kraftwerkes bezieht sich im Wesentlichen auf das Emissionsschutzrecht und dazu verbundene genehmigungsrechtliche Freigaben im Umfeld der Anlagen zur Bereitstellung notwendiger Ressourcen. Mit der Veränderung aus einer Nachnutzung sind ebenfalls rechtliche Grundlagen und deren Anpassungen zu beachten und rechtzeitig einzuplanen. Im erweiterten Grundsatz ändert sich die industrielle Widmung der Fläche. Historisch kann diese Prüfung auf relevante Verbindlichkeiten bis in die Zeit der Errichtung zurückgehen.

4.3. Energielandschaft

Ein Energiestandort zu sein, der übersetzt bislang einer Einbahnstraße glich und nur für die Einspeisung von großen Energiemengen konzipiert war, nun auch in der Flussrichtung der Energien neu zu denken, erweitert über die Grenzen des Standortes hinaus gleichermaßen die Berücksichtigung der Netzknoten des Übertragungsnetzes. Ein Netzbetreiber steht im engen Kontakt zu seiner, im übertragenen Sinne, Lieferanten. Durch die systemisch bedingte Veränderung in der Einspeiselandschaft durch die Erneuerbaren Energien in den Hoch- und Mittelspannungsnetzen, durch zusätzliche Speicherprojekte und Neuansiedlungen energieintensiver Industrien im Netzbereich, erweitert sich ebenfalls die Betrachtung dieser neuen Netzwelt, samt der Herausforderung im überregionalen Netz, gleichartig für die untergeordneten kleineren Verteilernetze als möglicher Partner zu wirken.

Die mittelfristigen Planungshorizonte aller Projektlinien der Beteiligten werden somit voneinander abhängig und damit ein weiterer Schwerpunkt für intensivere Kommunikation und Systemplanung, als es bisher üblich war.

Zur Vision wird damit ein industrieller Standard, versorgt mit grüner Energie, mit sicherer Kompensation der Volatilität durch große Speicherkapazitäten und als Direktstrom an die Verbrauchseinheiten, die im Zusammenhang mit einer flexiblen Produktionslinie netzdienlich wirken können.

4.4. Komplexität

Die neue Ausrichtung für einen Industriekomplex zu erarbeiten, ist eine recht einzigartige Aufgabe mit enormer Tragweite. Aus der Erfassung wesentlicher Vorteile begonnen, kann die Auswahl der Technologien unter Berücksichtigung der zu erwartenden wirtschaftlichen Entwicklungen eines Marktes, einer Region, bis hin zu Europa eine Rolle spielen. Neuentwicklungen von Produkten und Prozessen, Vorgaben aus regulatorischen Erfordernissen für die Gesellschaft, bis hin zu globalen Veränderungen in den Lieferketten können die Chance und Grundlage einer Neuansiedlung sein. Mit der Bewertung verschiedener Industriebranchen, unter Beachtung einer unternehmerischen Ausrichtung, und Risikobetrachtung zukünftiger Marktentwicklungen und Finanzierungsmöglichkeiten, entsteht eine breite Auswahl an Optionen, die zueinander ökonomisch, technisch und terminlich zu entwickeln sind. Für diese Phase sind die Ergebnisse der Bestandserfassung und der flächenbezogenen Infrastrukturplanung elementar.

4.5. Unternehmensentwicklung

Wenn ein Kraftwerk in seiner ursprünglichen Betriebsweise auf Grundlast geplant und ausgerichtet war und auch die zugehörige umgebene Organisation der Unternehmensgesellschaft damit gewachsen ist, um sich über eine enorm lange Zeit für diesen Betrieb zur Sicherung der Verfügbarkeit ganzjährig optimiert aufzustellen, gilt es nun, auch weitere Bereiche im Wandel der Produktion und des Marktes auf neue Anforderungen einzustellen und damit gleichermaßen zu transformieren.

Ein paralleler Prozess, der über organisatorische Bedarfe auch eine enorme emotionale Komponente in sich tragen kann.

5. Zusammenfassung

Die Erfolgsaussichten komplexer Transformationsprojekte erhöhen sich durch eine frühzeitige Planung, aus guter Dokumentation der Infrastruktur, mit systematischer Entflechtung und einer konsequenten Strategie. Entscheidend ist, Rückbau und Neuentwicklung von Beginn an gemeinsam zu denken.

Die Zukunft großer Kraftwerksstandorte entscheidet sich nicht mit der letzten erzeugten Kilowattstunde, sondern mit der Fähigkeit, vorhandene Infrastruktur in neue industrielle Wertschöpfung zu überführen.

Transformation ist damit kein Endpunkt, sondern der Beginn einer neuen Entwicklungsphase.

6. Ausblick

Wo stehen wir im Jahr 2040?

Wir schauen auf eine Transformation der Lausitz zurück, die im Jahr 2020 verstanden hat, dass mit der Aufgabe einer Energiewende und dem Ausstieg aus der Braunkohleverstromung eine Antriebsachse der regionalen Wirtschaft durch einen neuen Antrieb ersetzt werden muss und wurde.

Eine gemeinsame Aufgabe, für die Menschen im Revier, in der Wirtschaft, in der Politik und vielen weiteren Einrichtungen.

Die Lausitz kann Energie und Wandel!

7. Quellen

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE): *Die Systementwicklungsstrategie (SES) – Ein Rahmen für die Transformation zum klimaneutralen Energiesystem*.

[2] Bundesrepublik Deutschland: *Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG), Anlage 2: Stilllegungszeitpunkte Braunkohleanlagen*, BGBl. I 2020, zuletzt geändert. Für das Kraftwerk Jänschwalde sind die endgültigen Stilllegungen der Blöcke A bis D zum 31.12.2028 festgelegt.

[3] Flächenentwicklungskonzept LEAG, Fachbereich Standortentwicklung, August 2026.

[4] Umweltbundesamt (UBA) – Brownfield redevelopment and inner urban development. Dessau-Roßlau. 2014.

Von der Anlage zum Geschäftsmodell – Warum industrielle Energiesysteme neu gedacht werden müssen

Richard Wipp und Sebastian Voith

1. Die veränderte Ausgangslage 61
2. Anlagenseitige Voraussetzungen für flexible Betriebsführung 63
3. Flexibilität als wirtschaftlicher Hebel 64
4. Digitale Energiemanagementsysteme als zentrales Werkzeug 65
4.1. Systemmodellierung: Design-Standortmodell 65
4.2. Optimierungsansatz 66
4.3. Systemintegration und Betriebsführung 67
5. Praxisbeispiel: TEAtherm Energiepark 67
5.1. Anlagenbeschreibung und Systemstruktur 67
5.2. Herausforderungen der Einsatzplanung 68
5.3. Umsetzung EPOC® EMS 69
5.4. Ergebnisse 70
6. Vom Energiemanagement zum Geschäftsmodell 70
7. Quellen 71

1. Die veränderte Ausgangslage

Die Anforderungen an die Betriebsführung industrieller und kommunaler Energiesysteme haben sich in den vergangenen Jahren grundlegend verändert. Während klassische Energieversorgungsstrukturen auf die zuverlässige und kosteneffiziente Bereitstellung von Wärme und Strom aus weitgehend stationär

betriebenen Einzelanlagen ausgelegt waren, sehen sich Betreiber heute mit einem deutlich komplexeren Umfeld konfrontiert.

Mehrere Entwicklungen überlagern sich dabei und verstärken sich gegenseitig. Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung führt zu einer wachsenden Volatilität der Strompreise an Day-Ahead- und Intraday-Märkten. Preisschwankungen, die früher die Ausnahme darstellten, sind heute strukturelles Merkmal des Energiemarktes [1]. Für Betreiber thermischer Erzeugungsanlagen bedeutet dies sowohl ein erhöhtes wirtschaftliches Risiko als auch neue Chancen, sofern die Anlagen in der Lage sind, auf diese Signale zu reagieren.

Gleichzeitig nimmt die Kopplung unterschiedlicher Energiesektoren zu. Strom-, Wärme- und Stoffströme, die bislang weitgehend unabhängig voneinander geplant und betrieben wurden, werden zunehmend durch Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Heat-Systeme, Wärmespeicher und sektorenübergreifende Versorgungsstrukturen miteinander verknüpft. Diese Kopplung erhöht einerseits die Komplexität der Einsatzplanung, eröffnet andererseits aber zusätzliche Freiheitsgrade für eine wirtschaftlich optimierte Betriebsführung.

Hinzu kommen wachsende regulatorische und gesellschaftliche Anforderungen an die Dekarbonisierung industrieller Prozesse. CO_2-Bepreisung, Emissionsgrenzwerte und Nachhaltigkeitsziele verändern die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb fossiler und biogener Energieträger gleichermaßen und erfordern eine zunehmend integrierte Betrachtung von Energieeffizienz, Emissionsminderung und Versorgungssicherheit [2].

Die bisherige Antwort auf diese Herausforderungen ist unter diesen Bedingungen notwendig, aber nicht hinreichend. Der wirtschaftliche Wert eines Energiesystems wird heute nicht mehr allein durch die Effizienz seiner Einzelkomponenten bestimmt, sondern zunehmend durch die Fähigkeit des Gesamtsystems, flexibel, marktorientiert und sektorübergreifend zu agieren.

Dieser Beitrag beschreibt, welche technischen Voraussetzungen dafür erforderlich sind, wie sie methodisch erschlossen werden können und welche neuen Geschäftsmodelle sich daraus für Betreiber industrieller Energiesysteme ergeben.

2. Anlagenseitige Voraussetzungen für flexible Betriebsführung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien sowie volatile Strompreise an Spot- und Regelenergiemärkten schaffen für Betreiber industrieller und kommunaler Energieanlagen neue wirtschaftliche Handlungsspielräume. Deren Nutzung erfordert jedoch eine grundlegende technische Voraussetzung,

die in der Diskussion über Energiemanagementsysteme und Marktintegration häufig nachrangig behandelt wird: die anlagenseitige Fähigkeit zur flexiblen, dynamisch regelbaren Betriebsführung.

Flexibilität im Sinne einer marktfähigen Lastvariabilität entsteht nicht auf der Ebene des Energiemanagementsystems, sondern primär in den physischen Anlagenkomponenten – in der Feuerung, im Dampferzeuger, in den Wärmespeichern und in den gekoppelten Prozessen. Ein Energiemanagementsystem kann nur dann wirtschaftlich optimale Fahrpläne umsetzen, wenn die zugrundeliegenden Anlagen in der Lage sind, die berechneten Sollwertänderungen technisch zu realisieren.

Thermische Feuerungsanlagen, unabhängig, ob auf Basis von Biomasse, Altholz, Klärschlamm, industriellen Reststoffen oder gemischten Brennstoffportfolios – stellen in diesem Zusammenhang besondere Anforderungen.

Relevante Restriktionen umfassen unter anderem zulässige Laständerungsgradienten, Mindestlast- und Mindestlaufzeitanforderungen, emissionsseitige Grenzwerte (insbesondere bei transienten Betriebszuständen), thermische Trägheit und Hochfahrdynamiken sowie Verschleißeffekte bei häufigen Lastwechseln.

Diese Restriktionen begrenzen den tatsächlich nutzbaren Flexibilitätskorridor der Anlage und müssen sowohl in der Prozessregelung als auch im übergeordneten Optimierungsmodell konsistent abgebildet werden [3].

Modellbasierte Prozessregelungsansätze, insbesondere Model Predictive Control (MPC) und Advanced Process Control (APC), ermöglichen es, diese Randbedingungen in Echtzeit zu berücksichtigen und gleichzeitig den Betriebspunkt der Anlage unter wechselnden Lastvorgaben zu stabilisieren [4]. Durch die prädiktive Berücksichtigung von Systemdynamiken können Lastwechsel schneller und emissionskonform durchgeführt werden, als es mit konventionellen Regelungskonzepten möglich wäre.

Die CONENGA Group adressiert diese Anforderungen mit der EPOC® Suite, einem Instrument für modellbasierte Prozessregelung und Optimierung. Für thermische Feuerungsanlagen stellt das Modul EPOC® Boiler zur Verfügung, für trocknungsintensive Prozesse EPOC® Dryer. Der Einsatz an industriellen Referenzanlagen (unter anderem bei UPM Schongau und Heinzel Laakirchen) hat gezeigt, dass durch modellbasierte Regelung sowohl Anlagenverfügbarkeit als auch nutzbare Lastdynamik signifikant gesteigert werden können.

Die anlagenseitige Flexibilität bildet damit die notwendige Grundlage für alle nachgelagerten Optimierungsschritte. Ohne diese Basis bleibt das wirtschaftliche Potenzial übergeordneter Energiemanagementsysteme strukturell begrenzt.

3. Flexibilität als wirtschaftlicher Hebel

Die Steigerung des Wirkungsgrades einzelner Anlagenkomponenten war über Jahrzehnte der dominante Ansatz zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit industrieller Energiesysteme. Unter den veränderten Rahmenbedingungen volatiler Energiemärkte und zunehmender Sektorkopplung verschiebt sich dieser Fokus. Der entscheidende wirtschaftliche Hebel liegt heute nicht mehr primär in der Effizienz einzelner Komponenten, sondern in der systematischen Nutzung von Flexibilität auf Systemebene [5].

Flexibilität bezeichnet in diesem Kontext die Fähigkeit eines Energiesystems, Erzeugung, Speicherung und Verbrauch zeitlich und mengenseitig an externe Signale anzupassen, sowohl auf der Strom- als auch auf der Wärmeseite.

Stromseitige Flexibilität äußert sich in verschiedenen technischen Ausprägungen:

- zeitliche Verschiebung der Stromerzeugung durch Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch mittels thermischer Speicher
- gezielte Be- und Entladung elektrischer Speicher zur Partizipation an Regelenergiemärkten
- Lastverschiebung und Teillastoptimierung zur Vermeidung unwirtschaftlicher Betriebszustände
- Sektorkopplung durch Power-to-Heat-Komponenten zur Integration überschüssiger erneuerbarer Energie
- Fahrplanfähigkeit als Voraussetzung für die Teilnahme an Day-Ahead- und Intraday-Märkten

Die wärmeseitige Flexibilität stellt einen eigenständigen und in der Gesamtbetrachtung gleichwertigen Freiheitsgrad dar, der für eine vollständige Systemoptimierung zwingend zu berücksichtigen ist. Fernwärmenetze weisen ausgeprägte tages- und saisonale Lastschwankungen auf, die eine flexible Anpassung der Wärmebereitstellung erfordern. Industrielle Wärmeabnehmer wie Produktionsanlagen mit prozessbedingten Dampf- oder Heißwasserbedarfen erzeugen oft starke, kurzfristige Lastvariationen, die den Betrieb thermischer Erzeuger erheblich beeinflussen. Hinzu kommen temperatur- und lastabhängige Abnehmer wie Gewächshäuser oder Trocknungsprozesse, deren Wärmebedarf stark von äußeren Einflussgrößen abhängt. Thermische Speicher ermöglichen in diesem Kontext die zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Abnahme und schaffen damit den Handlungsspielraum, der für eine marktorientierte Betriebsführung auf der Stromseite notwendig ist.

Die wirtschaftliche Relevanz dieser Flexibilitätsoptionen ergibt sich aus dem koordinierten Zusammenspiel beider Seiten. Am Day-Ahead-Markt entstehen durch zeitliche Verlagerung der Stromerzeugung in Hochpreisphasen direkte Mehrerlöse. Am Intraday-Markt ermöglicht kurzfristige Reaktionsfähigkeit die Nutzung von Preisvolatilitäten innerhalb des Tages. Die Vorhaltung positiver und negativer Regelleistung erschließt darüber hinaus einen zusätzlichen, von der tatsächlichen Einspeisung weitgehend unabhängigen Erlösstrom. Auf der Wärmeseite reduziert eine optimierte Speicherbewirtschaftung Spitzenlastkosten und schafft gleichzeitig die thermische Pufferkapazität, die eine strommarktorientierte Fahrweise der KWK-Anlagen erst ermöglicht.

Eine rein strommarktorientierte Betriebsführung ohne konsistente Berücksichtigung der Wärmeseite führt nicht zu einem wirtschaftlichen Optimum und kann im ungünstigen Fall Versorgungsengpässe oder Mehrkosten verursachen. Flexibilität ist damit eine Systemeigenschaft, ihre Nutzung setzt eine integrierte, modellbasierte Betriebsführung voraus, wie sie im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

4. Digitale Energiemanagementsysteme als zentrales Werkzeug

Modellbasierte Energiemanagementsysteme bilden das zentrale Werkzeug, um anlagenseitige Flexibilität, wärme- und stromseitige Freiheitsgrade sowie marktliche Rahmenbedingungen in einer konsistenten Entscheidungslogik zu verbinden.

4.1. Systemmodellierung: Design-Standortmodell

Grundlage eines leistungsfähigen Energiemanagementsystems ist ein techno-ökonomisches Modell des gesamten Anlagenverbunds, das als digitaler Zwilling des realen Systems dient. Die CONENGA Group hat hierfür ein standardisiertes methodisches Vorgehen entwickelt, das unter der Bezeichnung Design-Standortmodell geführt wird.

Das Vorgehen ist darauf ausgerichtet, die relevanten Fachdisziplinen strukturiert abzuholen und deren Beiträge in einem konsistenten Gesamtmodell zu vernetzen. Einbezogen werden Verfahrenstechnik, Elektrotechnik, Leittechnik, Digitalisierung, Regelungstechnik (APC/MPC) sowie Mathematik im Sinne der Optimierungsalgorithmen. Darüber hinaus werden Anforderungen der Cybersecurity von Beginn an als integrale Randbedingung berücksichtigt.

Das Ergebnis des Design-Standortmodells ist ein visuell aufbereitetes Systemschaubild, das den Standort in drei funktionale Ebenen gliedert: Energiebereitstellung, Energieverteilung sowie Energieverwendung. Diese Darstellung macht

Energieflüsse, Kopplungen und Wechselwirkungen zwischen den Teilsystemen transparent und bildet die Grundlage für die nachgelagerte Modellierung und Optimierung. Für die einzelnen Komponenten werden physikalisch motivierte, rechentechnisch effiziente Ersatzmodelle verwendet, die das Betriebsverhalten hinreichend genau beschreiben – einschließlich Wirkungsgradkennlinien, Leistungsgrenzen sowie dynamischer Einschränkungen wie Rampen, Mindestlasten und Mindestlaufzeiten.

Thermische und elektrische Speicher werden zustandsbasiert modelliert, wobei Lade- und Entladevorgänge sowie Verluste über Bilanzgleichungen abgebildet werden. Auf der Verbrauchsseite kommen sowohl deterministische als auch datengetriebene Ansätze zum Einsatz, um insbesondere temperaturabhängige und prozessbedingte Lasten realitätsnah abzubilden.

4.2. Optimierungsansatz

Mithilfe des Design-Standortmodells wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (MILP) formuliert, dessen Lösung eine optimale Einsatzplanung ermöglicht. Dabei handelt es sich um einen in der Literatur etablierten Ansatz, siehe z. B. [6], bei dem die Zielfunktion den Deckungsbeitrag als Differenz aus Markterlösen und variablen Betriebskosten über den betrachteten Planungshorizont maximiert.

Ganzzahlige Variablen bilden An- und Abfahrvorgänge der Aggregate ab. Die Nebenbedingungen umfassen Strom- und Wärmebilanzen, Speicherbilanzen mit Verlustmodellierung, Leistungs- und Rampenlimits, Mindestbetriebszeiten sowie die sektoralen Kopplungen zwischen Strom-, Wärme- und gegebenenfalls Stoffströmen.

Die Optimierung erfolgt auf einem rollierenden Planungshorizont von mehreren Tagen bei viertelstündlicher Auflösung. Mit jedem Optimierungslauf werden aktualisierte Eingangsdaten – Strompreisprognosen, Lastvorhersagen, Wetterprognosen – berücksichtigt, wodurch eine kontinuierliche Anpassung der Fahrweise an veränderte Rahmenbedingungen erfolgt.

Die Marktintegration erfolgt in einem mehrstufigen Prozess: Im ersten Schritt wird die Optimierung für den Day-Ahead-Markt durchgeführt, im zweiten Schritt erfolgt eine Nachoptimierung auf dem Intraday-Markt unter Berücksichtigung aktualisierter Prognosen. Die Bereitstellung von Regelenergie – positive und negative Regelleistung – wird als zusätzliche Erlösquelle in die Zielfunktion integriert und bei der Einsatzplanung entsprechend vorgehalten.

4.3. Systemintegration und Betriebsführung

Die praktische Umsetzung erfolgt als modulare Softwarearchitektur mit standardisierten Schnittstellen zur bestehenden Leittechnik. Die Anbindung an die Anlagenleittechnik erfolgt über OPCUA (Open Platform Communications Unified Architecture) oder in der Steuerungstechnik übliche Feldbusprotokolle, wodurch eine automatisierte Übernahme von Messwerten und Betriebszuständen sowie die Rückführung berechneter Fahrpläne als Sollwertvorgaben gewährleistet wird.

Die gesamte Prozesskette von der Datenerfassung über die Optimierung bis zur Sollwertvorgabe ist automatisiert und zyklisch organisiert. Eingehende Daten werden plausibilisiert, Strategien zur Behandlung unsicherer oder unvollständiger Prognosedaten gewährleisten den sicheren Anlagenbetrieb auch unter ungünstigen Informationslagen. Eine webbasierte Visualisierungsebene stellt dem Betriebspersonal Fahrpläne, Optimierungsergebnisse, Speicherzustände und erzielte Erlöse in Echtzeit zur Verfügung und erhöht so Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Systementscheidungen.

5. Praxisbeispiel: TEAtherm Energiepark

5.1. Anlagenbeschreibung und Systemstruktur

Das im Rahmen dieses Beitrags beschriebene Energiemanagementsystem wurde für einen realen kommunalen und industriellen Energiepark entwickelt und in Betrieb genommen. Der Standort ist durch eine ausgeprägte sektorale Kopplung von Strom-, Wärme- und CO_2-Flüssen gekennzeichnet, die bei der Einsatzplanung simultan berücksichtigt werden müssen.

Auf der Bereitstellungsseite umfasst der Anlagenverbund ein Biomasseheizkraftwerk, mehrere gasbetriebene Blockheizkraftwerke (BHKW), eine Dampfturbine sowie eine Photovoltaikanlage. Ergänzt wird das System durch einen thermischen und einen elektrischen Speicher, die gemeinsam den verfügbaren Flexibilitätskorridor des Standorts erweitern.

Die Energieverteilung erfolgt über ein Wärmenetz mit mehreren Heizkreisen unterschiedlicher Temperaturniveaus. Auf der Verwendungsseite bestehen Wärmelieferverpflichtungen an Gewächshäuser mit temperatur- und strahlungsabhängigem Bedarf, an ein Fernwärmenetz mit saisonal variablen Lasten sowie an weitere industrielle Abnehmer. Eine Besonderheit des Standorts ist die Nutzung von CO_2 aus dem Verbrennungsprozess für den Gewächshausbetrieb, wodurch eine zusätzliche sektorale Kopplung entsteht, die den Freiheitsgrad der Einsatzplanung weiter einschränkt.

Die Systemstruktur folgt der im Design-Standortmodell definierten Gliederung in Energiebereitstellung, Energieverteilung und Energieverwendung und ist in Abbildung 1 dargestellt.

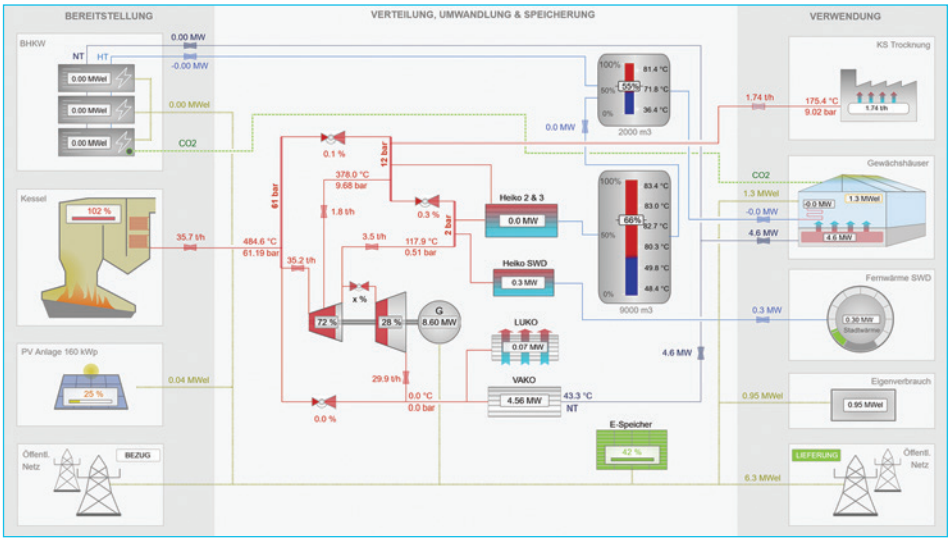


Abb. 1: Systemschaubild Energiepark – Bereitstellung, Verteilung und Umwandlung, Verwendung

5.2. Herausforderungen der Einsatzplanung

Die Komplexität der Einsatzplanung ergibt sich aus der starken Wechselwirkung zwischen den Sektoren. Die Stromerzeugung der BHKWs ist unmittelbar an die Wärmeerzeugung gekoppelt, sodass eine rein strommarktgetriebene Fahrweise ohne Berücksichtigung des Wärmebedarfs nicht zielführend ist. Temperatursensitive Wärmelasten der Gewächshäuser, saisonale Schwankungen im Fernwärmebedarf sowie Mindestlauf- und Mindeststillstandzeiten der Aggregate begrenzen den tatsächlich nutzbaren Flexibilitätskorridor zusätzlich. Unsicherheiten in Strompreisprognosen, Wetterentwicklung und tatsächlichem Wärmeabnahmeverhalten erschweren die Planung weiter.

Die bisherige Betriebsführung basierte überwiegend auf erfahrungsbasierten Entscheidungen sowie auf extern erstellten Fahrplänen. Diese Vorgehensweise ist nur bedingt geeignet, die verfügbaren Flexibilitäten systematisch zu nutzen und die wirtschaftlichen Potenziale der Marktintegration vollständig zu erschließen.

5.3. Umsetzung EPOC® EMS

Die Umsetzung des Energiemanagementsystems erfolgte auf Basis der EPOC® Suite. Aufbauend auf dem Design-Standortmodell wurde ein techno-ökonomisches Gesamtmodell des Anlagenverbunds erstellt, das physikalische Zusammenhänge, technische Restriktionen und ökonomische Zielgrößen in einer konsistenten Struktur abbildet.

Die Einsatzplanung wird als MILP mit einem rollierenden Planungshorizont und viertelstündlicher Auflösung durchgeführt. Die Zielfunktion maximiert den Deckungsbeitrag aus Markterlösen und variablen Betriebskosten. Die Marktintegration umfasst Day-Ahead- und Intraday-Spotmarkt sowie die Vorhaltung von Regelleistung aus dem elektrischen Speicher. Die Anbindung an die Anlagenleittechnik erfolgt über OPC-UA oder in der Steuerungstechnik übliche Feldbusprotokolle. Fahrpläne, Optimierungsergebnisse und erzielte Erlöse werden dem Betriebspersonal über ein webbasiertes SCADA-System in Echtzeit zur Verfügung gestellt (Abbildung 2).



Abb. 2: Einsatzplanung am Beispiel Energiestandort TEAtherm für einen Planungshorizont von 96 Stunden

5.4. Ergebnisse

Die Potenzialabschätzung auf Basis historischer Betriebsdaten zeigt, dass durch die systematische Optimierung der Anlagenfahrweise signifikante wirtschaftliche Verbesserungen gegenüber der bisherigen erfahrungsbasierten Betriebsführung erzielt werden können. Die größten Hebel liegen in der zeitlichen

Verlagerung der BHKW- und Turbinenstromerzeugung in Hochpreisphasen, der Vermeidung ineffizienter Teillastbetriebszustände sowie der Nutzung des elektrischen Speichers zur Regelenergievermarktung.

Darüber hinaus führt die automatisierte Einsatzplanung zu einer erhöhten Transparenz des Systemzustands, einer Entlastung des Betriebspersonals und einer höheren Reproduzierbarkeit betrieblicher Entscheidungen.

6. Vom Energiemanagement zum Geschäftsmodell

Die vorangegangenen Abschnitte haben gezeigt, dass die systematische Nutzung von Flexibilität in sektorengekoppelten Energiesystemen erhebliche wirtschaftliche Potenziale erschließt. Der eigentliche Paradigmenwechsel liegt jedoch nicht allein in der technischen Optimierung, sondern in der veränderten Rolle, die Energieanlagen und deren Betreiber in einem marktorientierten Umfeld einnehmen.

Klassische Energieanlagen wurden primär als Versorgungsinfrastruktur betrieben – mit dem Ziel, Wärme und Strom zuverlässig und kosteneffizient bereitzustellen. Energieanlagen entwickeln sich heute zu aktiven Marktakteuren, deren wirtschaftlicher Wert zunehmend aus ihrer Flexibilität und ihrer Einbindbarkeit in übergeordnete Energiemärkte besteht.

Diese Verschiebung eröffnet neue Handlungsfelder und Erlösquellen, die über die klassische Energievermarktung hinausgehen:

- gezielte Nutzung von Preisdifferenzen zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt
- Vermarktung von Regelleistung aus Speicher- und KWK-Portfolios
- Monetarisierung von Last- und Erzeugungsflexibilitäten im Rahmen von Demand-Response-Mechanismen
- Reduktion von Netzentgelten und Umlagen durch gezieltes Peak-Shaving
- strategische Einbindung erneuerbarer Erzeuger zur Portfolio-Optimierung

Voraussetzung für die Erschließung dieser Potenziale ist die konsistente Betrachtung und Umsetzung der gesamten Wirkungskette: Anlagenseitige Regelungstechnik schafft die physische Flexibilität, das Design-Standortmodell macht Wechselwirkungen transparent und vernetzt die relevanten Disziplinen, ein MILP-basiertes Energiemanagementsystem nutzt diese Flexibilität wirtschaftlich optimal und erst die konsequente Marktanbindung erschließt zusätzliche Erlösquellen. Jede Stufe dieser Kette ist dabei notwendige Voraussetzung für die nachfolgende – ein Energiemanagementsystem ohne regelungstechnisch beherrschte Anlagen bleibt strukturell begrenzt.

In der Konsequenz verändern sich auch die Rollenbilder: Aus Anlagenbetreibern werden Systemmanager, die technische, wirtschaftliche und marktliche Aspekte in einer integrierten Gesamtstrategie vereinen. Aus Energieverbrauchern und -erzeugern werden aktive Energiemarktteilnehmer, die Flexibilität als bewirtschaftbare Ressource verstehen und gezielt einsetzen.

Der wirtschaftliche Mehrwert entsteht dabei nicht mehr primär durch die Effizienz einzelner Komponenten, sondern durch die intelligente Orchestrierung des Gesamtsystems im Zusammenspiel mit dynamischen Märkten. Die Zukunft industrieller und kommunaler Energieversorgung liegt somit nicht in isolierten, hocheffizienten Einzelanlagen, sondern in integriert optimierten Gesamtsystemen.

Das Praxisbeispiel zeigt, dass dieser Ansatz unter realen Betriebsbedingungen umsetzbar ist und zu einer signifikanten Verbesserung der wirtschaftlichen Betriebsführung führt. Gleichzeitig wird deutlich, dass die zugrundeliegenden Methoden und Werkzeuge nicht auf spezifische Anlagentypen beschränkt sind, sondern sich auf ein breites Spektrum industrieller Energiesysteme übertragen lassen. Modellbasierte Energiemanagementsysteme bilden dabei die zentrale Schlüsseltechnologie.

7. Quellen

[1] Agora Energiewende: *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025*, 2025.

[2] F. Zerzawy et al.: *Evaluierung und Weiterentwicklung des nationalen Emissionshandels (nEHS) mit ökonomischem Schwerpunkt*, Umweltbundesamt, 2026.

[3] U. Hoffstede et al.: *FLEXHKW – Flexibilisierung des Betriebes von Heizkraftwerken*, Verenum, Zürich, 2016.

[4] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): *VDI 2191 – Advanced Process Control (APC) – Durchführung von APC-Projekten*, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2020.

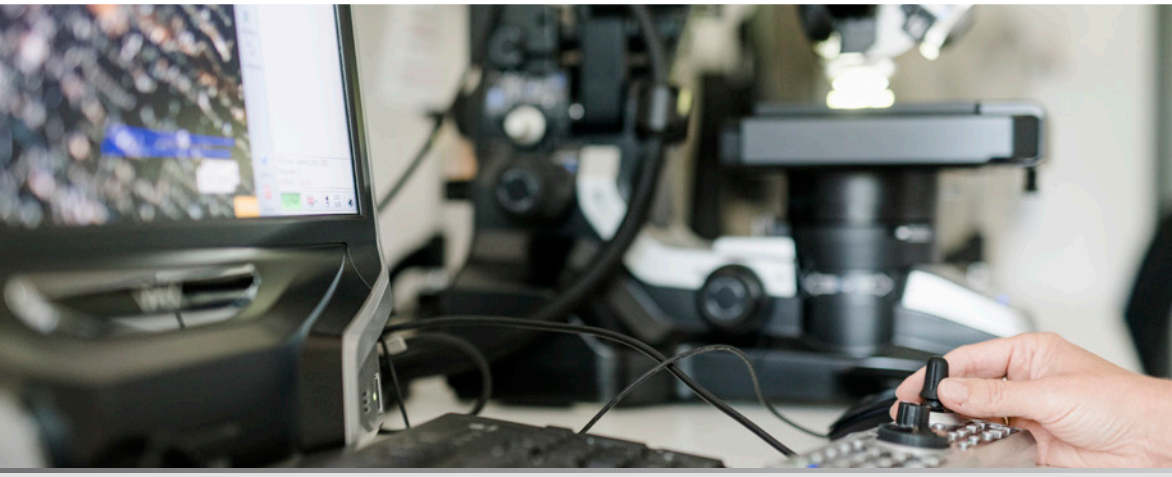
[5] P. Jürgens et al.: *Flexibilität im deutschen Energiesystem bis 2045: Beitrag verschiedener Technologien auf dem Weg zur Klimaneutralität*., Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam, 2024.

[6] M. Wirtz et al.: *Design optimization of multi-energy systems using mixed-integer linear programming: Which model complexity and level of detail is sufficient?*, Energy Conversion and Management, Bd. 240, 2021.

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern







www.CheMin.de

CheMin®

Verbrennung und Dampferzeuger

POWER
Service Solutions

TRUSTED PARTNER

FOR 360° POWER SERVICE SOLUTIONS



Power Service Solutions, als Nachfolger der Mitsubishi Power Europe GmbH, ist ein führender Technologie- und Servicedienstleister für innovative, umweltfreundliche Energielösungen.

Unser Schwerpunkt liegt auf Energieerzeugung, Industrieanlagen sowie Waste-to-Energy-Systemen. Wir bieten maßgeschneiderte Lösungen zur Dekarbonisierung in den Bereichen Feuerungstechnik, Kesselanlagen, Wartungskonzepte sowie der Modernisierung und Erweiterung bestehender Systeme.

Scan for
CONTACT DETAILS

https://power-service-solutions.com

Umrüstung konventioneller Dampferzeuger auf Feuerungssysteme für Biobrennstoffe

Torben Fendel, Samir Nasri und Bernhard Zimmermann

1. Einleitung 75

2. Biobrennstoffe 76

2.1. Holzpellets 76

2.2. Bioöl 77

3. Energieerzeugung aus Biomasse mit einer indirekten Staubfeuerung 78

3.1. Konzept und Brennertechnik 78

3.2. CFD-Simulation 81

3.3. Betriebserfahrungen 82

4. Installation eines flexiblen Feuerungssystems für Bio- und Leichtöl 83

4.1. Brennstoffsystem und Brennertechnik 83

4.2. Luft- und Rauchgassystem 84

4.3 Betriebserfahrungen 86

5. Zusammenfassung und Ausblick 87

1. Einleitung

Im Zuge der Dekarbonisierung der strom- und wärmeerzeugenden Industrien rücken Biobrennstoffe zunehmend in den Fokus von Kraftwerksbetreibern. Aufgrund ihrer teilweise schwankenden Verfügbarkeit gewinnt dabei neben der reinen Brennstoffsubstitution insbesondere die Flexibilisierung von Feuerungssystemen an Bedeutung. Je nach Anwendung umfasst diese Flexibilisierung

unter anderem ein verbessertes Teillastverhalten sowie die Fähigkeit zum Betrieb mit unterschiedlichen Brennstoffen und unterbrechungsfreiem Brennstoffwechsel.

Im Folgenden werden zwei umgesetzte Projekte dargestellt, in denen Feuerungssysteme für Biobrennstoffe installiert wurden.

Zum einen wurde durch die Installation einer indirekten Staubfeuerung für Biomasse (Holzpellets) das Teillastverhalten eines ursprünglich mit Steinkohle betriebenen Dampferzeugers signifikant verbessert. Hierfür wurde das gesamte Brennstoffsystem erneuert sowie zwölf neue DST-Brenner (Drall-Stufen-Trockenbrennstoffe) – optimiert für den Betrieb einer indirekten Feuerung – installiert. Darüber hinaus wurde das gesamte Verbrennungsluftsystem nach Luftvorwärmer sowie alle notwendigen Regel- und Messeinrichtungen auf Basis der DIN EN 12952-8 und -9 erneuert.

Zum anderen wurde in einem weiteren Projekt mit der Installation eines neuen Feuerungssystems für Bio- und Leichtöl eine hohe Brennstoffflexibilität erreicht. Dabei wurde ein ursprünglich mit Schweröl gefeuerter Dampferzeuger umgerüstet, sodass dieser nun in allen Lastpunkten sowohl mit Bio- als auch mit Leichtöl betrieben werden kann. Zu diesem Zweck wurde ein neues Brennstoffsystem sowie 16 neue Low-NO_x-ADS-Brenner (Axial-Doppel-Stufen) installiert und Modifikationen im Abgasrezirkulationssystem durchgeführt. Die Ausführung erfolgte nach der DIN EN 12952-8.

2. Biobrennstoffe

Im Unterschied zu den meisten konventionellen Brennstoffen zeichnen sich Biobrennstoffe durch eine große Bandbreite bezüglich ihrer Herkunft, Zusammensetzung, physikalischen Eigenschaften und bezüglich des Heizwertes aus. Für die erfolgreiche Umstellung von konventionellen Dampferzeugern auf Biobrennstoffe ist daher die genaue Kenntnis der anlagenspezifischen Brennstoffeigenschaften von grundlegender Bedeutung.

2.1. Holzpellets

Im betrachteten Projekt werden Holzpellets der Eigenschaftsklasse I1 gemäß DIN EN ISO 17225-2 als Hauptbrennstoff eingesetzt. Charakteristisch für Holzpellets sind ein hoher Gehalt an flüchtigen Bestandteilen sowie niedrige Gehalte an Asche und korrosiven Bestandteilen wie Chlor und Schwefel. Eine typische Brennstoffzusammensetzung aus dem betrachteten Projekt ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tab. 1: Zusammensetzung der verwendeten Holzpellets

Eigenschaft	Einheit	Wert
Heizwert H_u (roh)	MJ/kg	17,649
Flüchtige Bestandteile (roh)	Gew.%	78,970
Fixer Kohlenstoff (roh)	Gew.%	14,486
Wasser (roh)	Gew.%	5,740
Asche (roh)	Gew.%	0,690
Stickstoff (roh)	Gew.%	0,100
Schwefel (roh)	Gew.%	0,009
Chlor (roh)	Gew.%	0,005

2.2. Bioöl

Für die Zünd- und Stützfeuerung des staubgefeuerten Dampferzeugers wurde zunächst das Bioöl RME (Rapsöl-Methylester) eingesetzt, inzwischen wird allerdings HVO100 (Hydrotreated Vegetable Oil) eingesetzt.

Nach der Umrüstung des ölgefeuerten Dampferzeugers kommt dort das Bioöl MFA (Mixed Fatty Acids) als Hauptbrennstoff zum Einsatz. Die wichtigsten Eigenschaften der Brennstoffe sind in Tabelle 2 dargestellt. Zum Vergleich sind auch typische Werte von Heizöl EL dargestellt.

Tab. 2: Vergleich der wichtigsten Eigenschaften der verwendeten Öle

Eigenschaft	Einheit	RME	HVO100	MFA	HEL
Heizwert H_u	MJ/kg	37,2	42,0	36,8	42,0
Dichte bei 15 °C	kg/m^3	883	780	926	840
Viskosität	mm^2/s	4,4 (40 °C)	2,8 (40 °C)	37,0 (50 °C)	7,0 (40 °C)
Flammpunkt	°C	160	> 70	165	> 56
Schwefelgehalt	mg/kg	< 2	< 5	470	< 50
Aschegehalt	Gew.%	0,010	0,001	0,037	< 0,010

Ein einheitlicher Unterschied der verschiedenen Bioöle gegenüber Heizöl EL lässt sich dabei nicht ableiten. Je nach Bioöl fallen einzelne Parameter höher oder niedriger aus. So weist HVO100 einen höheren Heizwert als Heizöl EL auf, während dieser bei RME und MFA etwas geringer liegt. Größere Unterschiede zeigen sich vor allem bei der Viskosität und beim Schwefelgehalt von MFA,

welche gegenüber Heizöl EL und den Bioölen RME und HVO100 deutlich höhere Werte aufweist. Auch beim Flammpunkt zeigen sich größere Unterschiede zwischen den Ölen. Die Spezifikation des verwendeten Brennstoffs spielt also eine wichtige Rolle bei der Konzeption und Auslegung eines Feuerungssystems für Bioöl.

3. Energieerzeugung aus Biomasse mit einer indirekten Staubfeuerung

Die heutige Power Service Solutions GmbH wurde im Jahre 2020 mit der Umrüstung eines bereits 2005 von Steinkohle auf Biomasse umgerüsteten Dampferzeugers beauftragt. Bei der früheren Umrüstung wurde dabei das Konzept einer direkten Feuerung (Aufmahlung und Feuerung gekoppelt) mit einer Ebenenregelung beibehalten. Die Motivation des Anlagenbetreibers für den jetzigen Umbau war eine Verbesserung des Teillastverhaltens sowie die Erhöhung der Flexibilität der Anlage. Die Nennleistung des Dampferzeugers beträgt 280 t/h Dampf (520 °C bei 110 bar); nach dem Umbau soll eine Dampferzeugerteillast von 20 % (56 t/h) möglich sein. Die erforderliche Wärme wird über zwölf Brenner mit jeweils 26,3 MW bereitgestellt. Angeordnet sind die Brenner als Eckenfeuerung auf drei Ebenen. Volllast kann mit acht Brennern erreicht werden.

3.1. Konzept und Brennertechnik

Aufgrund der Zielsetzung des verbesserten Teillastverhaltens wurde eine indirekte Feuerung (Aufmahlung und Feuerung durch Zwischensilos entkoppelt) in Kombination mit einer Einzelbrennerregelung realisiert. Dafür wurden drei neue Hammermühlen und sechs nachgeschaltete Zwischensilos installiert.

Die installierten Hammermühlen sind dabei jeweils für einen Durchsatz von 22 t/h ausgelegt, sodass für den Volllastbetrieb nur zwei Mühlen benötigt werden. Die Mahlfeinheit kann über die Wahl des Siebeinsatzes mit verschiedenen Durchgangs-Lochgrößen an der Hammermühle beeinflusst werden. Dies ermöglicht bei Teillast einen Betrieb mit einem Sieb mit 2 mm Lochung, um den Ausbrand zu verbessern. Da die Wahl des Siebes allerdings den Kraftbedarf und den Durchsatz beeinflusst, ist für den Volllastbetrieb ein Sieb mit 3 mm Lochung vorgesehen.

Der aufbereitete Brennstoff wird mit einem Kettenförderer zu den Zwischensilos transportiert. Jedes dieser Silos versorgt dabei zwei in einer Ebene gegenüberliegende Brenner mit Holzstaub (Abbildung 1).

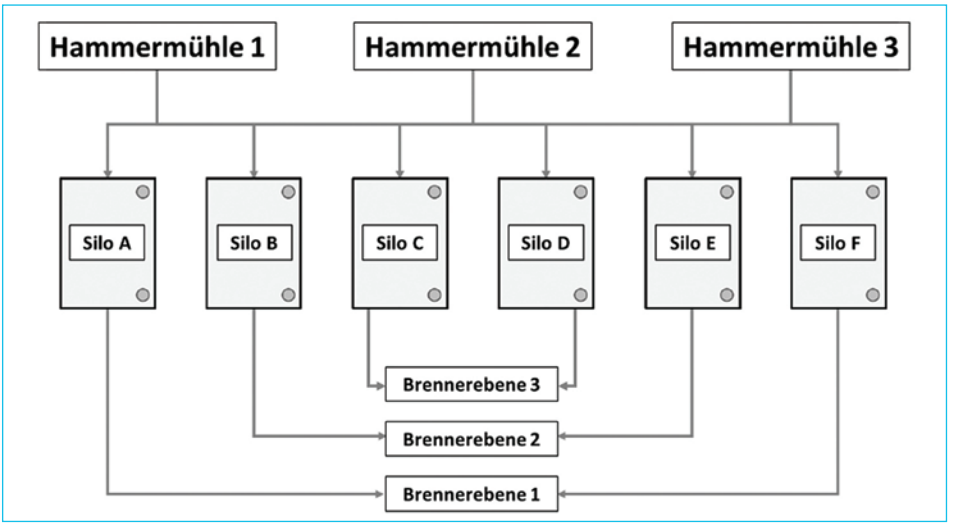


Abb. 1: Zuordnung der Vermahlungslinien zu den Brennerebenen

Über ein System aus Förderschnecken und Zellenradschleusen wird der Holzstaub dann zur pneumatischen Förderung transportiert. Ein neu installiertes, drehzahlgeregeltes Gebläse pro Brenner fördert den Holzstaub dann mittels komprimierter Umgebungsluft über eine ca. 40 m lange Wegstrecke zu den einzelnen Brennern (Abbildung 2). Die Einzelleitungen sind dabei jeweils mit einer Volumenstrom-, Temperatur- und Druckmessung ausgerüstet. Vor den Brennern ist eine schnellschließende Sicherheitsklappe installiert.

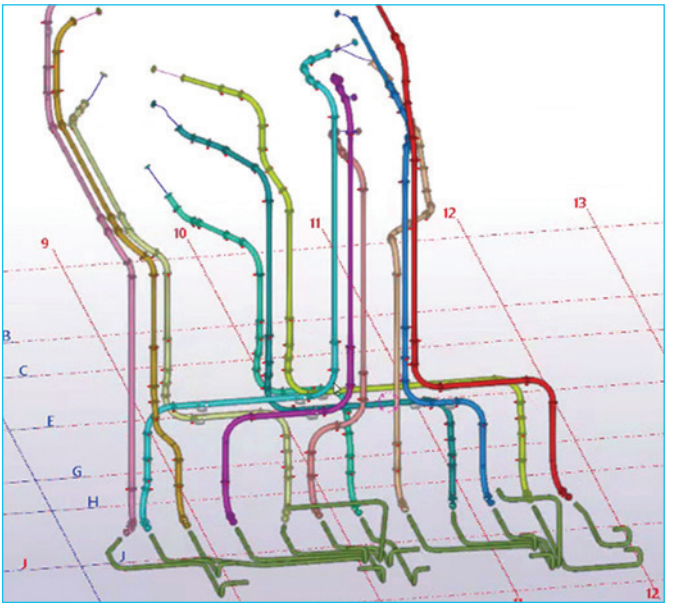


Abb. 2: Anordnung der zwölf Staubleitungen

Verbrannt wird der Holzstaub in zwölf DST-Brennern (Abbildung 3), die auf drei Ebenen als Eckenfeuerung angeordnet sind. Der Volllastbetrieb kann mit acht Brennern erreicht werden. Der verwendete Brennertyp wurde nach vielen Versuchseinsätzen in diesem Projekt erstmalig kommerziell eingesetzt. Er resultiert aus einer Weiterentwicklung des jahrzehntelang eingesetzten DS-Brenners und weist für den gegebenen Anwendungsfall wesentliche Vorteile auf. Da die erforderliche Tragluftmenge erheblich reduziert wurde, kann der DST-Brenner deutlich kompakter gebaut werden. Gleichzeitig wird die Staubbeladung des Gemisches um einen Faktor von ca. vier erhöht, was sich insbesondere auf die Anzündung und die Teillaststabilität positiv auswirkt. Einstellmöglichkeiten bezüglich Luftverteilung am Brenner sowie Drallwinkel der Sekundär- und Tertiärluft bieten die Möglichkeit zur Optimierung der Flammenform und der Emissionen. Jeder Brenner ist mit einem UV-Flammenwächter zur Detektion der Ölflammen und mit einem IR-Flammenwächter zur Detektion der Staubflammen ausgestattet. Der Brennerregelbereich beträgt im Ölbetrieb 1:3 und im Staubbetrieb 1:2.

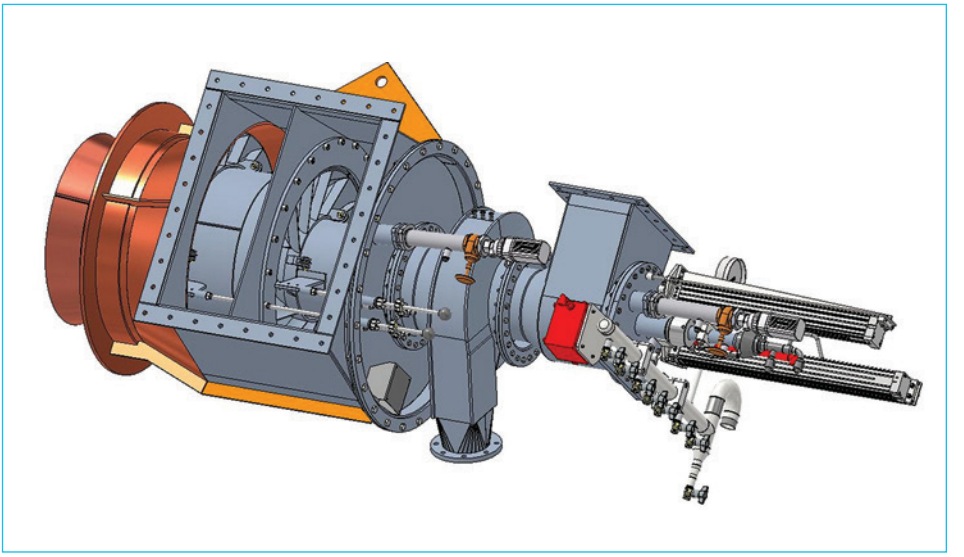


Abb. 3: 3D-Modell des eingesetzten DST-Brenners

Darüber hinaus mussten aufgrund der realisierten Einzelbrennerregelung umfangreiche Anpassungen am Verbrennungsluftsystem durchgeführt werden. Von einer ursprünglichen Windboxversorgung wurde auf eine Brennereinzelluftzuführung inklusive Mengenmessung umgestellt. Die aus dem ursprünglichen Kohlefeuerungssystem vorhandene Mühlenluftversorgung wurde in das neue Verbrennungsluftsystem eingebunden.

3.2. CFD-Simulation

Sowohl in der Planungsphase als auch begleitend zur Inbetriebnahme wurden verschiedene CFD-Simulationen durchgeführt. Dabei kam die Software Star-CCM+ V15.06 zum Einsatz. In der Planungsphase wurde durch die Simulationen die Machbarkeit des gewählten Konzepts bestätigt. Betriebsbegleitende Simulationen dienten der Identifikation des Optimierungspotenzials sowie der Validierung der Modellparameter für zukünftige Projekte.

Für den Volllastbetrieb des Kessels wurde ein Betriebsfall mit den acht Brennern der unteren beiden Brennerebenen gewählt. Aufgrund der Komplexität wurde dieser Lastfall in zwei Abschnitten simuliert. Zunächst wurden die Strömungsverhältnisse aller acht Brenner in Betrieb simuliert, sodass hieraus die Brennstoffverteilung beim Eintritt in den Feuerraum ermittelt werden konnten. Mit diesen Eingangsgrößen wurden im nächsten Schritt die genauen Verhältnisse im Feuerraum simuliert. Dabei können beispielsweise Geschwindigkeitsfelder, Temperaturverteilungen und die CO-Entwicklung sowohl für einzelne Brennerebenen als auch für den gesamten Feuerraum dargestellt werden. Die folgende Abbildung 4 zeigt exemplarisch das Geschwindigkeitsfeld in der zweiten Brennerebene sowie die Temperaturverteilung über den Feuerraum.

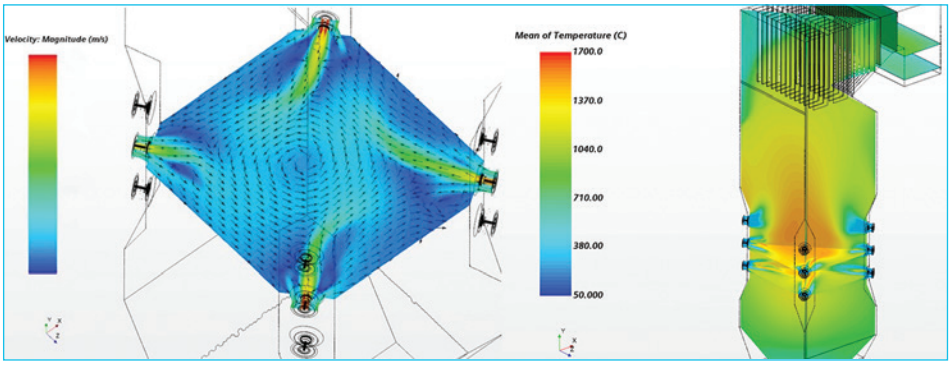


Abb. 4: Geschwindigkeitsfeld der zweiten Brennerebene (links) und Temperaturverteilung im Feuerraum (rechts)

Die Simulation zeigt eine gute Vermischung der Strömungen, was eine Grundvoraussetzung für eine stabile und effiziente Verbrennung darstellt. In der Temperaturverteilung zeigt sich die heißeste Zone erwartungsgemäß in der Mitte des Feuerraums im Bereich der Schnittpunkte der Brennerachsen. Die zusätzliche Einmischung von Verbrennungsluft durch die obere Brennerebene sorgt für ein homogenes und nahezu konstantes Temperaturniveau bis zum Feuerraumende. Dies begünstigt auch einen nahezu vollständigen Ausbrand und damit den Abbau von CO-Emissionen. Es konnte eine sehr gute Übereinstimmung zwischen Simulationen und Messwerten festgestellt werden.

Darüber hinaus wurde auch eine Strömungssimulation für die Staubleitungen durchgeführt, um den Druckverlust zur Auslegung der Gebläse zu validieren.

3.3. Betriebserfahrungen

Von großer Relevanz ist bei einem Feuerungssystem immer das resultierende Emissionsverhalten. Die folgende Tabelle 3 zeigt die für die Anlage nach der Umrüstung geltenden Emissionsgrenzwerte, die im Betrieb sicher eingehalten bzw. unterschritten werden sowie erzielte Werte bei Volllast mit der bevorzugten Brennerkombination.

Tab. 3: Emissionsgrenzwerte der umgerüsteten Anlage

	Grenzwert Tagesmittelwert	**Grenzwert Jahresmittelwert**	**Gemessene Tagesmittelwerte bei Volllast (Ebenen 1 und 2 in Betrieb)**
NO_x [mg/Nm^3 tr. @ 6%O_2]	220	180	~ 160
CO [mg/Nm^3 tr. @ 6%O_2]	250	160	~ 60

Die Werte werden auch im Teillastbetrieb eingehalten, welcher durch die Wahl des Konzeptes als indirekte Feuerung bis zu 20 % Dampferzeugerlast möglich ist. Ein stabiler Betrieb in diesem Lastpunkt konnte im Betrieb bestätigt werden. Dabei sind zwei gegenüberliegende Brenner auf der zweiten Brennerebene in Betrieb.

Abweichend von den generellen Emissionsgrenzwerten wurde für den 70 %-Lastfall eine schärfere Emissionsvorgabe seitens des Anlagenbetreibers aufgestellt, da diesem Betriebspunkt im Lastregime eine hohe Bedeutung zukommt. In diesem Punkt werden unter Einhaltung des CO-Grenzwertes NO_x-Emissionen von 100 mg/Nm^3 (6 % O_2 trocken) erreicht.

Eine Rauchgasrezirkulation oder eine Zuführung von Ausbrandluft über separate Öffnungen ist für die dargestellten Emissionswerte nicht notwendig.

Ein wichtiger Aspekt bei der Inbetriebnahme waren die brennstoffseitigen Temperaturverhältnisse an den Brennern. Da die Verbrennungslufttemperatur mit ca. 320 °C bei Volllast oberhalb der Zündtemperatur von Holzstaub liegt, muss durch konstruktive und betriebliche Maßnahmen die Ablagerung von Holzstaub und damit die Bildung von möglichen Glimmnestern ausgeschlossen werden. Dafür konnten mittels begleitender CFD-Simulationen kritische Stellen wie Toträume oder ungleichmäßige Strömungsgebiete identifiziert und wirksame Ge-

genmaßnahmen definiert werden. Zusätzlich wurde die brennstoffseitige Temperatur am Brenner überwacht, sodass der Brenner bei Temperaturanstiegen frühzeitig abgeschaltet und mit kalter Primärluft gespült werden konnte.

4. Installation eines flexiblen Feuerungssystems für Bio- und Leichtöl

Bioöl kann nicht nur als Zünd- und Stützbrennstoff verwendet werden, sondern auch als Hauptbrennstoff für größere Dampferzeuger. Für diesen Anwendungsfall erhielt die heutige Power Service Solutions GmbH im Jahr 2021 den Auftrag, einen ursprünglich mit Schweröl betriebenen Kessel mit einem neuen Feuerungssystem auszustatten. Motivation des Anlagenbetreibers war neben einer Verlängerung der Lebensdauer vor allem die Erhöhung der betrieblichen Flexibilität. Der Dampferzeuger mit einer Dampfleistung von 750 t/h (538 °C bei 183 bar) bei Nennlast soll dafür in Zukunft in allen Lastpunkten sowohl mit Bio- als auch mit Leichtöl betrieben werden können. Die Mindestlast des Dampferzeugers beträgt 25 % (187,5 t/h). Der Dampferzeuger ist hauptsächlich während der Heizperiode von Oktober bis März in Betrieb und dient der Fernwärmebereitstellung und Stromerzeugung. Zum Einsatz kommt dabei das Bioöl MFA (Mixed Fatty Acids). Darüber hinaus steht auch eine Reduzierung der Emissionen im Fokus.

Das bestehende Feuerungssystem besteht dabei aus 16 Brennern, welche als Frontfeuerung auf vier Ebenen angeordnet sind.

4.1. Brennstoffsystem und Brennertechnik

Für die zukünftige Anwendung wurde das gesamte Brennstoffsystem nach den Öltanks ausgetauscht. Die Ölpumpenstation ist mit redundant ausgeführten Filtern und Schraubenspindelpumpen ausgestattet, wobei jeweils ein Filter und eine Pumpe als Standby-Aggregat dienen. Ein pneumatisches Regelventil stellt einen über den gesamten Lastbereich konstanten Druck im System nach den Ölpumpen ein. Von dort aus wird das Öl zu den Ölvorwärmern gefördert. Aufgrund der Brennstoffeigenschaften von MFA ist eine Vorwärmung des Öls notwendig. Dabei kommen drei parallel geschaltete Vorwärmer zum Einsatz, in denen das Bioöl durch Dampf auf ca. 70–80 °C aufgeheizt wird. Im Betrieb mit Bioöl sind zwei Vorwärmer dauerhaft im Betrieb. Da aufgrund der Brennstoffeigenschaften die Vorwärmung im Betrieb mit Leichtöl nicht notwendig ist, ist ein Bypass um die Vorwärmer installiert. Nach Zusammenführung der Einzelleitungen sind Temperatur- und Viskositätsmessungen zur Bildung des Sollwertes für die Ölvorwärmung installiert. Im Bereich des Dampferzeugers

wird die Leitung auf vier Einzelleitungen für die Brennerebenen aufgeteilt. Jede dieser Leitungen versorgt vier Brenner mit Öl und ist mit einem Regelventil ausgestattet.

Über diese Leitungen gelangt das Öl zu den Brennern. Dabei kommen 16 Low-NO_x-ADS-Brenner zum Einsatz (Abbildung 5, links). Die Brenner haben eine Leistung von jeweils 46,9 MW, sodass die Volllast mit 15 Brennern (n-1) erreicht werden kann. Der Brennerregelbereich beträgt 1:4.

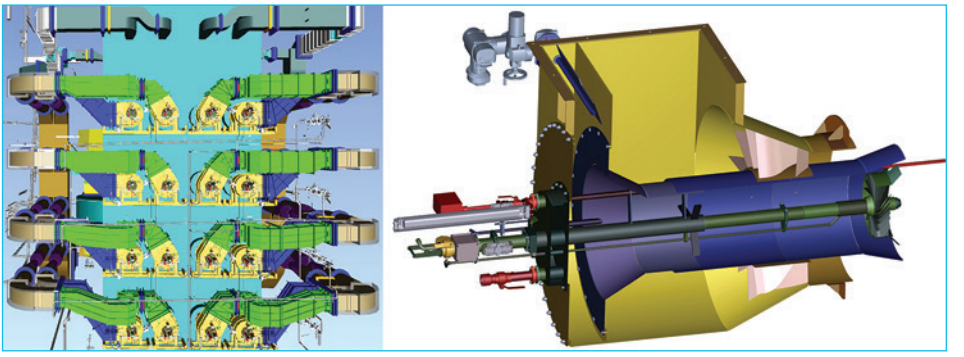


Abb. 5: Anordnung der Brenner (links) und Schnittansicht eines Einzelbrenners (rechts) als Ausschnitt aus dem 3D-Modell

Die Brenner sind als zweistufige Drallbrenner ausgeführt (Abbildung 5, rechts). Die Verbrennungsluft wird bei Eintritt in den Brenner aufgeteilt und dem Kern- und Sekundärluftrohr getrennt zugeführt. Eine Vertrimmung beider Luftströme erfolgt über eine Klappe am Kernlufteintritt. Im Sekundärluftquerschnitt befindet sich ein verstellbarer Drallkörper und im Kernluftquerschnitt ein fester Swirler.

Zentral im Kernluftrohr ist eine pneumatisch verfahrbare Öllanze angeordnet, in welcher das Öl und das Zerstäubermedium Dampf separat zur Brennstoffdüse geführt werden. Über die Konstruktion der Brennstoffdüse wird eine gute Zerstäubungsqualität am Düsenaustritt sichergestellt.

Darüber hinaus ist jeder Brenner mit einem UV-Flammenwächter sowie einem elektrischen Zünder mit pneumatischer Verfahreinrichtung ausgestattet.

4.2. Luft- und Rauchgassystem

Die für die Verbrennung notwendige Verbrennungsluft wird durch zwei Frischluftgebläse bereitgestellt, welche jeweils acht Brenner versorgen. Jedes der beiden Teilsysteme besteht dabei aus einem Gebläse mit Drallregler, einer Mengenmessung in der Hauptleitung und einer dreistufigen Luftvorwärmung mittels Heißwasser, Dampf und Rauchgas. Die Stichleitungen zu den Brennern sind jeweils mit einer Mengenmessung und einer Regelklappe ausgestattet.

Zusätzlich versorgt jedes Teilsystem drei Öffnungen zur Einbringung von Ausbrandluft. Auch diese Stichleitungen sind jeweils mit einer Mengenmessung und einer Regelklappe ausgestattet.

In Abhängigkeit der Kessellast wird die Frischluft auf bis zu 38 °C vorgewärmt. Für den Fall der Störung eines der Gebläse gibt es einen Verbindungskanal zwischen beiden Hauptleitungen, sodass alle Brenner von einem Gebläse versorgt werden können.

Im Rauchgassystem nach Kessel sind insgesamt sechs O_2-Messungen installiert. Diese werden für eine Korrekturregelung der Verbrennungsluftströme zu den Brennern und zu den Ausbrandluft-Öffnungen verwendet.

Darüber hinaus wurde das bestehende Rauchgasrezirkulationssystem optimiert. Durch die Vermischung von Frischluft und rezirkuliertem Rauchgas wird der volumetrische Sauerstoffgehalt gesenkt, wodurch Temperaturspitzen im Flammenbereich reduziert werden. Dies bewirkt eine Reduzierung der NO_x-Emissionen. Durch die Erhöhung der Rauchgasmenge werden zudem die Frischdampfparameter stabilisiert. Weiterhin können auch Brenner außer Betrieb mit rezirkuliertem Rauchgas gekühlt werden, ohne den Luftüberschuss des Feuerraums zu erhöhen.

Es sind zwei verschiedene Möglichkeiten der Rauchgasrezirkulation vorgesehen. Zum einen fördern zwei neu installierte Gebläse rezirkuliertes Rauchgas vom Kesselaustritt zu den Brennern. Jedes Gebläse versorgt dabei acht Brenner, das Rauchgas wird unmittelbar vor den Brennern in die Frischluftkanäle eingemischt. Die beiden Hauptleitungen sind jeweils mit einer Absperrklappe sowie Temperatur- und Mengenmessungen ausgerüstet, in den Stichleitungen zu den Brennern sind jeweils eine Mengenmessung und eine Regelklappe installiert. Für den Fall der Störung eines der Gebläse gibt es einen Verbindungskanal zwischen beiden Hauptleitungen, sodass alle Brenner von einem Gebläse versorgt werden können.

Zum anderen existieren im Bestand zwei weitere Rezigebläse, welche das Rauchgas vom Kesselaustritt zur Mischeinrichtung im Frischluftsystem nach den Luftvorwärmern fördern.

Bei niedrigen Kessellasten wird die Rauchgasrezi nur unmittelbar vor den Brennern zugemischt. Bei höheren Kessellasten sind alle vier Rezigebläse in Betrieb, um höhere Reziraten zur Stabilisierung der Frischdampftemperatur realisieren zu können.

4.3 Betriebserfahrungen

Mit der Umrüstung des Dampferzeugers wurde ein stabiler und effizienter Betrieb erreicht. Der Betrieb ist in allen Lastpunkten sowohl mit Leichtöl als auch mit Bioöl möglich. Die einzuhaltenden Emissionsgrenzwerte werden dabei in allen Betriebsweisen deutlich unterschritten. Die folgende Abbildung 6 zeigt die Bandbreite der gemessenen NO_x-Emissionen während der Inbetriebnahme. Die CO-Emissionen lagen bei allen dargestellten Messungen bei ≤ 15 mg/Nm^3 bei 3 % O_2 trocken.

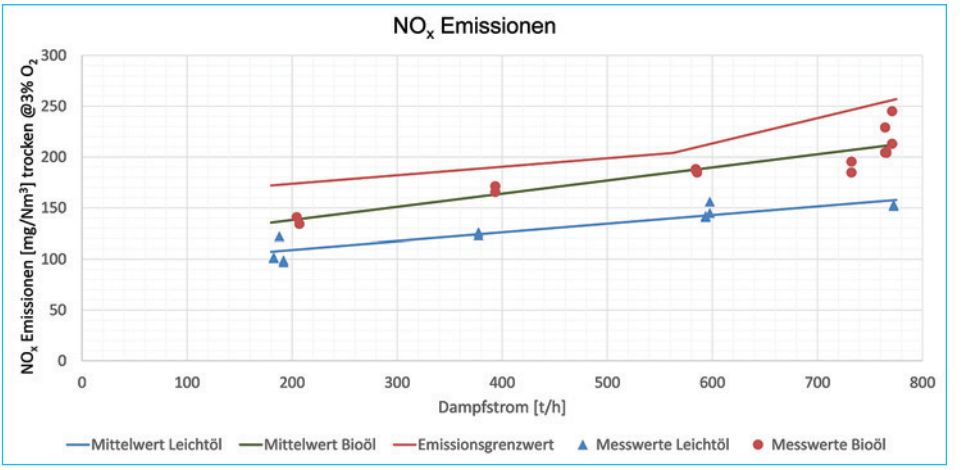


Abb. 6: Emissionsgrenzwerte und mittlere erreichte NO_x-Emissionen

Hohe Flexibilität hinsichtlich der verwendeten Brennstoffe bietet vor allem die Möglichkeit des fliegenden Brennstoffwechsels. Im laufenden Betrieb kann zwischen Leicht- und Bioöl gewechselt werden, ohne den Dampferzeuger abschalten zu müssen. Für die Umschaltung wird die Dampferzeugerlast auf ca. 30 % reduziert. Der gesamte Vorgang, inklusive erforderlicher Vorgänge wie An- und Abschalten der Ölvorwärmer, ist ebenso wie das gesamte leittechnische System vollständig automatisiert.

Auch im Betrieb mit Bioöl zeigte sich keine signifikante Verschmutzung der Öldüsen, sodass hier die für Ölbetrieb üblichen Reinigungsintervalle ausreichend sind.

Ebenso funktioniert die Flammenüberwachung mittels UV-Flammenwächter im Betrieb mit beiden Brennstoffen zuverlässig. Separate Flammenwächter pro Brennstoff sind in diesem Anwendungsfall nicht erforderlich.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In beiden dargestellten Projekten wurden Konzepte für eine Umrüstung von konventionellen Dampferzeugern auf eine Feuerung für Biobrennstoffe entwickelt. Aufgrund von geänderten Anforderungen an die betrachteten Anlagen wurde in beiden Fällen ein besonderer Fokus auf die Flexibilität und Lastdynamik gelegt.

Im Falle der Biomasse-Staubfeuerung konnte durch die Umrüstung die Mindestlast des Dampferzeugers von zuvor 40 % auf 20 % abgesenkt werden. Erreicht wurde dies durch eine Konzeptänderung hin zu einer indirekten Feuerung. Die Entkopplung von Aufmahlung und Feuerung erhöht darüber hinaus die Anlagenverfügbarkeit, da bei Ausfall einer Mühle weiterhin Brennstoff aus den Zwischensilos zur Verfügung steht. Wartungsarbeiten an einer Mühle können ohne resultierende Einschränkungen im Feuerungssystem durchgeführt werden, wodurch Stillstandzeiten minimiert werden. Als Brennstoff für die Zünd- und Stützfeuerung können zwei verschiedene Bioöle verwendet werden, wobei die Brenner als kompakte Kombibrenner ausgeführt sind.

Bioöl kann aber auch als Hauptbrennstoff in größeren Dampferzeugern verwendet werden. Nach Umrüstung eines ursprünglich mit Schweröl befeuerten Dampferzeugers konnte eine hohe Flexibilität bezüglich der verwendeten Brennstoffe erreicht werden. Neben Bioöl kann der Dampferzeuger auch mit Leichtöl betrieben werden. Die neu installierten Brenner ermöglichen mit beiden Brennstoffen einen emissionsarmen Betrieb. Besondere Vorteile bieten sich durch die Möglichkeit zum fliegenden Wechsel zwischen den Brennstoffen. Dadurch wird eine maximale Anlagenverfügbarkeit und eine optimale Anpassung der Fahrweise an die Verfügbarkeit des Biobrennstoffs ermöglicht.

In beiden Anlagen wurde ein hoher Automatisierungsgrad implementiert, wodurch ein sicherer und effizienter Betrieb ermöglicht wird.

Geltende Emissionsgrenzwerte werden von beiden Anlagen eingehalten bzw. unterschritten.

Neben den gesammelten Betriebserfahrungen steht mit validierten CFD-Simulationsmodellen ein effizientes Werkzeug für zukünftige Projekte zur Verfügung.

Für die Zielsetzung der Dekarbonisierung der strom- und wärmeerzeugenden Industrien bieten solche Umrüstungen großes Potenzial.

MEERANER



- **ENERGIE-TECHNIK & KRAFTWERKS-BAU**

  Fossile Brennstoffe
  Müllverbrennung
  Biomasse

- **VERFAHRENS-TECHNISCHER ANLAGENBAU**

  Chemische Industrie
  Stahlindustrie
  Papier- & Holzindustrie
  Öl- & Gasindustrie

- **SCHWEIß-TECHNISCHE AKADEMIE**

- **LOHN-DIENST-LEISTUNGEN**

QUALITÄT SCHWEIßT ZUSAMMEN

www.mdkb.de

Holzstaubfeuerung in der Praxis – Emissionsverhalten, Anlagentechnik und Kosten im Vergleich zu Erdgas

Ronald Wilhelm und Claas Rohde

1. Einleitung 89
2. Grundlagen der Holzstaubfeuerung 90
3. Anlagentechnik in der Praxis 90
4. Emissionsverhalten 91
4.1. Luftschadstoffemissionen 91
4.2. CO_2-Bilanz im Vergleich zur Erdgasfeuerung 92
5. Wirtschaftlichkeit und Kostenvergleich 93
5.1. Investitionskosten 93
5.2. Brennstoffkosten 94
5.3. Einfluss der CO_2-Bepreisung 94
5.4. Betriebskosten und Anlagenverfügbarkeit 94
5.5. Wirtschaftliche Gesamtbewertung 95
6. Praxisbeispiel 96
7. Fazit 97
8. Quellen 98

1. Einleitung

Die industrielle Wärme- und Dampferzeugung steht zunehmend im Spannungsfeld zwischen Klimaschutzzielen, steigenden CO_2-Kosten und einer volatilen Energieversorgung. Vor diesem Hintergrund gewinnen biogene Brennstoffe

als Alternative zu fossilen Energieträgern an Bedeutung. Insbesondere die Holzstaubfeuerung hat sich in verschiedenen Industriezweigen als leistungsfähige und wirtschaftliche Technologie zur Bereitstellung von Prozesswärme etabliert.

Der vorliegende Beitrag betrachtet die Holzstaubfeuerung aus einer praxisnahen Perspektive und vergleicht sie mit der konventionellen Erdgasfeuerung. Im Fokus stehen die Auswirkungen der Brennstoffeigenschaften auf Verbrennungsprozesse, Anlagentechnik, Emissionsverhalten und Wirtschaftlichkeit. Grundlage der Betrachtungen sind Erfahrungen aus Planung, Auslegung und Betrieb industrieller Holzstaubfeuerungen.

Neben technischen Aspekten werden die Emissionscharakteristik und die CO_2-Bilanz moderner Holzstaubanlagen dargestellt. Ziel ist es, die Potenziale und Herausforderungen dieser Technologie im Kontext der Dekarbonisierung industrieller Wärmeprozesse aufzuzeigen.

2. Grundlagen der Holzstaubfeuerung

Holzstaub ist ein feinkörniger biogener Brennstoff, der aus naturbelassenem Holz oder Holzreststoffen gewonnen wird. Mit Heizwerten von typischerweise 17 bis 19 MJ/kg eignet sich Holzstaub für die industrielle Wärme- und Dampferzeugung in einem breiten Leistungsbereich [1][3]. Die feine Partikelstruktur ermöglicht eine schnelle Erwärmung und Verbrennung, wodurch hohe Leistungsdichten und ein guter Ausbrand erreicht werden können [1][2].

Bei der Holzstaubfeuerung wird der Brennstoff pneumatisch transportiert und gemeinsam mit der Verbrennungsluft über spezielle Staubbrenner in den Feuerraum eingeblasen. Die Verbrennung erfolgt ähnlich wie bei pulverförmigen fossilen Brennstoffen innerhalb kurzer Verweilzeiten.

Im Vergleich zur Erdgasfeuerung sind zusätzliche Einrichtungen für Lagerung, Förderung und Dosierung erforderlich. Darüber hinaus müssen aufgrund der Staubexplosionsgefahr besondere Anforderungen an den Anlagen- und Explosionsschutz berücksichtigt werden [4]. Dem höheren technischen Aufwand steht der Vorteil eines erneuerbaren Energieträgers gegenüber, der zur Reduzierung fossiler CO_2-Emissionen beitragen kann.

3. Anlagentechnik in der Praxis

Eine industrielle Holzstaubfeuerung besteht im Wesentlichen aus Brennstofflagerung, Austragung, Dosier- und Fördertechnik sowie dem eigentlichen Brennersystem. Ziel ist eine gleichmäßige und reproduzierbare Brennstoffzufuhr, um stabile Verbrennungsbedingungen sicherzustellen.

Moderne Holzstaubanlagen nutzen häufig Drallbrenner, wie sie beispielsweise von SAACKE für staubförmige Brennstoffe entwickelt wurden. Durch die intensive Vermischung von Holzstaub und Verbrennungsluft entsteht eine stabile Flamme mit hohem Ausbrandgrad und guten Emissionseigenschaften. Die Feuerung arbeitet dabei meist mit einer gestuften Luftzuführung aus Primär- Sekundär- und Tertiärluft. Diese Luftstufung verbessert die Verbrennungsführung und ermöglicht eine Reduzierung der Stickoxidbildung bereits im Feuerraum [1] [2].

Im Gegensatz zur Erdgasfeuerung sind bei Holzstaubanlagen zusätzliche sicherheitstechnische Maßnahmen erforderlich. Hierzu zählen explosionsgeschützte Förder- und Dosiersysteme, Rückbrandsicherungen sowie Einrichtungen zur Druckentlastung und Überwachung [4]. Grundlage bilden die Anforderungen der ATEX-Richtlinie sowie einschlägige Regelwerke zum Staubexplosionsschutz.

Holzstaubfeuerungen werden insbesondere in der Holzwerkstoffindustrie, bei Trocknungsprozessen sowie in der industriellen Dampf- und Heißgaserzeugung eingesetzt. Mehrstofffähige Brennersysteme ermöglichen darüber hinaus den flexiblen Betrieb mit verschiedenen Gasen und Öle als Stütz- oder Reservebrennstoff.

4. Emissionsverhalten

4.1. Luftschadstoffemissionen

Die Emissionscharakteristik von Holzstaubfeuerungen wird maßgeblich durch Brennstoffqualität, Brennerauslegung und Verbrennungsführung beeinflusst. Im Fokus stehen insbesondere Stickoxide (NO_x), Kohlenmonoxid (CO) sowie Staubemissionen.

Stickoxide entstehen sowohl aus dem im Brennstoff enthaltenen Stickstoff als auch durch thermische Bildungsmechanismen [1][2]. Moderne Holzstaubfeuerungen erreichen durch Luftstufung und optimierte Brennergeometrien niedrige NO_x-Emissionen und können die gesetzlichen Anforderungen sicher einhalten [1]. Erdgasfeuerungen weisen aufgrund des fehlenden Brennstoffstickstoffs häufig niedrigere Werte auf.

Kohlenmonoxid dient als Indikator für die Qualität des Ausbrandes. Durch die feine Mahlung des Holzstaubs und eine intensive Durchmischung von Brennstoff und Verbrennungsluft können moderne Anlagen CO-Konzentrationen von unter 50 mg/Nm^3 erreichen [1][2]. Damit bewegen sich die Emissionen auf einem Niveau, das mit industriellen Erdgasfeuerungen vergleichbar ist.

Zur Einhaltung der Staubgrenzwerte werden in der Regel Gewebe- oder Elektrofilter eingesetzt. Moderne Anlagen erreichen damit Staubemissionen deutlich unterhalb der geltenden gesetzlichen Anforderungen.

4.2. CO_2-Bilanz im Vergleich zur Erdgasfeuerung

Neben den klassischen Luftschadstoffen spielt die Klimabilanz des eingesetzten Brennstoffs eine entscheidende Rolle. Bei der Verbrennung von Holz wird zwar Kohlendioxid freigesetzt, dieses stammt jedoch aus dem biogenen Kohlenstoffkreislauf und wird daher im europäischen Emissionshandel nicht als fossile CO_2-Emission bewertet [1][5].

Am Beispiel einer Feuerungsanlage mit 10 MW thermischer Leistung und 8.000 Volllaststunden pro Jahr ergibt sich ein jährlicher Energiebedarf von 80.000 MWh.

Für Erdgas resultieren daraus fossile CO_2-Emissionen von rund 16.000 t CO_2 pro Jahr [6]. Bei einer Nutzung von Holzpellets entsteht zwar ebenfalls Kohlendioxid bei der Verbrennung, bilanziell relevant sind jedoch hauptsächlich die Emissionen aus Pelletproduktion und Transport. Diese liegen typischerweise bei etwa 2.400 t CO_2-Äquivalenten pro Jahr [5]. Tabelle 1 zeigt den Vergleich beider Brennstoffe.

Tab. 1: Vergleich der Brennstoffe

Parameter	Erdgas	Holzpellets / Holzstaub
Feuerungsleistung	10 MW	10 MW
Betriebsstunden	8000 h/a	8000 h/a
Energieeinsatz	80.000 MWh/a	80.000 MWh/a
Brennstoffbedarf	ca. 8 Mio. Nm^3/a	ca. 16.400 t/a
Fossile CO_2-Emissionen	ca. 16.000 t/a	0 t/a
Vorkettenemissionen	gering	ca. 2.400 t CO_2e/a
Treibhausgasreduktion	-	ca. 85 %

Der wesentliche Vorteil der Holzstaubfeuerung liegt somit weniger bei den klassischen Luftschadstoffen als vielmehr in der deutlichen Reduzierung fossiler Treibhausgasemissionen. Unter den Bedingungen nachhaltiger Forstwirtschaft kann Holzstaub einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung industrieller Wärmeprozesse leisten [1][5].

5. Wirtschaftlichkeit und Kostenvergleich

Die wirtschaftliche Bewertung von Holzstaubfeuerungen erfolgt im Wesentlichen anhand der Investitionskosten, der Brennstoffkosten sowie der betrieblichen Aufwendungen. Während Erdgasfeuerungen durch eine einfache Anlagentechnik gekennzeichnet sind, erfordern Holzstaubfeuerungen zusätzliche Einrichtungen zur Brennstofflagerung, Förderung, Dosierung und Staubabscheidung. Dem höheren Investitionsaufwand stehen jedoch häufig niedrigere Brennstoffkosten sowie Einsparungen bei der CO_2-Bepreisung gegenüber.

Zur Veranschaulichung wird eine Feuerungsanlage mit einer thermischen Leistung von 10 MW und einer jährlichen Betriebsdauer von 8.000 Stunden betrachtet. Dies entspricht einem jährlichen Energieeinsatz von 80.000 MWh.

5.1. Investitionskosten

Bei einer Erdgasfeuerung beschränkt sich die Anlagentechnik im Wesentlichen auf Brenner, Gasregelstrecke und Feuerungsmanagementsystem. Die Investitionskosten sind daher vergleichsweise gering.

Eine Holzstaubfeuerung erfordert zusätzlich ein Brennstofflager, Austrags- und Fördereinrichtungen, Dosiersysteme, Sicherheitstechnik sowie Einrichtungen zur Staubabscheidung. Für einen Heißgaserzeuger oder einen Dampfkessel gleicher Leistung liegen die Investitionskosten typischerweise um den Faktor zwei bis drei über denen einer vergleichbaren Erdgasfeuerung [7][8]. In Tabelle 2 sind beispielhaft Investitionsvolumina für zwei verschiedene Anlagentypen dargestellt. Insbesondere bei Neubauprojekten oder Anlagen mit langfristiger Betriebsdauer kann dieser Mehraufwand durch die niedrigeren Betriebskosten kompensiert werden.

Tab. 2: Vergleich der Investitionsvolumina von zwei Anlagentypen

Anlagentyp	Erdgas	Holzpellets
10 MW Heißgaserzeuger	ca. 1–2 Mio. €	ca. 2,5–5 Mio. €
10 MW Dampfkesselanlage	ca. 2–3 Mio. €	ca. 4–7 Mio. €

Die in Tabelle 2 angegebenen Werte stellen typische Größenordnungen dar und können in Abhängigkeit von Projektumfang, Brennstoffhandling, Emissionsminderungstechnik und baulichen Randbedingungen erheblich variieren [7][8].

5.2. Brennstoffkosten

Der größte wirtschaftliche Einflussfaktor sind die Brennstoffkosten. Für die Beispielrechnung werden typische Energiepreise verwendet, die einer Einordnung der Größenordnungen dienen. Die tatsächliche Wirtschaftlichkeit ist stets projektspezifisch zu bewerten und hängt von regionalen Marktbedingungen, Vertragslaufzeiten sowie der Verfügbarkeit der Brennstoffe ab [7].

- Erdgas: 40 €/MWh
- Holzpellets (industrielle Qualität): 51 €/MWh (250 €/t bei Heizwert 4,9 kWh/kg)

Hieraus ergeben sich die in Tabelle 3 dargestellten jährlichen Brennstoffkosten.

Tab. 3: Übersicht Brennstoffkosten

Parameter	Erdgas	Holzpellets
Energiebedarf	80.000 MWh/a	80.000 MWh/a
Energiepreis	40 €/MWh	51 €/MWh
Brennstoffkosten	3,2 Mio. €/a	4,1 Mio. €/a

Unter den gewählten Randbedingungen ergibt sich ein jährlicher Kostenvorteil bei der Brennstoffbeschaffung von rund 0,9 Mio. € zugunsten der Erdgasfeuerung.

5.3. Einfluss der CO_2-Bepreisung

Zusätzlich zu den Brennstoffkosten gewinnt die CO_2-Bepreisung zunehmend an Bedeutung. Für die betrachtete Erdgasfeuerung entstehen bei einem jährlichen Ausstoß von rund 16.000 t CO_2 zusätzliche Kosten, sofern die Emissionen dem jeweiligen CO_2-Regime unterliegen.

Bei einem CO_2-Preis von 60 €/t CO_2 (perspektivisch 100 €/t) ergeben sich zusätzliche steuerliche Belastungen von knapp 1 Mio. € pro Jahr. Die biogenen CO_2-Emissionen der Holzfeuerung werden demgegenüber im europäischen Emissionshandel derzeit nicht als fossile Emissionen angerechnet.

Damit kann die CO_2-Bepreisung einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Holzstaubfeuerungen leisten.

5.4. Betriebskosten und Anlagenverfügbarkeit

Die Wartungs- und Betriebskosten einer Holzstaubfeuerung liegen aufgrund der zusätzlichen Förder- und Dosiertechnik über denen einer Erdgasfeuerung. Hinzu kommen Aufwendungen für Brennstoffhandling, Filteranlagen sowie regelmäßige Reinigungsarbeiten.

Moderne Feuerungssysteme erreichen jedoch hohe Verfügbarkeiten und können heute in vielen Anwendungen mit der Betriebssicherheit konventioneller Gasfeuerungen konkurrieren. Insbesondere in Industriebetrieben mit kontinuierlichem Wärmebedarf und gesicherter Brennstoffversorgung stellt dies einen wichtigen Vorteil dar.

5.5. Wirtschaftliche Gesamtbewertung

Die Umrüstung einer 10-MW-Feuerungsanlage von Erdgas auf Holzstaub (aus Pellets) reduziert die CO_2-Emissionen um rund 85 % und ist damit ein wirksamer Beitrag zur Dekarbonisierung – ökologisch ist die Maßnahme eindeutig vorteilhaft. Wirtschaftlich ist sie bei den heutigen Rahmenbedingungen (Erdgaspreis 40 €/MWh, Pelletpreis 250 €/t, CO_2-Preis 60 €/t) noch nicht attraktiv, da die Mehrinvestition von rund 2 Mio. € mit einer Amortisationszeit von ca. 50 Jahren deutlich über dem üblichen Investitionshorizont liegt. Sobald der CO_2-Preis im Zuge des EU-ETS 2 (Start voraussichtlich 2028) auf 70 €/t steigt, sinkt die Amortisationszeit auf unter 10 Jahre, und ab ca. 82 €/t auf unter 5 Jahre – ein Preispfad, der nach aktuellem Marktausblick realistisch erscheint und die Holzstaubfeuerung mittelfristig zur wirtschaftlich überlegenen Alternative macht (Abbildung 1).

Darüber hinaus kann eine öffentliche Förderung – etwa über das Bundesförderprogramm Effiziente Wärmenetze (BEW) oder BAFA-Programme für Biomasseanlagen – das effektive Investitionsvolumen erheblich senken und die Amortisationszeit entsprechend verkürzen, wodurch die Wirtschaftlichkeitsschwelle deutlich früher erreicht werden kann. Besonders relevant ist in diesem Zusammenhang die Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW, Modul 2, BAFA), die Biomasse-Feuerungsanlagen zur industriellen Prozesswärmeerzeugung explizit fördert und je nach Unternehmensgröße Investitionskostenzuschüsse von 40 bis 60 % der förderfähigen Kosten ermöglicht – im vorliegenden Fall also eine potenzielle Förderung von 800.000 bis 1.200.000 € auf die Mehrinvestition, was die Amortisationszeit auch ohne CO_2-Preisanstieg erheblich reduzieren würde.

Die dargestellten Kosten basieren auf typischen Marktbedingungen der Jahre 2025/2026 und dienen ausschließlich der Veranschaulichung. Für konkrete Projekte sind detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnungen unter Berücksichtigung der jeweiligen Brennstoffpreise, Investitionskosten und regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich [7][8].

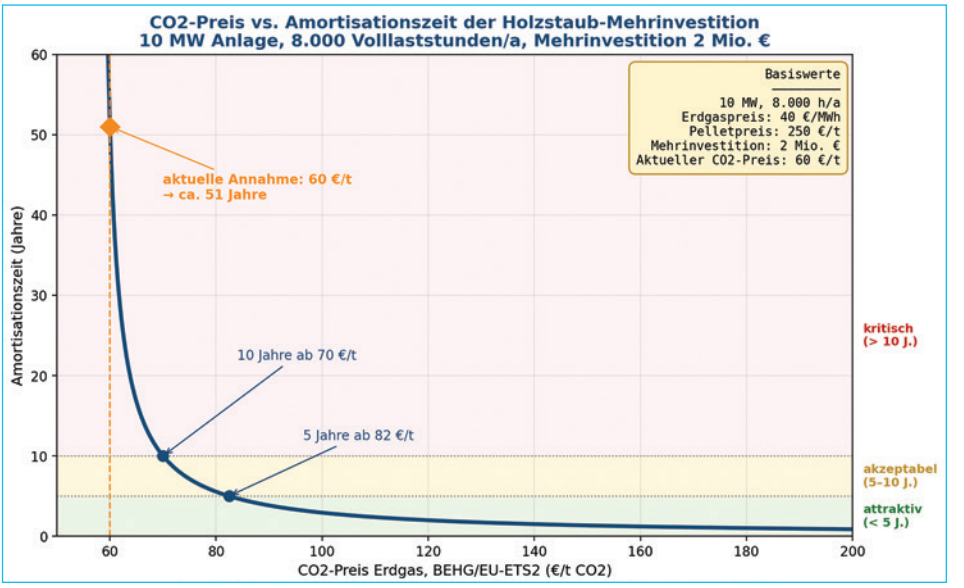


Abb. 1: Sensitivitätsanalyse der Amortisationszeit der Mehrinvestition zum CO_2-Preis [10].

6. Praxisbeispiel

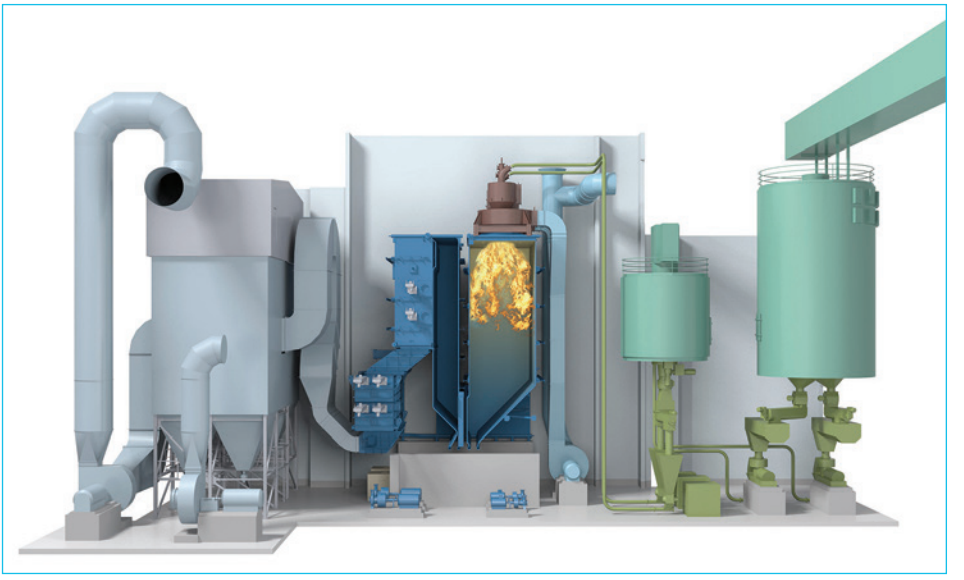


Abb. 2: Anlagenbeispiel 100-MW-Holzstaubfeuerung.

Ein aktuelles Beispiel für den großtechnischen Einsatz der Holzstaubfeuerung ist das Heizwerk Salmisaari des finnischen Energieversorgers Helen in Helsinki (Abbildung 2). Die Anlage ist seit 2020 in Betrieb und erreicht mit rund 6.000 Volllaststunden pro Jahr eine hohe Auslastung. Mit ihrer installierten Leistung versorgt sie das Fernwärmenetz der Stadt und deckt den Heizbedarf von rund 25.000 Einzimmerwohnungen [9]. Das Projekt zeigt eindrucksvoll, dass Holzstaubfeuerungen heute einen wesentlichen Beitrag zur Dekarbonisierung urbaner Wärmenetze leisten können.

Die technischen Erfahrungen aus der Planung und Realisierung einer 100-MW-Holzstaubfeuerungsanlage an einem Heißwassererzeuger bildeten eine wichtige Grundlage für die Weiterentwicklung dieser Technologie. Dabei zeigte sich, dass insbesondere eine gleichmäßige Brennstoffdosierung, eine sichere pneumatische Förderung sowie eine auf den Brennstoff abgestimmte Brenner- und Luftführung entscheidend für einen zuverlässigen Anlagenbetrieb sind. Durch die optimierte Auslegung von Feuerraum und Verbrennungsluftsystem konnten stabile Verbrennungsbedingungen über den gesamten Lastbereich sowie ein hoher Ausbrand bei gleichzeitig niedrigen Emissionen erreicht werden.

Neben den technischen Vorteilen unterstreicht das Projekt auch die wirtschaftlichen und klimapolitischen Potenziale der Holzstaubfeuerung. Durch die Umstellung von Kohle auf Holzpellets konnten die fossilen CO_2-Emissionen der Wärmebereitstellung erheblich reduziert werden. Gleichzeitig trugen die langfristig wettbewerbsfähigen Brennstoffkosten von Holzpellets sowie die vermiedenen CO_2-Kosten dazu bei, die Wirtschaftlichkeit der Anlage gegenüber der ursprünglichen Kohlefeuerung zu verbessern. Das Beispiel zeigt, dass moderne Holzstaubfeuerungen nicht nur eine technisch ausgereifte Lösung für die industrielle und kommunale Wärmeversorgung darstellen, sondern auch einen wesentlichen Beitrag zur wirtschaftlichen und nachhaltigen Transformation bestehender Feuerungsanlagen leisten können.

7. Fazit

Die Holzstaubfeuerung hat sich in den vergangenen Jahren zu einer technisch ausgereiften und leistungsfähigen Technologie für die industrielle Wärme- und Dampferzeugung entwickelt. Moderne Brenner- und Feuerungssysteme ermöglichen einen stabilen Betrieb, hohe Wirkungsgrade sowie die Einhaltung anspruchsvoller Emissionsgrenzwerte. Während Erdgasfeuerungen hinsichtlich der Anlagentechnik einfacher aufgebaut sind und geringere Stickoxid-Emissionen aufweisen können, bietet die Holzstaubfeuerung deutliche Vorteile bei der Reduzierung fossiler CO_2-Emissionen.

Die Wirtschaftlichkeit von Holzstaubfeuerungen wird maßgeblich durch die Brennstoffkosten, die jährlichen Betriebsstunden sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen beeinflusst. Insbesondere bei kontinuierlich betriebenen Heißgaserzeugern und Dampfkesseln mit hoher Auslastung können die höheren Investitionskosten durch niedrigere Brennstoffkosten und vermiedene CO_2-Kosten kompensiert werden.

Das vorgestellte Praxisbeispiel zeigt, dass moderne Holzstaubfeuerungen heute sowohl technisch als auch wirtschaftlich eine überzeugende Alternative zu fossilen Feuerungssystemen darstellen. Die erfolgreiche Umstellung von Kohle auf Holzpellets belegt das Potenzial dieser Technologie zur Dekarbonisierung der industriellen und kommunalen Wärmeversorgung.

Mit Blick auf die europäischen Klimaziele wird der Einsatz biogener Brennstoffe auch künftig eine wichtige Rolle bei der Transformation der Wärmeversorgung spielen. Holzstaubfeuerungen können dabei – insbesondere in Kombination mit nachhaltig erzeugter Biomasse und einer optimierten Feuerungstechnik – einen wesentlichen Beitrag zur Reduzierung fossiler Treibhausgasemissionen leisten.

8. Quellen

[1] Kaltschmitt, M.; Hartmann, H.; Hofbauer, H.: *Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 4. Auflage, Springer Vieweg, Wiesbaden, 2022.

[2] Van Loo, S.; Koppejan, J. (Hrsg.): *The Handbook of Biomass Combustion and Co-firing*. Earthscan, London, 2008.

[3] DIN EN ISO 17225-1: Feste Biobrennstoffe – Brennstoffspezifikationen und Klassen.

[4] VDI 2263 Blatt 1: Staubbrände und Staubexplosionen – Gefahren, Beurteilung, Schutzmaßnahmen.

[5] Forest Research: Carbon Emissions of Different Fuels.

[6] Umweltbundesamt (UBA): Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe und Treibhausgasbilanzierung, aktuelle Ausgabe.

[7] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR): Leitfaden Bioenergie – Wirtschaftlichkeit und Kosten von Biomassefeuerungen, aktuelle Ausgabe.

[8] IEA Bioenergy Task 32: Biomass Combustion and Co-firing – Economic Assessment of Biomass Heating Systems.

[9] Helen Oy 2026: https://www.helen.fi/en/news/2016/finlands-largest-pellet-boiler-to-salmisaari

[10] CO_2-Preisrahmen: DEHSt (2026), BEHG/EU-ETS 2, voraussichtlich ab 2008 (Richtlinie (EU) 2023/959)

Zünd- und Stütz-Ölfeuerung 84 MW für ein Müllheizkraftwerk mit Rückschubrost

Bert Zimmermann und Thomas Wünsch

1. Einleitung 99
2. Aufgabenstellung 100
3. Lösungsansatz 102
4. Ausführung 104
5. Inbetriebsetzung und erste Betriebserfahrungen 105
6. Ausblick 107

1. Einleitung

Der Klimaschutz wirkt in alle Arten von Feuerungen hinein und macht bei Müllheizkraftwerken keine Ausnahme, auch wenn der in Müllverbrennungsanlagen produzierte Strom zum Teil als erneuerbar anerkannt ist. Daher spielen zusätzlich zu bestehenden Anforderungen an die Schadstoffbegrenzung die Parameter Effizienz und Flexibilität im Betrieb eine entscheidende Rolle. Dies hat wesentliche Auswirkungen auch auf die Zünd- und Stützfeuerungen in diesen Anlagen.

In diesem Artikel werden daher die Auslegung und Realisierung einer Zünd- und Stütz-Ölfeuerungsanlage von 84 MW, die auf zwei Einzelfeuerungen zu je 42 MW aufgeteilt und in einem Müllkessel mit Rückschubrostfeuerung installiert ist, betrachtet. Auf Grundlage der Anlagenspezifikationen werden die funktionalen und sicherheitstechnischen Anforderungen an die Feuerungsanlage ebenso dargestellt wie gesetzlich einzuhaltende Emissionswerte und Vorgaben seitens des Betreibers.

Entwurf und Konstruktion des Feuerungssystems mit hohem Regelverhältnis sowie die Umsetzung an der Anlage bilden daher einen zentralen Teil des Artikels.

Der zweite wesentliche Teil umfasst die Betrachtung der bei der Inbetriebnahme gemessenen Emissions- und Leistungswerte sowie die bisherigen Betriebserfahrungen. Ein Ausblick zeigt zuletzt potenzielle Weiterentwicklungen der Technologie für zukünftige Anwendungen im Bereich Abfall oder Sonderbrennstoffe.

2. Aufgabenstellung

Für das betrachtete Projekt war eine Ölfeuerung in Duoblock-Bauweise spezifiziert, welche aus zwei direkt gegenüberliegenden Brennern bestehen sollte. Der Einsatz war an einem Wasserrohr-Dampfkessel (Abbildung 1) für die Verbrennung von 40 t/h gewerblichen und industriellen, darunter auch gefährlichen, Abfällen vorgesehen.

Die Auslegungsdaten dieses Müllkessels sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

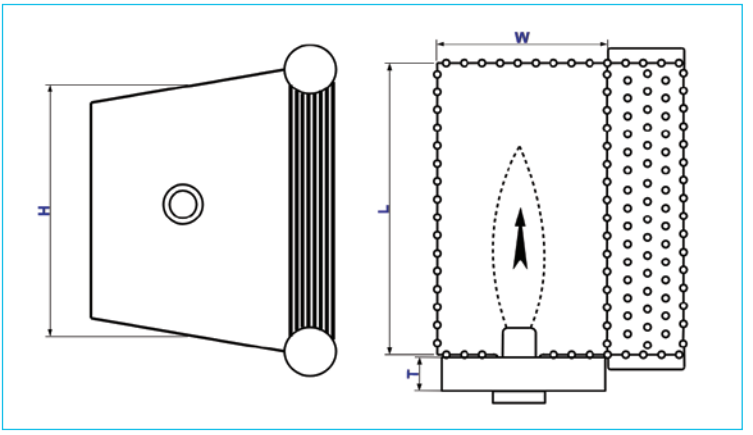


Abb.1: Prinzipskizze Feuerung am Wasserrohrkessel

Neben der hier betrachteten Anlage sollte noch eine zweite Anlage zur Verbrennung von kommunalen Klärschlämmen errichtet werden. Zusammen würden diese als dritter Block zu den zwei vorhandenen Blöcken am Standort treten, um die Kapazitäten der Abfallverwertung zu erweitern.

Tab. 1: Angaben zum Wärmeerzeuger

Wärmeträger	Wasserdampf
Nennwärmeleistung Q_N	120 MW
Wirkungsgrad	n. a.
Feuerungswärmeleistung Q_F Zünd- und Stützfeuerung	84 MW
Anzahl Brenner	2
Feuerraumwiderstand	variabel (-15...+15 mbar)
Medientemperatur	265 °C
Mediendruck	50 bar
Feuerraumlänge	< 15.000 mm
Feuerraum W × H	< 6.000 × 14.000 mm
Brennstoff	**Heizöl EL**
H_i	11,86 kWh/kg
Brennstoffdurchsatz max. pro Brenner	3.542 kg/h
Modulationsverhältnis	1:5
Umgebungsbedingungen:	
Verbrennungsluft	0 – 50 °C
Aufstellhöhe	55 m ü.N.N.
Aufstellung	innen
El. Stromversorgung:	
Spannung Leistungsteil	400 V
Spannung Steuerungsteil	230 V
Frequenz	50 Hz
Schutzgrad	IP54

Vorgegebene Emissionsgrenzwerte (Monobrennerbetrieb)

Tagesmittelwert NO_x: < 400 mg/m^3 i.N.,tr @ 11 % O_2

Halbstundenmittelwert NO_x: < 500 mg/m^3 i.N.,tr @ 11 % O_2

Tagesmittelwert CO: < 40 mg/m^3 i.N.,tr @ 11 % O_2

Halbstundenmittelwert CO: < 80 mg/m^3 i.N.,tr @ 11 % O_2

Eine besondere Herausforderung bestand in der beabsichtigten Positionierung der beiden Brenner, welche einander direkt gegenüber in der sogenannten Boxer-Position (Abbildung 2) liegen sollten. Dies bedingt extrem kurze Flammen, damit deren Überlagerung im Sinne einer Emissionsminderung, insbesondere

was Stickoxide betrifft, minimiert wird. Zudem ist hier die Flammenüberwachung beider Brenner so auszulegen, dass eine Beeinflussung durch den jeweils anderen Brenner ausgeschlossen werden kann.

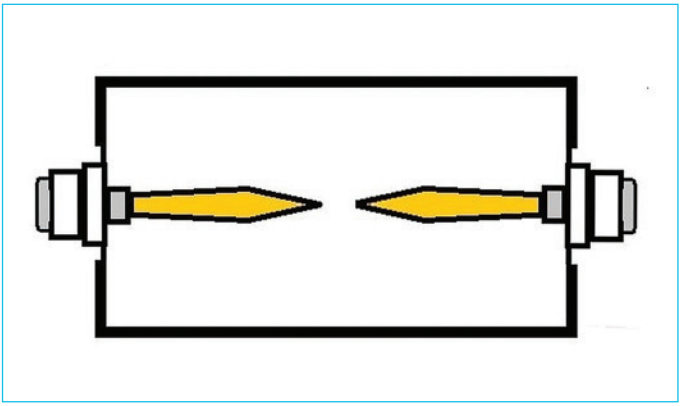


Abb. 2: Prinzipskizze Feuerung in *Boxerposition*

3. Lösungsansatz

Die Konzeption und Herstellung der Feuerungen erfolgte bei ELCO Burners GmbH in Pirna. Dort werden innerhalb der Ariston Combustion Technologies Division die Kapazitäten für die Entwicklung, Konstruktion und Fertigung von Öl-, Gas-, Zwei- und Mehrstoffbrennern, u.a. zur Verbrennung von Wasserstoff oder von Prozessrückständen, mit Leistungen ab 2.000 kW bis 80.000 kW bereitgestellt.

Die Vorgabe *Duoblock-Brenner für Müllverbrennung in Boxerposition* erforderte Brenner der Baureihe RPD. Auf Grundlage der vom Kunden zur Verfügung gestellten Daten wurde zunächst aus den verschiedenen verfügbaren Technologien eine geeignete Misch-Zündeinrichtung (MZE) gewählt. Mithilfe des von der Forschungs- und Entwicklungsabteilung programmierten Algorithmus für die Vorhersage der zu erwartenden Schadstoff-Emissionen und Flammenabmessungen wurde die MZE korrekt dimensioniert und die voraussichtlich notwendige Verdrallung der Verbrennungsluft berechnet. Dies führte bei der Auswahl des Brenners zur Baugröße RPD 90 mit einem Leistungsbereich 7 – 42 MW (Abbildung 4) und zur entsprechenden Dimensionierung des Verbrennungsluftgebläses.

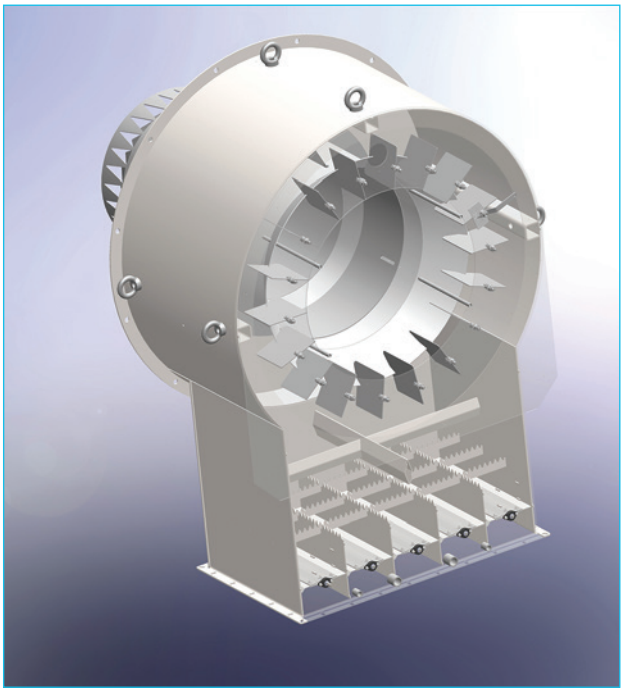


Abb. 3: Luftleitschaufeln zur Verdrallung der Verbrennungsluft am Brenner ELCO RPD

Die Verbrennungsluft wird dem RPD-Brenner als Primär- und Sekundärluftvolumenstrom zugeführt. Die regelbare Primärluft, deren Anteil kleiner 10 % des Gesamtluftvolumenstroms beträgt und direkt im Zentrum der Misch- und Zündeinrichtung austritt, ermöglicht die Optimierung des Zündvorgangs, der Verbrennungsqualität und auch des Regelverhältnisses. Ebenfalls regelbar wird der Hauptvolumenstrom als Sekundärluft eingeleitet und umströmt den größeren Teil der Mischeinrichtung (Abbildung 3). Jeweils ein passend ausgelegtes, drehzahlüberwachtes Verbrennungsluftgebläse mit Schalldämpfung auf 80 dBA sollte Bestandteil der Lieferung sein.

Der geforderte Regelbereich der Brennstoffwärmeleistung von 1:5 erfordert eine Ölzerstäubung mittels Druckluft. Der hierfür zur Verfügung stehende maximale Druck von 6 bar machte zusätzlich eine besonders verlustarme Auslegung der Armaturen notwendig.

Da an der Anlage kein Zweitbrennstoff für einen Zündbrenner zur Verfügung stehen würde, fand eine Hochenergie-Direktzündung der Ölflammen Eingang in die Konstruktion.

Die beiden Flammen sollten durch optische Flammenfühler, die sowohl im UV- als auch im IR-Frequenzbereich arbeiten, zuverlässig erkannt, sicher überwacht und ausgewertet werden.

Eine Positionierung oberhalb der Brenner mit Ausrichtung schräg nach unten sollte dabei die ausschließliche Erkennung der eigenen Flamme jedes Brenners gewährleisten.

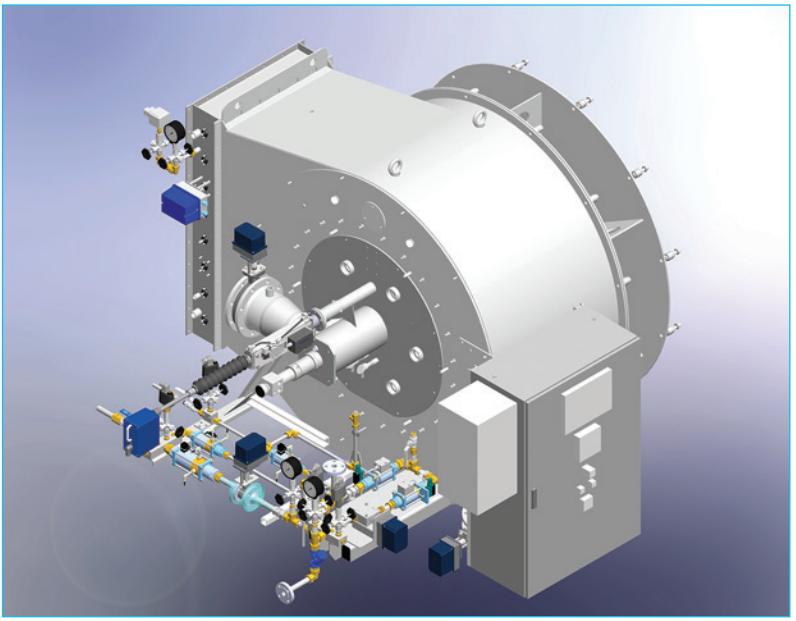


Abb. 4: CAD-3D-Ansicht ELCO Duoblockbrenner RPD90 L-ED

Zusätzlich benötigen Brenner für Müllverbrennungsanlagen Kühl- und Sperrluftgebläse, um eine Überhitzung durch das Müllfeuer und eine Verschmutzung durch Asche zu vermeiden. Diese wurden kleinstmöglich in einfacher Ausführung pro Brenner und mit einer temperaturgeführten Steuerung mit Drehzahlregelung ausgelegt, um elektrische Energie einzusparen und unnötige Luftzufuhr in den Verbrennungsprozess zu verhindern.

Die Steuerung wurde inklusive Verbundregler und Flammenwächter zusammen mit den Brennern entworfen, um einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb gewährleisten zu können.

4. Ausführung

Duoblock-Brenner werden üblicherweise in einzelnen Baugruppen an die Baustelle geliefert und vor Ort montiert. Um den Aufwand hierfür zu verringern, wurden in diesem Fall die beiden Brenner bereits im Werk mit etlichen Baugruppen versehen. Dies bietet gleichzeitig den Vorteil, dass deren Funktion im montierten Zustand noch am Werksprüfstand getestet werden kann, was die Arbeit vor Ort weiter erleichtert.

Konkret wurden jeweils der Bedien-Steuerschaltschrank sowie die Ölarmaturen einschließlich der dazugehörigen Druckluftkomponenten am Brennergehäuse befestigt.

Ein zentraler Kopf-Steuerschrank mit fehlersicherer SPS zur Koordination der beiden Brenner an der Anlage wurde separat aufgebaut und schließlich zusammen mit den beiden Brennern, den Verbrennungsluftgebläsen und den Ölpumpenstationen an die Anlage geliefert. Durch den Anlagenbauer wurden alle Komponenten vor Ort montiert sowie elektrisch und hydraulisch angeschlossen. Dabei mussten die Brenner und Gebläse aufgrund der Platzverhältnisse vor Verschließen der Gebäudehülle per Kran eingehoben werden.

In Abbildung 5 ist einer der beiden fertig installierten Brenner am Wärmeerzeuger zu sehen.



Abb. 5: ELCO RPD 90 L-E am Müllkessel

5. Inbetriebsetzung und erste Betriebserfahrungen

Die Inbetriebnahme der beiden Feuerungen fand, bauseitig bedingt in mehreren Etappen, im Zeitraum April bis Juli 2024 durch Servicetechniker von ELCO statt (Abbildung 6). Dies beinhaltete sowohl die Kalt- als auch die Warminbetriebnahme (Abbildung 7).



Abb. 6: Blick durch die Mischeinrichtung in den Feuerraum vor dem Anfeuern

Die Emissionsgrenzwerte für Stickoxide konnten über den gesamten Leistungsbereich nicht nur eingehalten, sondern weit unterschritten werden, wie aus Tabelle 2 ersichtlich ist. Dabei sind die im trockenen Abgas ermittelten Messwerte in mg/m^3 bezogen auf 11 % Restsauerstoff im Abgas umgerechnet und als Stickstoffdioxid angegeben.

Lastpunkt 2 bezeichnet hier die Minimal- und Lastpunkt 10 die Maximallast.

Tab. 2: Auszug aus dem Inbetriebnahmeprotokoll

Lastpunkt		**2**	**4**	**6**	**8**	**10**
Feuerungsleistung	[kW]	8415	16758	25244	33597	42012
NO_x @ 11 % O_2	[mg/m^3]	12,3	50,9	82,9	95,2	98,9

Dies bestätigt, dass die in der Auslegung errechnete Verdrallung des Primärluftstroms korrekt war und nahezu unverändert übernommen werden konnte. Auch die Hochenergie-Direktzündung, welche für Ölbrenner dieser Leistung eher ungewöhnlich ist, hat sich im praktischen Einsatz bewährt.

Durch Hinweise der ELCO-Servicetechniker vor Ort konnte gemeinsam mit dem Vorlieferanten eine optimierte Positionierung des Flammenfühlers realisiert werden, wodurch erhebliche Mengen Druckluft und folglich Prozesskosten eingespart werden.

Seit Frühjahr 2026 ist die Anlage übergeben und abgenommen. Sie läuft seitdem störungsfrei und wird nur zu geplanten Wartungsarbeiten abgeschaltet.



Abb. 7: Blick in den Feuerraum während der Erstinbetriebnahme

6. Ausblick

Die hier ausgeführte Anlage zeigt, dass die Verschärfung gesetzlicher Vorgaben eine Weiterentwicklung der Anlagentechnik erfordert, aber auch erfüllbar ist. Darüber hinaus stehen weitergehende Technologien, zum Beispiel zur Minderung des Kühlluftbedarfs in Form von Absperrschieber-Lösungen, zur Verfügung.

Der zur weiteren Steigerung des Wirkungsgrads notwendige höhere Platzbedarf moderner Kessel- und Zubehörtechnik lässt sich durch den Einsatz von Monoblock-Brennern realisieren. Dies bietet in vielen Fällen gleichzeitig die Möglichkeit, in bestehenden Gebäudehüllen unter Einhaltung moderner Sicherheitsvorschriften die notwendigen Fluchtwege freizuhalten.

Nicht zuletzt ermöglichen alternative, erneuerbare Brennstoffe in Kombination mit geeigneter, bereits heute verfügbarer Feuerungstechnik einen sicheren Anlagenbetrieb und bieten zugleich die notwendige Flexibilität zur Bewältigung der zukünftigen Herausforderungen in der Energietechnik.



Saale Energie GmbH
Unsere Energie für Mitteldeutschland.

KRAFTWERK SCHKOPAU →saale-energie.de

Mit 900 Megawatt Nettoleistung ist das Kraftwerk Schkopau ein wichtiger Baustein der mitteldeutschen Energieversorgung. Es liefert nicht nur Strom für die öffentliche Versorgung, sondern auch Energie für ein benachbartes Chemiewerk.

Besuchen Sie uns!
Saale Energie GmbH
An der Bober 100
06258 Schkopau

Evaluation keramischer Folienverbund-Materialien für den Einsatz in Wasserstoffbrenner-Komponenten

Jerome Michel, Daniel Bernhardt, Hans-Peter Martin, Katrin Schönfeld, Steffen Dahms und Michael Beckmann

1. Einleitung 110

2. Thermisch beanspruchte Brennerkomponenten 111

2.1. Allgemeine Einordnung 111

2.2. Belastung des untersuchten Industriebrenners 111

3. Neuartige, additiv gefertigte Keramikfolienverbunde 113

4. Vorgehensweise bei experimentellen Untersuchungen der Probenkörper 114

4.1 Laserversuche am ifw Jena 114

4.2. Versuche unter realistischen Bedingungen 115

5. Ergebnisse der Untersuchungen zum Betriebsverhalten des Versuchstands 116

6. Zusammenfassung und Ausblick 118

7. Quellen 119

CFD	Computational Fluid Dynamics (Numerische Strömungsmechanik)
LPS	Liquid Phase Sintering (Flüssigphasensinterung)
FTIR	Fourier-Transform-Infrarot

1. Einleitung

Industriegasbrenner stellen zentrale Elemente thermischer Prozessanlagen dar, die Hochtemperaturwärme für Anwendungen wie die Werkstoffbehandlung, Prozessluftaufbereitung und thermische Nachverbrennung bereitstellen. Abhängig von der jeweiligen Anwendung liegen die erforderlichen Prozesstemperaturen typischerweise zwischen 500 und 2.000 °C.

Aktuell dominieren fossile Brenngase wie Erdgas den Betrieb dieser Systeme. Vor dem Hintergrund der steigenden Anforderungen an die Reduktion von Treibhausgasemissionen kann Wasserstoff als alternativer Energieträger eingesetzt werden.

Die verbrennungstechnischen Eigenschaften von Wasserstoff unterscheiden sich deutlich von denen konventioneller kohlenwasserstoffbasierter Brenngase. Zu den relevanten Unterschieden gehören der höhere massenspezifische, jedoch niedrigere volumetrische Heizwert sowie die höhere Reaktivität und Flammengeschwindigkeit. Diese Eigenschaften erfordern Anpassungen der Auslegung und Betriebsweise industrieller Brennersysteme [1]. Neben einer hohen energetischen Effizienz sind dabei insbesondere die Betriebssicherheit sowie die Lebensdauer der eingesetzten Brennerkomponenten zu berücksichtigen.

Aufgrund der hohen Reaktivität des Wasserstoffs kann sich die Reaktionszone näher an den Brenner verlagern. In Verbindung mit der thermischen Belastung der Flamme kann dies zu einem erhöhten Wärmestrom auf flammennahe Brennerkomponenten führen. Besonders Flammenhalter, Stabilisierungs- und Mischelemente sowie Flamm- und Mischrohre können dadurch höheren Temperaturen und stärkeren zeitlichen Temperaturgradienten ausgesetzt sein.

Zusätzlich unterscheidet sich die Abgaszusammensetzung gegenüber der Erdgasverbrennung. Insbesondere der erhöhte Wasserdampfanteil kann Hochtemperaturkorrosionsprozesse an metallischen, keramischen und feuerfesten Werkstoffen beeinflussen [2].

Das Zusammenwirken hoher Temperaturen, ausgeprägter Temperaturwechsel und einer wasserdampfreichen Atmosphäre kann somit zu einer erhöhten Werkstoffbeanspruchung, verkürzten Standzeiten sowie veränderten Wartungsanforderungen führen.

Vor diesem Hintergrund beschäftigt sich dieser Beitrag mit der Substitution konventioneller Materialien für Brennerkomponenten durch speziell additiv gefertigte Keramikfolienverbunde, welche den besonderen Beanspruchungen entsprechen sollen.

2. Thermisch beanspruchte Brennerkomponenten

2.1. Allgemeine Einordnung

Bei industriellen Feuerungsanlagen sind insbesondere diejenigen Brennerkomponenten hohen thermischen und thermochemischen Belastungen ausgesetzt, die sich innerhalb oder in unmittelbarer Nähe der Reaktionszone befinden. Die Beanspruchung wird dabei wesentlich durch die lokale Flammenlage, die Strömungsverhältnisse sowie die Wärmeübertragung durch Konvektion und Strahlung bestimmt.

Bei den Betrachtungen wurde sich auf jene Brennersysteme konzentriert, welche auf dem Konvektionsprinzip basieren und deren Wärmetransportmechanismen in besonderem Maße mit den lokalen Strömungsverhältnissen sowie den Flammen und ihren Eigenschaften verknüpft sind.

Als besonders hoch belastete Komponenten gelten dabei insbesondere Flammenhalter, Flammenstabilisatoren, Mischeinrichtungen, Leitbleche, Flamm- und Mischrohre sowie Düsen.

Die Intensität der Belastung nimmt dabei entlang dieser Aufzählung ab, wobei die Flammenhalter und -stabilisatoren tendenziell am stärksten beansprucht werden, da sie sich in unmittelbarer Nähe der Flamme (Reaktionszone) befinden [3]. Bei den anderen Komponenten führt eine Durch- bzw. Überströmung von Reaktions- und Brenngas zu einem Kühleffekt, welcher zumindest die thermische Belastung senkt.

Neben dem stationären Temperaturniveau ist auch die zeitliche Veränderung der Bauteiltemperatur von Bedeutung. Während des An- und Abfahrens oder bei Änderungen der Brennerleistung können schnelle Aufheiz- und Abkühlvorgänge auftreten. Die daraus resultierenden thermischen Spannungen stellen insbesondere für keramische Komponenten eine wesentliche Belastung dar. Für die Werkstoffauswahl sind deshalb sowohl die Hochtemperatur- und Korrosionsbeständigkeit als auch die Widerstandsfähigkeit gegenüber Temperaturwechseln und Thermoschock zu berücksichtigen.

2.2. Belastung des untersuchten Industriebrenners

Zur Abschätzung der thermischen Belastung von flammennahen Brennerkomponenten wurden CFD-Simulationen an einem Brennkammer-Versuchsstand (Abschnitt 5.2, Abbildung 4) für Erdgas- und Wasserstoffverbrennung durchgeführt. Gegenstand der Untersuchungen ist ein gestufter Hochgeschwindigkeitsbrenner. Das Simulationsmodell umfasst sowohl den Strömungs- und Reaktionsraum als auch die Festkörperbereiche der Brennkammer (Ausmauerung, Mantel, Probenahmestutzen, usw.) und des Brenners. Die Geometrie wurde durch ein Rechengitter mit etwa 8,8 Mio. Zellen approximiert. Die Berechnungen

wurden mit Ansys Fluent 2024R2 durchgeführt, wobei zur Verbrennungsmodellierung ein Partially-Premixed-Combustion-Ansatz zum Einsatz kam. Die chemischen Reaktionen wurden entsprechend des GRI-Mech 3.0 Reaktionsmechanismus modelliert. Zur Turbulenzmodellierung wurde das k-ε-Modell mit den Standardparametern verwendet. Der Strahlungstransport wurde mit dem *Discrete-Ordinates*-Modell mit 4 × 4 Raumrichtungen und einer Winkelunterteilung von 3 × 3 Pixeln abgebildet. Die Gasstrahlung wurde mithilfe des domänenbasierten WSGGM berücksichtigt. Der Wärmeübergang zwischen Fluid- und Festkörperbereichen wurde über einen *Loosely Coupled Conjugate Heat Transfer*-Ansatz berechnet.

Zur Vergleichbarkeit der Ergebnisse wurde der Luftüberschuss so eingestellt, dass sich laut Verbrennungsbilanz ein Restsauerstoffgehalt von 4 % im trockenen Abgas ergibt, was einer Luftzahl λ von 1,21 bei Erdgas und 1,18 bei Wasserstoff entspricht. Die Leistung wurde so gewählt, dass sich in beiden Brenngas-Fällen ein vergleichbarer thermischer Zustand der Brennkammer ergibt [4]. Hierzu wurden 45 kW im Erdgasbetrieb und 37 kW im Wasserstoffbetrieb angesetzt. Als hochbelastete Komponente wurde die keramische Vorbrennkammer des gestuften Brenners betrachtet. Bereits in der gegenwärtigen Ausführung besteht die Vorbrennkammer aus einer Aluminiumoxidkeramik. Aufgrund ihrer Lage ist ihre Innenwand hohen Temperaturen sowie ausgeprägten räumlichen und zeitlichen Temperaturgradienten ausgesetzt. Abbildung 1 zeigt die aus den CFD-Berechnungen resultierende Temperaturverteilung an der Innenwand der Vorbrennkammer für den Erdgas- und den Wasserstoffbetrieb. Die Darstellung verdeutlicht, dass insbesondere der stromabwärts gelegene, verengte Bereich der Vorbrennkammer ein hohes Temperaturniveau aufweist. Gleichzeitig unterscheiden sich die räumlichen Temperaturverteilungen der beiden Brenngase und es ergeben sich Wandtemperaturmaxima von 1319 °C bei Erdgas und 1424 °C bei Wasserstoff.

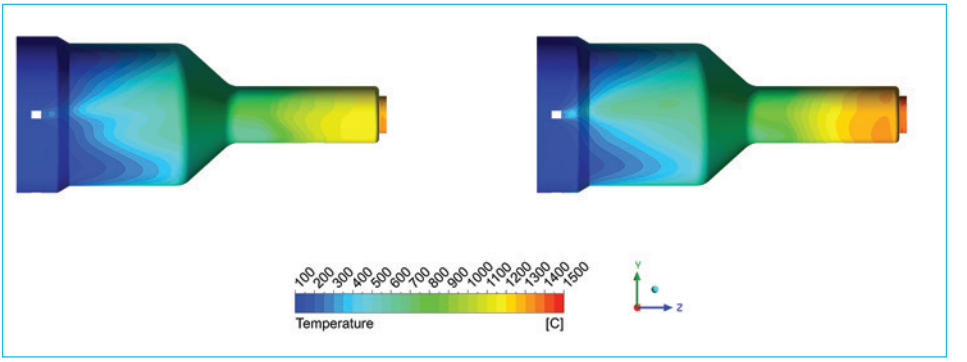


Abb. 1: Temperaturverlauf entlang der Innenwand der keramischen Vor-Brennkammer (links) im Fall von Erdgas (links) und Wasserstoff (rechts)

Die Vorbrennkammer dient im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen als Beispiel für die Belastungen, denen keramische Brennerkomponenten im praktischen Betrieb ausgesetzt sein können. Diese bilden eine Grundlage für die Festlegung der Belastungsbedingungen der nachfolgenden experimentellen Untersuchungen.

3. Neuartige, additiv gefertigte Keramikfolienverbunde

Für den Einsatz in flammennahen Brennerkomponenten werden Werkstoffe benötigt, die eine hohe Temperatur- und Korrosionsbeständigkeit mit einer ausreichenden Temperaturwechselbeständigkeit verbinden. Im Rahmen der Untersuchungen werden daher schichtweise aufgebaute keramische Folienverbunde betrachtet.

Die Verbunde basieren auf Siliziumcarbidkeramiken ohne freies Silizium, um mögliche Nachteile siliziuminfiltrierter Si-SiC-Keramiken hinsichtlich der Korrosionsbeständigkeit zu vermeiden [5]. Als Werkstoffsystem wird flüssigphasengesintertes Siliziumcarbid (LPS-SiC) eingesetzt. Aluminiumoxid (Al_2O_3), Yttriumoxid (Y_2O_3) und Siliziumoxid (SiO_2) dienen dabei als Sinteradditive. Weiterhin wurden Folien mit einer Glasphase versetzt oder direkt Glasfolien hergestellt. Durch die Kombination unterschiedlicher Keramik- und Glasfolien kann der Schichtaufbau und damit die Eigenschaften des Verbundes gezielt angepasst werden. Folien mit unterschiedlichen Glasphasenanteilen sollen insbesondere die Verteilung thermisch induzierter Spannungen beeinflussen und dadurch die Temperaturwechselbeständigkeit erhöhen. Abbildung 2 zeigt den schematischen Aufbau eines Verbundes aus zwei Folientypen sowie ausgewählte Probenkörper. Als Referenzmaterial wird konventionelles Si-SiC verwendet.

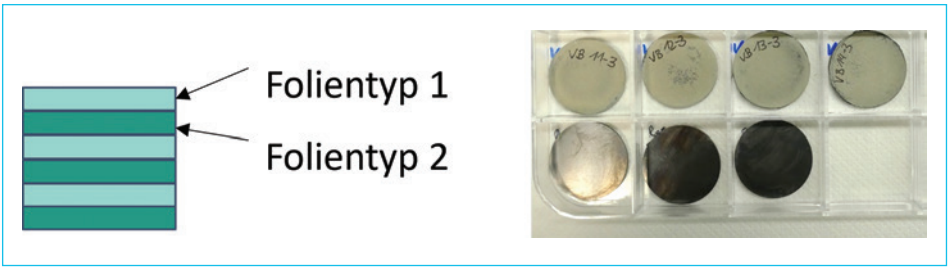


Abb. 2: Exemplarischer Aufbau der Verbunde (links) und Probenkörper (rechts) aus Folienverbunden (oben) und Referenzmaterial Si-SiC (unten)

In vorangegangenen Untersuchungen wurden die einzelnen Folien durch Diffusionsfügen miteinander verbunden [6]. Hierbei konnten jedoch keine hinreichend dichten Verbunde hergestellt werden. Der Herstellungsprozess wurde daher weiterentwickelt und auf das Heißpressen umgestellt, womit dichte Proben erfolgreich hergestellt werden konnten.

Auf diese Weise wurden daher mehrere Werkstoff- und Folienkombinationen hergestellt, die im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen zunächst hinsichtlich ihrer Temperaturwechselbeständigkeit vorausgewählt und anschließend unter realitätsnahen Verbrennungsbedingungen geprüft werden sollen.

4. Vorgehensweise bei experimentellen Untersuchungen der Probenkörper

Eine hohe Temperaturwechselbeständigkeit ist insbesondere für flammennahe Brennerkomponenten erforderlich, da diese beim Anfahren und Abschalten des Brenners schnellen Temperaturänderungen ausgesetzt sind. Während des Brennerstarts erfolgt eine rasche Erwärmung, während das Abschalten und anschließende Spülen mit Luft oder Stickstoff zu einer schnellen Abkühlung führen kann. Die dabei auftretenden Temperaturgradienten können hohe thermische Spannungen innerhalb des Werkstoffs hervorrufen.

Da nach Kenntnis der Autoren derzeit keine standardisierte Untersuchungsmethodik existiert, die für diesen Anwendungsfall geeignet ist, wurde hierfür eine spezifisch, auf den Einsatzfall zugeschnittene Untersuchungsmethode entwickelt.

Zur Bewertung der Eignung der neuartigen Keramikfolienverbunde für den Einsatz in thermisch hochbelasteten Brennerkomponenten werden die Proben unter verschiedenen, möglichst praxisnahen Bedingungen untersucht. Im Mittelpunkt stehen die Temperaturwechselbeständigkeit sowie das Verhalten bei länger andauernder Hochtemperaturbeanspruchung.

Ergänzend sind Dauerversuche vorgesehen, bei denen die Proben über einen längeren Zeitraum nahe ihrer thermischen Belastungsgrenze beansprucht werden. Diese Untersuchungen sollen den stationären Dauerbetrieb eines Industriebrenners in verkürzter Form abbilden. Durch die Bestimmung der Massenänderung sowie anschließende materialwissenschaftliche Untersuchungen sollen mögliche Korrosions- und Gefügeveränderungen bewertet werden. Ziel ist die Auswahl der für den weiteren Einsatz aussichtsreichsten Werkstoff- und Folienkombinationen.

4.1 Laserversuche am ifw Jena

Zur Vorauswahl der Werkstoff- und Folienkombinationen für die experimentellen Untersuchungen im Brenner-Brennkammersystem wurden am ifw Jena Temperaturwechselversuche mit einem Laserprüfstand durchgeführt (Abbildung 3). Als Strahlquelle kam ein Luxinar CO_2-Laser mit einer Leistung von 1.000 W und einer Wellenlänge von 10,6 µm zum Einsatz. Die Probentemperatur wurde während der Versuche mit einem Pyrometer erfasst.

Im ersten Verfahrensansatz wurde der Laserstrahl über einen Kupferringspiegel direkt auf die zu erwärmende punktuelle Fläche geführt. Durch die Position eines Pyrometermessflecks wurden relevante Prozessdaten ermittelt, die auch variierende Temperatur-Zeit-Regimes ermöglichen. Um reale Temperaturschock-Simulationen zu realisieren, wurde in einem zweiten Verfahrensansatz zur Prozessstrategie die Laserstrahlgeometrie aufgeweitet. Ziel war es, die gesamte Rondenfläche einem extremen Temperaturgradienten auszusetzen, um eine flächenhafte Erwärmung zu erzeugen. Dabei wurden die Strahlgeometrie im Durchmesser auf bis zu 50 mm aufgeweitet und die Intensitätsverteilung durch die Laserstrahlquelle, Pyrometermesspunkt, Laserleistung und Prüfabstand zu den Keramiklaminaten angepasst. In einer ersten Versuchsreihe wurden fünf Temperaturzyklen mit einer Aufheizrate von 200 K/min bis zu einer Maximaltemperatur von 1.400 °C durchgeführt. In einer zweiten Versuchsreihe wurden die Proben 30 Zyklen mit einer Aufheizrate von 500 K/min bis auf 1.300 °C ausgesetzt. Drei Probenvarianten bzw. Folienkombinationen (VB 11, VB 13 und VB 14) hielten den thermischen Stressbelastungen stand. In analytischen Strukturuntersuchungen wurden keine wesentlichen Werkstoffschädigungen nachgewiesen und daher für die realen Tests im Brenner ausgewählt.

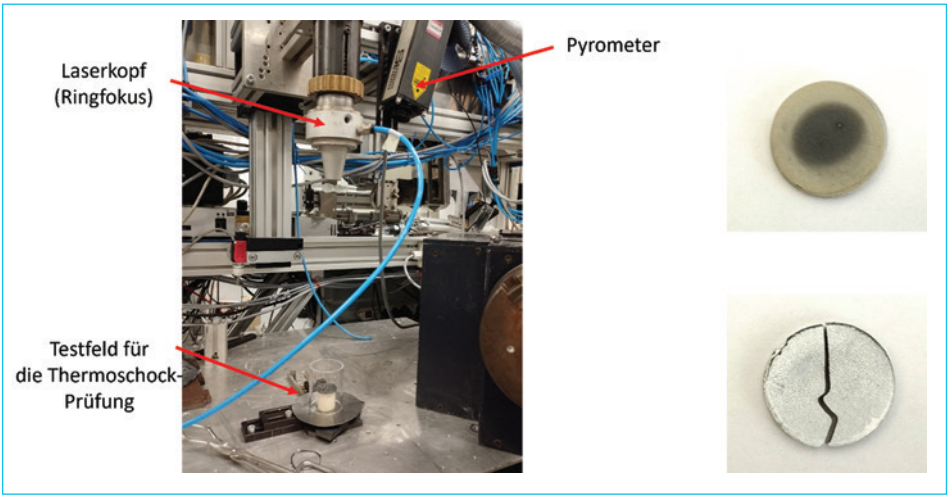


Abb. 3: Laser-Versuchsaufbau für Thermoschock-Versuche am ifw Jena (links) und intakte und beschädigte Probe (rechts)

4.2. Versuche unter realistischen Bedingungen

Auf Grundlage der Ergebnisse der Laserversuche wurden in Abstimmung mit dem Fraunhofer IKTS und dem ifw Jena zwei Belastungsszenarien für die weiterführenden Untersuchungen im Brennkammer-Versuchsstand festgelegt.

Das erste Szenario umfasst Temperaturwechselversuche bei einer maximalen Probentemperatur von etwa 1.300 °C. Hierzu werden die Proben zunächst in der Brennkammer erwärmt und anschließend durch einen Luftstrom gezielt abgekühlt. Auf diese Weise sollen die schnellen Temperaturänderungen beim Anfahren und Abschalten eines Brenners nachgebildet werden. Das zweite Szenario besteht aus Dauerversuchen mit einer Versuchsdauer von bis zu zwölf Stunden bei Probentemperaturen von etwa 1.400 °C. Dieses Temperaturniveau entspricht zugleich der vorgesehenen oberen Belastungsgrenze des als Referenz eingesetzten Si-SiC, da bei höheren Temperaturen das infiltrierte freie Silizium erweichen beziehungsweise aufschmelzen kann.

Voraussetzung für die Durchführung dieser Versuche ist die Festlegung geeigneter Probenpositionen innerhalb der Brennkammer, an denen die angestrebten Temperaturen und Verbrennungsbedingungen vorliegen. Hierzu mussten zunächst die Temperatur- und Gaskonzentrationsprofile im Versuchsstand ermittelt werden. Die Messungen dienen gleichzeitig der Überprüfung des verwendeten CFD-Modells und werden im folgenden Kapitel dargestellt.

5. Ergebnisse der Untersuchungen zum Betriebsverhalten des Versuchstands

Die Temperaturmessungen erfolgten mit einem wassergekühlten Absaugpyrometer in IFRF-Bauweise [7]. Der Aufbau und die Anordnung des Absaugpyrometers im Brennkammer-Versuchsstand sowie die Messebenen/-linien sind in Abbildung 4 dargestellt.

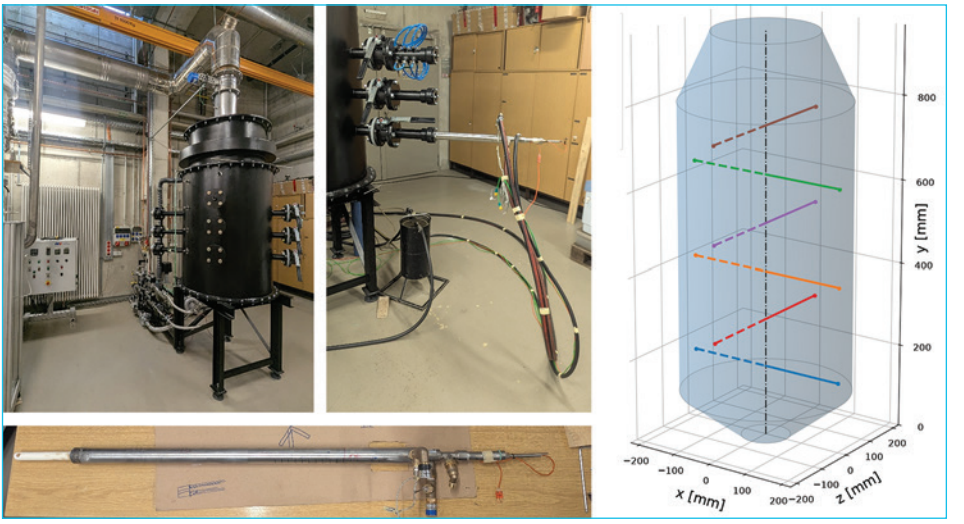


Abb. 4: Versuchstand (oben links), Messlinien (rechts), Absaugpyrometer (unten links) und selbiges eingeführt in die Brennkammer während des Messbetriebs (oben Mitte)

Das Abgas wird mithilfe eines Ejektors über die Messsonde abgesaugt. Die Gastemperatur wird über ein im Absaugpyrometer angeordnetes Thermoelement erfasst. Anschließend wird das Gas durch die Wasserkühlung der Sonde sowie einen nachgeschalteten Gaskühler abgekühlt und vom enthaltenen Wasserdampf befreit. Die Gaszusammensetzung des getrockneten Abgases wird am Austritt aus dem Abgaspyrometer mit einem FTIR-Spektrometer bestimmt.

Die Vermessung erfolgte in verschiedenen Messebenen entlang der Brennkammer. Aufgrund der konstruktiven Zugänglichkeit wurden die Temperaturprofile jeweils von der Brennkammerwand bis zur Brennkammermitte aufgenommen.

Der Vergleich in Abbildung 5 und 6 zeigt eine qualitativ gute Übereinstimmung zwischen den gemessenen und den berechneten Temperaturprofilen, sowohl für den Erdgas- als auch für den Wasserstofffall. Insbesondere der grundsätzliche Verlauf der Temperatur innerhalb der Brennkammer wird durch das CFD-Modell wiedergegeben. Die experimentell ermittelten Temperaturen liegen jedoch zum Teil unterhalb der berechneten Werte.

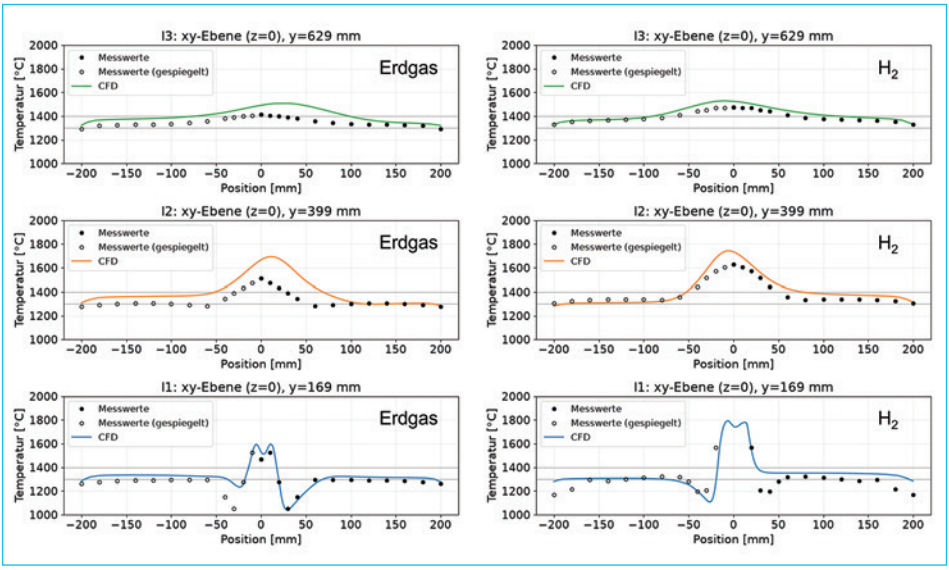


Abb. 5: CFD-Simulations- und Messwerte für Erdgas- (45 kW, λ = 1,21) und Wasserstoffbetrieb (37 kW, λ = 1,18) an Position 1–3

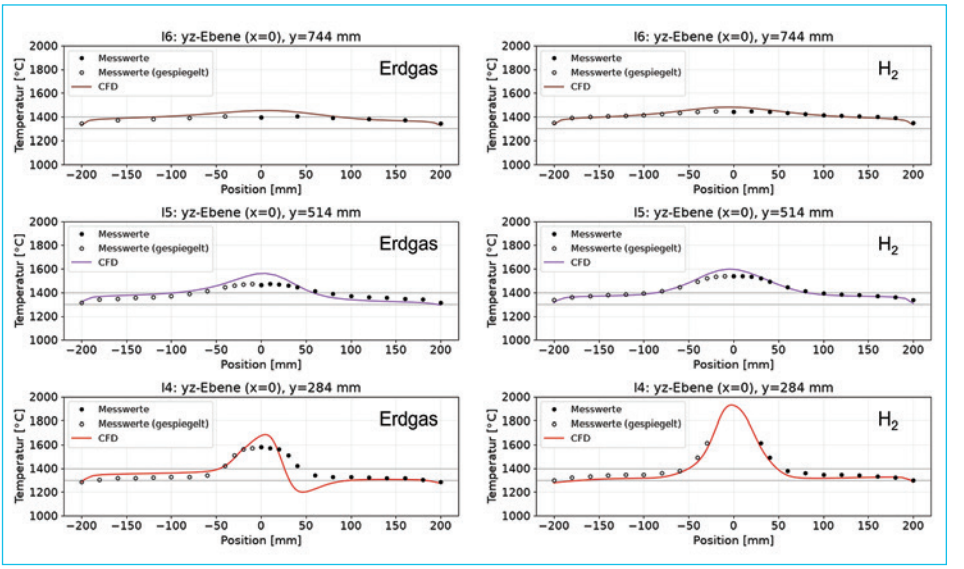


Abb. 6: CFD-Simulations- und Messwerte für Erdgas- (45 kW, λ = 1,21) und Wasserstoffbetrieb (37 kW, λ = 1,18) an Position 4–6

Eine Ursache hierfür ist der Einfluss des Absaugpyrometers auf das lokale Strömungs- und Temperaturfeld. Die wassergekühlte Messsonde entzieht der Brennkammer während der Messung einen Wärmestrom, der im CFD-Modell bisher nicht berücksichtigt wurde. Auf Grundlage des gemessenen Kühlwasservolumenstromes und der Temperaturdifferenz zwischen Ein- und Austritt wurde ein abgeführter Wärmestrom von etwa 1 bis 4 kW ermittelt (je nach Einstecktiefe). Bezogen auf die jeweilige eingestellte Leistung des Brenners entspricht das einem Anteil von ungefähr 2 bis 11 %. Darüber hinaus können geometrische Abweichungen zwischen dem idealisierten CAD-Modell und dem real aufgebauten Brenner zu Unterschieden der lokalen Strömungsverhältnisse führen. Auch der Eingriff der Messsonde in die Strömung kann die erfasste Temperatur beeinflussen. Eine vollständige quantitative Validierung des CFD-Modells ist daher auf Grundlage der vorliegenden Messungen nur eingeschränkt möglich. Die qualitative Übereinstimmung zeigt jedoch, dass das Modell zur Abschätzung der Temperaturverteilung und zur Vorauswahl geeigneter Probenpositionen verwendet werden kann.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen von experimentellen Untersuchungen sollen neuartige keramische Folienverbunde für den Einsatz in thermisch hochbelasteten Komponenten industrieller Wasserstoffbrenner unter praxisnahen Betriebsbedingungen untersucht werden. Zur Vorauswahl geeigneter Werkstoffvarianten wurden la-

serbasierte Temperaturwechselversuche durchgeführt. Für die anschließende Prüfung unter realitätsnahen Bedingungen wurden Temperaturwechselversuche bei etwa 1.300 °C sowie Dauerversuche bei bis zu 1.400 °C als Belastungsszenarien festgelegt. Zur Bestimmung geeigneter Probenpositionen wurde zunächst das Betriebsverhalten des Brennkammer-Versuchsstands untersucht. Hierzu wurden Temperatur- und Gaskonzentrationsprofile mit einem wassergekühlten Absaugpyrometer aufgenommen und mit den Ergebnissen einer CFD-Simulation verglichen. Die gemessenen und berechneten Temperaturprofile weisen qualitativ eine gute Übereinstimmung auf. Die Messwerte liegen überwiegend unterhalb der berechneten Temperaturen, was insbesondere auf den Wärmeentzug durch die wassergekühlte Messsonde, deren Einfluss auf das Strömungsfeld sowie auf geometrische Abweichungen zwischen Simulationsmodell und realem Brenner zurückgeführt wird.

Die durchgeführten Voruntersuchungen ermöglichen eine gezielte Festlegung der Probenpositionen und bilden damit die Grundlage für die anschließende Untersuchung der keramischen Folienverbunde unter realitätsnahen Erdgas- und Wasserstoffverbrennungsbedingungen.

7. Quellen

[1] Wilhelm, R.: *H2-ready! – Erfahrungen und Anwendungsbeispiele aus der Feuerungstechnik*. In: Beckmann, Wasserstoff 2022 – Hydrogen. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2022.

[2] Forschungsgemeinschaft Industrieofenbau e.V.: Innovative Werkstoffkonzepte für den Einsatz in Wasserstoff und dessen Verbrennungsprodukten – Feuerfestmaterialien, Stähle, Keramiken für Thermoprozessanlagen. IGF-Schlussbericht, IGF-Vorhaben Nr. 33 LBG.

[3] Baukal, C. E.: Industrial Burners Handbook. 1. Aufl. CRC Press, 2004.

[4] Kislinger, C.; Daurer, G.; Schwarz, S.; Demuth, M.; Gaber, C.; Hochenauer, C.: *CFD study of hydrogen combustion effects on the heat-up characteristics of steel samples using a low-swirl burner: A comparative analysis with methane*. In: Appl. Therm. Eng. 261, 2025.

[5] Hou, X.; Wang, E.; Li, B.; Chen, J.; Chou, K.-C.: *Corrosion behavior of porous silicon nitride ceramics in different atmospheres*. In: Ceram. Int. 43, 2017, S. 4344–4352.

[6] Michel, J.; Bernhardt, D.; Martin, H.-P.; Schönfeld, K.; Dahms, S.; Beckmann, M.: *Development of novel additively manufactured ceramic hydrogen burner components for innovative energy efficiency strategies*. In: Proceedings – 15th European Conference on Industrial Furnaces and Boilers (INFUB-15). Porto: Zenodo, 2026.

[7] Lallemant N., Gizzi N., Horsman H., Lückerath R., Schneider-Kühnle Y.: The water-cooled suction pyrometer: Theory, Design and Calibration. IFRF Doc F85/y/12, 1998.

julia gaßmann



— **Ganzheitliche Designlösungen: Logos, Corporate Designs, Broschüren, Webseiten und mehr**

— **Überarbeitung bestehender Designs für einen zeitgemäßen Auftritt**

— **Entwicklung ansprechender visueller Konzepte, die Ihre Werte und Visionen widerspiegeln**

www.julia-gassmann.de

Innovative Boiler Design and Material Solutions for High-Efficiency Waste-to-Energy Boilers: Field Performance and Lessons Learned

Mikko Uusitalo

1. Introduction 122
2. Boiler design 122
3. Fuel based boiler concepts 123
3.1. BFB Boilers 123
3.1.1. Fuel Flexibility in BFB Boilers 124
3.2. CFB Boilers 124
3.2.1. Fuel Flexibility in CFB Boilers 124
3.2.2. Efficient combustion and low emissions 125
3.2.3. High steam parameters 125
3.2.4. Low-load operation with CFB Boiler 126
4. Refractory materials 126
5. Protection of furnace wall panels 127
6. Combustibility studies and R&D Centre 129
7. Conclusions 130
8. References 131

1. Introduction

Waste-derived fuels, biomass and agrofuels are sustainable and economically attractive alternatives to fossil fuels. Combustion of waste-derived fuels in fluidized bed (FB) boilers is challenging due to their highly variable properties. Alkali metals, heavy metals, chlorine and other ash-forming elements increase challenges such as bed agglomeration, high temperature corrosion and fouling of heat transfer surfaces.

The lifetime of boiler components can be increased by using corrosion resistant materials, protective coatings and refractories, fuel additives and optimized boiler design. Furnace walls can be protected with refractories, overlay welding or with thermal spray coatings. The hottest superheaters are often made of austenitic stainless steels. In case of combusting corrosive fuels in Circulating Fluidized Bed (CFB) boiler, the final superheater can be located in the loop seal, where the environment is less corrosive than in the convective pass. In case of extremely corrosive fuels, a coaxial tube superheater can be used to avoid condensation of corrosive species on heat transfer surfaces.

The increasing demand for fuel and operational flexibility introduces new requirements for boiler design. Process design, mechanical design and material selection together enable high boiler efficiency and availability, while maintaining acceptable investment and operational costs, even with challenging fuel grades.

Trend towards recycled fuels is increasing service needs in boilers. New digital services enable better customer support during the boiler operation and enable efficient troubleshooting in case of unexpected problems. Today, services share of Valmet turnover is about 40 %.

2. Boiler design

Boiler design must meet multiple, often competing, requirements. High efficiency and reliability are essential, while maintenance needs should be minimized. In addition, boilers must be capable of utilizing a wide range of fuels and operating flexibly over a broad load range to support energy systems with variable renewable generation. And finally, boiler should be a good investment for their owner, which means that boilers need to be manufactured from inexpensive raw materials.

Valmet boilers have been optimized for high performance and for affordable investment and maintenance costs over the decades. Material solutions in boilers delivered by various boiler manufacturers are for the most part rather similar. The technology is mature for the most part and the directives are steering the material selection.

Low-alloy steel is the lowest cost boiler material, all components that do not require more expensive material for some specific reason, are manufactured from low-alloy steels. If the exposure gets too demanding due to corrosive chemistry, increasing temperature or erosion load or as the mechanical requirements get more stringent, higher alloy content materials are used, or protective coatings or other protective measures are applied.

3. Fuel based boiler concepts

Boiler design is fundamentally driven by fuel characteristics. For both BFB and CFB boilers, Valmet has basic boiler concepts for different fuel types. Fuel affects process parameters, fuel feeding systems, allowed flue gas velocities, superheater locations, superheater element spacing, maximum flue gas temperature at superheaters, material selection, flue gas cleaning and basically all design details. Fuel-based design concepts for CFB boilers are illustrated in figure 1. Boilers are always tailor-made due to wide variety of fuels and specific customer requirements for each project.

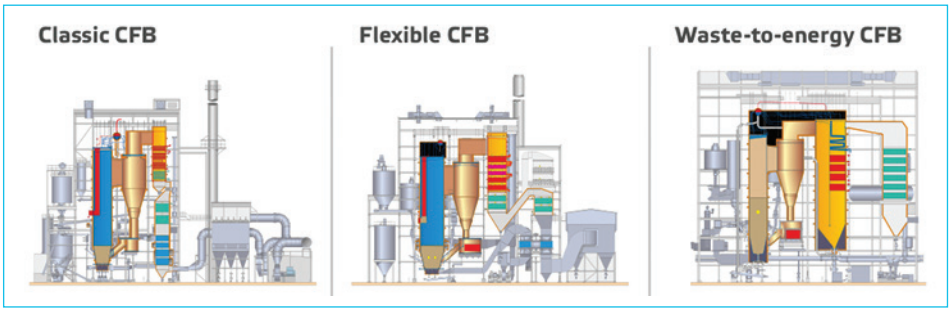


Fig. 1: Basic fuel-based concepts for Valmet CFB boilers

3.1. BFB Boilers

Wide fuel flexibility, high combustion efficiency, high reliability, controllability and low emissions are key features of Valmet BFBs. Valmet BFB Boilers are available in the size range of 20 to 400 MW_{th}. The proven technology and design, with more than 200 references, ensure combustion results, as well as minimal unplanned shutdowns and maintenance. With Valmet BFB Boiler, the boiler efficiency is typically around 90 % even with high moisture fuels.

In BFB Boiler, the high heat capacity of the sand bed ensures fast fuel combustion and absorbs fluctuations in fuel quality. The patented Valmet Hydro Beam grate enables efficient and reliable removal of impurities and coarse material from the bottom of the furnace. Over 30 % of the rigid water-cooled grate construction area is open for easy removal of ash from the bottom.

Flue gas emissions are controlled with carefully designed Valmet in-house solutions, including the combustion air system, SNCR or SCR systems, electrostatic precipitators, fabric filters with additive injection and flue gas condensing scrubbers.

3.1.1. Fuel Flexibility in BFB Boilers

One of the advantages of the BFB boiler is the possibility to use fuels with high moisture content and low heating value. Typical fuels include wet biomasses, different types of process sludges, recycled wood, recovered industrial waste and processed municipal waste (RDF). Dry biomass is suitable fuel as well and Valmet references are ranging from 5 to 63 % moisture content. Many boilers have a wide variety of fuels and the mixture often contains recycled fuels and biomass.

3.2. CFB Boilers

CFB boiler combines high-efficiency combustion of various solid fuels with low emissions, even when burning fuels with completely different calorific values at the same time. The Valmet CFB boiler wide size range covers boilers from 30 to 1200 MW_{th}.

3.2.1. Fuel Flexibility in CFB Boilers

The main advantage of the Valmet CFB Boiler is fuel flexibility. There is more than 100 CFB Valmet CFB boilers and most of the recent CFB deliveries are multifuel boilers, with some share of recycled fuel. In many of them, the fuel proportions vary continuously. Co-combustion is an environmentally lucrative method of combining reliability and availability with great potential to optimize operational costs by allowing several fuel alternatives. Typical fuels for Valmet CFB are

- Biomasses, including fuels derived from agricultural waste streams
- Recovered fuels
- Various types of coal
- Solid petrochemical residues, e. g. pet coke, asphaltene, solidified pitch
- Any combination of the above-mentioned fuels

3.2.2. Efficient combustion and low emissions

CFB technology provides a uniform combustion temperature profile, which supports stable operation with fuels of varying quality. CFB combustion also ensures low primary emissions with high combustion efficiency and utilization of additives for effective sulphur removal and other special purposes.

3.2.3. High steam parameters

Loop seal of CFB boiler is an optimal location for the hottest superheater. There is high heat transfer from fluidized sand to steam and the sand in loop seal is less corrosive than the flue gases in convection pass. Additionally, Valmet applies a double layer superheater design in the loop seal superheater (figure 2), when corrosive fuels are combusted with high steam parameters. This design prevents condensation of corrosive chloride species on superheater surfaces. With this technology, high steam parameters, up to 540 °C can be achieved, even with high Cl fuels.

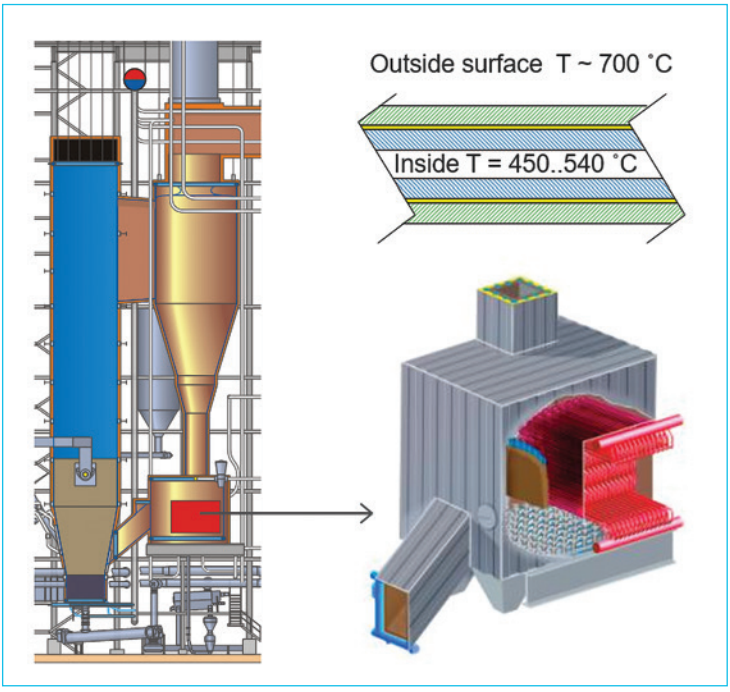


Fig. 2: Basic principle of double layer loop seal superheater. Superheater is located in loop seal and additionally, the double layer structure prevents condensation of corrosive species on superheater tube surface.

3.2.4. Low-load operation with CFB Boiler

Valmet has developed low-load combustion (partial bed operation) for CFB boilers. With partial bed operation, combustion is stable even down to 20 % MCR. Modification enabling partial bed operation can be done to an existing boiler.

4. Refractory materials

In fluidized bed combustion, the boiler components under the heaviest erosion-corrosion load i. e. the furnace floor in BFB and CFB Boilers and the cyclone and loop seal in CFB Boilers, are protected with refractory materials. High temperature and high erosion load create too harsh conditions for metallic materials even with non-corrosive fuels. With high chlorine fuels, there is increased corrosive impact and the refractory-lined area must be increased to protect the boiler pressure part. In some cases with high chlorine fuels, the whole furnace is refractory lined.

Cast refractory materials are the most common refractory systems in FB Boilers. Cast refractories contain a significant amount of open porosity, typically more than 10 %. Flue gases contain impurities that may condense within the pore structure of refractory materials. The binder phase of the refractory materials and even the aggregate phase can be affected by the infiltrated chemicals. New compounds may form and expansion and delamination of refractory material may take place. Spalling type refractory problems have been reported, when combusting fuels with high alkali content [1]. Special care must be taken, when refractories are selected for boilers combusting challenging fuels. Recent development has improved refractory performance also in these conditions. A Secondary electron micrograph (SEM) of alumina-silicate refractory material that has reacted with corrosive environment in waste-fired CFB boiler is presented in figure 3.

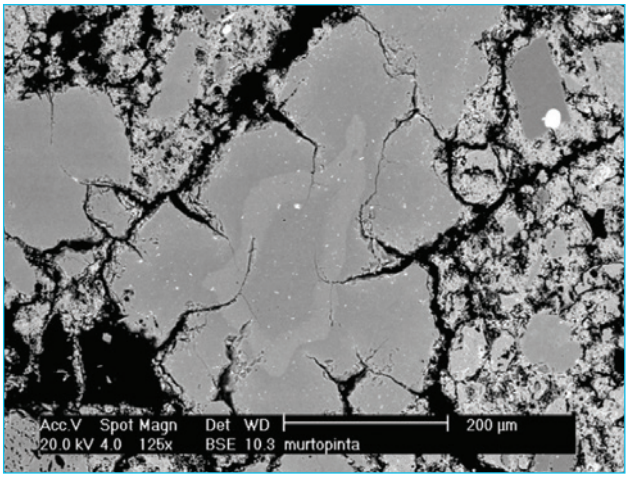


Fig. 3: SEM Micrograph of alumina-silicate refractory after alkali attack. Both the matrix and aggregate phase of the refractory are attacked. Alkalis and chlorine were detected inside the refractory.

Cyclone target area and some areas in the furnace floor are exposed to extreme erosion-corrosion in CFB boilers. This is the area, where the requirements for erosion-corrosion resistance of the refractory materials are at highest. High Al_2O_3 content low-cement refractory materials are typically used in these areas. In addition to the cast refractories, also pre-fired refractory tiles can be used to extend the maintenance interval. Pre-fired tiles typically have better wear resistance and chemical resistance than cast refractories. When testing wear resistance of the refractory material at room temperature and in inert atmosphere, it must be remembered that in boiler also the temperature, chemical impact and mechanical loads affect the performance of the refractory materials. True reference information with the same exposure conditions is needed when material selection is done for the next projects.

5. Protection of furnace wall panels

Furnace membrane panels are exposed to heavy erosion and high temperature corrosion in fluidized bed boilers. When corrosive fuels are combusted, the material loss in fluidized bed furnace area is mostly a combination of corrosion by heavy metal chlorides and erosion by bed material, ash and flue gases. Although the material is primarily detached from the membrane tube surface as result of erosion process, the removed material is typically the corrosion product rather than the tube material itself [2]. It is often assumed that increasing material hardness would mitigate erosion, but this is not always the case. If a material with high hardness is used, and if it forms a weak and porous corrosion product,

the material loss rate is typically higher than for a softer material that forms a dense and well-adherent corrosion product. For this reason, even relatively soft nickel-based overlay weld (OW) coatings have good performance in high erosion areas of BFB and CFB boilers. Nickel-based OW materials are often capable for forming a rather dense oxide layer in typical boiler furnace environments, whereas low-alloy steels form only a porous and weak oxide layer. Typically, in furnace area of FB boiler, OW coatings have material loss rate of 3–10 times lower than low alloy steels. Figure 4 presents cross-sections of OW tubes and low-alloy steel tubes exposed in furnace of recycled fuel fired BFB boiler after three years of operation.

Alloy 625 overlay welds have demonstrated good performance even in CFB furnace, if the OW locations are correctly selected. Figure 5 presents OW membrane panel in waste-fired CFB boiler after six years of operation.

Material performance in boilers is very challenging to predict only in basis of laboratory corrosion and erosion data. Also, in case of furnace materials, Valmet's material selection is based on reference data from our fleet of more than 300 industrial FB Boilers. Test installations in operating plants are needed to introduce new materials and solutions.

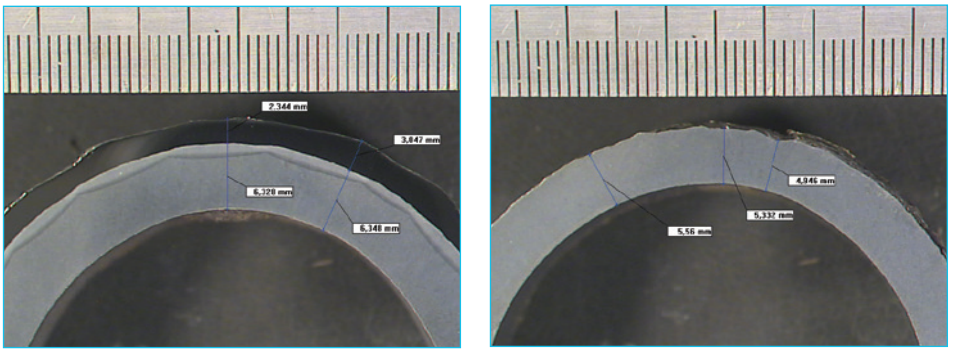


Fig. 4: Cross-sections of alloy 625 OW (left) and low alloy steel (right) after 3 years exposure in test panel in BFB furnace, with fuel Pb content >150 ppm. Corrosion scales on low alloy steel are porous, loose, and easily eroded. Total material loss during the test was 0,3 mm for alloy 625 and 1,9 mm for low-alloy steel.



Fig. 5: Alloy 625 OW after six years in furnace panel of waste-firing CFB

6. Combustibility studies and R&D Centre

The fuel cost is one of the major costs for the boiler operator and the boiler operators are constantly seeking more affordable fuels. However, quite commonly less expensive fuels are also more challenging to combust, and they might cause more operational challenges, corrosion and wear for the boiler. Valmet performs combustibility studies to evaluate the impact of alternative fuel blends on boiler component lifetime, emissions, fouling, bed agglomeration, fuel feeding and ash handling systems. The study also identifies the modifications required to enable the use of new fuels. In this way the operator can evaluate the economic feasibility of using alternative fuels. Figure 6 presents example of a summary table of a fuel study [3].

Example study

	Reference	Fuel blend 1	Fuel blend 2	Fuel blend 3
Fluidized bed behaviour	🟡	🔴	🔴	🔴
Slagging	🟡	🔴	🔴	🔴
Fouling at higher temperatures	🟢	🟢	🟢	🟡
Fouling at lower temperatures	🟢	🟡	🟡	🟡
High temperature corrosion	🟡	🟡	🟡	🔴
Furnace wall corrosion	🟢	🟢	🟢	🟢
Heavy metal induced corrosion	🟢	🟢	🟢	🟢
Emissions	🟢	🟢	🟡	🔴

Fig. 6: Example of combustibility study summary table, traffic lights for various parameters with potential fuel blends 1, 2, and 3.

Valmet has many R&D pilot facilities and in Tampere we have pilot plant for FB combustion. There we can pilot BFB combustion (2 MW) and CFB combustion (4 MW) with customers' fuels. In these tests we can evaluate bed performance, fouling, corrosion, emissions etc. With challenging fuels this is often a very important step before proceeding with investment projects. In the Energy R&D Centre we also have pilot facilities for pyrolysis, various emission control equipment, and we have cold models, tube reactors for small scale testing etc. [4].

7. Conclusions

The increasing use of waste-derived and low-grade fuels introduces significant challenges for fluidized bed boiler operation, particularly in terms of corrosion, erosion and fuel variability.

Field experience indicates that material degradation in these conditions is often governed by erosion-corrosion interactions, where repeated formation and removal of oxide scales play a key role rather than direct erosion of the base material.

The results highlight that:

- Material selection is critical for achieving long component lifetime under corrosive conditions
- Protective solutions, such as overlay welding and refractory materials, are needed for reliable boiler operation
- Fuel-based boiler design is essential for reliable operation with varying fuel qualities
- Advanced features, such as optimized superheater locations and specialized designs, enable high performance even with challenging fuels

In addition, pilot-scale testing and combustibility studies are important tools for evaluating new fuels and reducing technical risks prior to full-scale implementation.

Overall, the combination of fuel-driven design, material solutions and operational reference feedback from existing plants enables efficient and flexible utilization of increasingly demanding fuel mixtures in modern fluidized bed boilers.

8. References

[1] Arjunwadkar A, Basu P, Acharya B: *A review of some operation and maintenance issues of CFBC boilers*, Applied Thermal Engineering 102 (2016) p. 672–694.

[2] Stack M. M., Stott F. H., Wood G. C.: *The significance of velocity exponents in identifying erosion-corrosion mechanisms*, Journal de Physique IV, 3 (1993) p. C9-721–C9-728.

[3] https://valmet.my.site.com/solutionfinder/file-preview?contentDocumentId=06958000000bOhfAAE (Date: 23.06.2026).

[4] https://www.valmet.com/energyproduction/energy-development/ (Date: 23.06.2026).

INDAVER

INDUSTRIELLE ABFALLVERWERTUNG UND ENTSORGUNG IN DER CIRCULAR ECONOMY

DAMIT AUS RESTSTOFFEN ROHSTOFFE WERDEN



INDAVER

IHR PARTNER FÜR DIE KREISLAUFWIRTSCHAFT

Noch keinen Partner? Kontaktieren Sie uns:
06258 / 895-0

Kesselreinigungssysteme in einer Sonderabfallverbrennungsanlage: Bewertung, Optimierung und Praxiserfahrungen unterschiedlicher Reinigungstechnologien

Jan Thiele, Christoph Helling und Florian Grote

1. Einleitung 133
2. Verwendete Reinigungssysteme der Indaver Hamburg 134
2.1. Strahlungsteil 135
2.2. Konvektionsteil 136
2.3. Reinigung während der Revision 136
2.4. Sprengreinigung als ergänzendes Reinigungsverfahren 137
2.5. Weitere Projekte zur Optimierung der Kesselreinigung 137
2.6. Betriebliche Herausforderungen 138
3. Test von einem Impulsgenerator 138
3.1. Einbau und Versuche 138
3.2. Ergebnisse 139
4. Fazit 142

1. Einleitung

Die Indaver Group betreibt am Standort Hamburg eine Sonderabfallverbrennungsanlage zur thermischen Behandlung gefährlicher Abfälle. Dabei werden jährlich in zwei Verbrennungslinien mehr als 150.000 Tonnen fester, pastöser und flüssiger Abfälle behandelt. Die freigesetzte thermische Energie wird zur Dampferzeugung genutzt und in das Hamburger Fernwärmenetz eingespeist.

Für einen effizienten und stabilen Anlagenbetrieb ist die Reinigung der Kesselheizflächen von zentraler Bedeutung. Ablagerungen infolge variierender Abfallzusammensetzungen beeinträchtigen die Wärmeübertragung und erhöhen den Druckverlust im Kessel.

Im Rahmen dieser Arbeit werden bestehende Online-Reinigungssysteme bewertet und mit einem zusätzlich eingesetzten impulsgestützten Reinigungssystem verglichen. Ziel ist es, den Einfluss der verschiedenen Technologien auf Reinigungsgrad, thermische Effizienz und Anlagenverfügbarkeit zu untersuchen. Die Analyse basiert auf kontinuierlich erfassten Betriebsdaten sowie ergänzenden visuellen Untersuchungen mittels Hochtemperaturkamera.

2. Verwendete Reinigungssysteme der Indaver Hamburg

Seit der Inbetriebnahme der Anlage im Jahr 1997 wurden die Betriebsbedingungen fortlaufend optimiert. Während Reinigungsstillstände zu Beginn bereits nach rund 4.000 Betriebsstunden erforderlich waren, konnte das Reinigungsintervall im weiteren Betriebsverlauf auf bis zu elf Monate ausgedehnt werden.

Zusätzlich hat sich die Zusammensetzung der eingesetzten Abfallströme verändert. Unabhängig von der Behandlung zusätzlicher Medien, wie beispielsweise Abwässern, ist eine steigende Komplexität der Abfallzusammensetzung zu beobachten, die mit erhöhten Schadstofffrachten einhergeht. Dies führt zu einem gesteigerten Ascheanfall sowie zu veränderten Ablagerungsbedingungen im Kessel, wodurch die Effizienz der Kesselreinigung an Bedeutung gewinnt. Abbildung 1 zeigt verwendete Reinigungssysteme im Kessel.

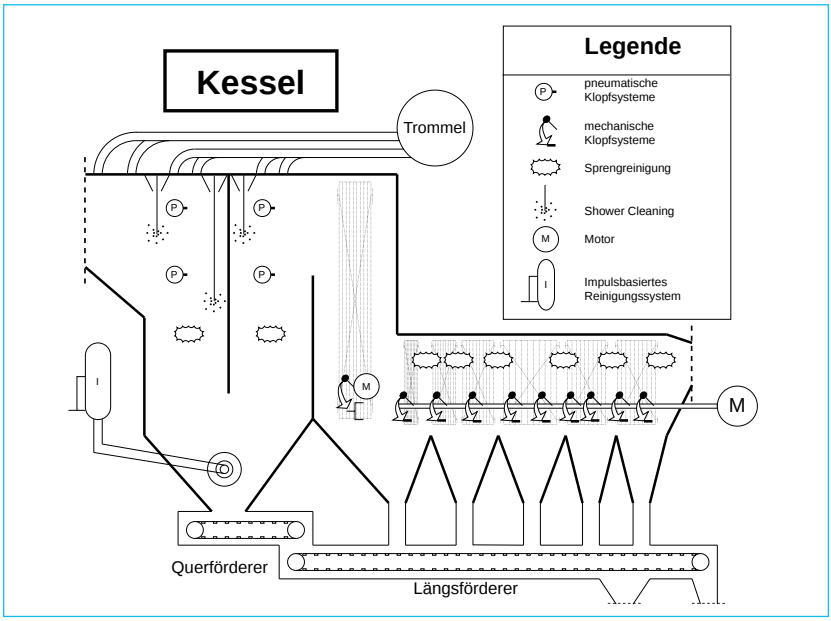


Abb. 1: Übersicht Kesselreinigungstechniken Dampfkessel der Indaver Hamburg

2.1. Strahlungsteil

Im Strahlungsteil des Kessels waren ursprünglich pneumatische Klopfsysteme sowie Schallhörner zur Belagsabreinigung installiert. Die Schallhörner erzielten eine geringe Reinigungswirkung bei erhöhtem Wartungsaufwand durch schwingungsbedingte Schäden und daraus resultierender Rissbildungen in den Schweißnähten. Der Betrieb erforderte aufgrund hoher Schalldruckpegel dauerhaft Gehörschutz im Kesselhaus. Deshalb wurden die Schallhörner außer Betrieb genommen und später demontiert.

Die pneumatischen Klopfsysteme leisten lediglich einen begrenzten Beitrag zur Reinigung der Heizflächen. Diese haben einen geringen Wartungsbedarf und ihre Wirksamkeit ist auf einen lokalen Bereich beschränkt. Es ergibt sich eine geringe Reinigungsleistung auf den Verschmutzungszustand des Strahlungsteils.

Zur Verbesserung der Reinigungsleistung wurde im Jahr 2016 ein Shower-Cleaning-System (SCS) nachgerüstet. Dieses wird von der Kesseldecke aus über Trichter in den ersten und zweiten Zug eingebracht. Im Rahmen von Versuchsreihen sowie einer begleitenden thermodynamischen Auswertung wurde eine optimierte Betriebsweise ermittelt.

Das SCS hat sich als wirkungsvolle Methode zur Reinigung des Strahlungsteils etabliert. Für einen sicheren und effizienten Betrieb sind definierte Randbedingungen einzuhalten. So ist eine gewisse Grundverschmutzung erforderlich, um zu vermeiden, dass das eingebrachte Wasser unmittelbar auf die freiliegenden

Heizflächen trifft und dadurch thermische Spannungen beziehungsweise Thermoschocks verursacht. Gleichzeitig darf der Verschmutzungsgrad nicht zu hoch sein, da stark ausgeprägte Anhaftungen mit diesem Verfahren unvollständig entfernt werden können. Während des Reinigungsvorgangs sinkt die Dampftemperatur kurzfristig deutlich ab und benötigt im Anschluss z. T. mehrere Tage, um wieder das ursprüngliche Niveau zu erreichen.

Im Strahlungsteil kommt es trotz der eingesetzten Reinigungssysteme in bestimmten Betriebszuständen weiterhin zu Anlagerungen und lokalen Verstopfungen. In solchen Fällen ist ein manuelles Eingreifen erforderlich. Hierzu werden Druckluftlanzen eingesetzt, mit deren Hilfe Beläge gezielt gelöst und abgetragen werden können.

2.2. Konvektionsteil

Im Konvektionsteil des Kessels wurden mechanische Klopfsysteme zur Reinigung der Wärmeübertragerpakete installiert. Die Systeme arbeiten kontinuierlich auf Basis von Fallhämmern zur mechanischen Belagsabreinigung.

Die Reinigungsleistung der Klopfsysteme ist vom Wartungszustand abhängig, wobei geringe Abweichungen infolge von Verschleiß oder Fehljustierung zu Einbußen in der Abreinigungswirkung führen. Die kontinuierliche mechanische Beanspruchung verursacht einen starken Verschleiß an den Stößeln, sodass regelmäßige Wartungsmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Funktionalität erforderlich sind. Zusätzlich führt die fehlende Führung der Fallhämmer zu außermittigen Aufschlägen und damit zu einer ungleichmäßigen Krafteinleitung, was die Reinigungswirkung reduziert und sich im Betrieb selbstverstärkend auswirkt.

Auch im Konvektionsteil treten im Betrieb Verstopfungen sowie Ablagerungen innerhalb der Wärmeübertragerpakete und angrenzender Austragsbereiche auf. Zur Wiederherstellung der Durchgängigkeit ist temporär händisches Eingreifen erforderlich.

2.3. Reinigung während der Revision

Im Rahmen der Hauptrevision erfolgte seit der Inbetriebnahme die grundlegende Reinigung des Kessels mittels Druckluft- und Wasserlanzen. Auf diese Weise werden Ablagerungen von den Heizflächen entfernt. Dieses Vorgehen ist mit einem hohen Arbeitsaufwand verbunden und führt zu einer erheblichen Staubexposition.

Vor diesem Hintergrund wurde gezielt nach Optimierungsmöglichkeiten für den Reinigungsprozess gesucht. Im Jahr 2021 wurde erstmals das Sandstrahlverfahren eingesetzt, welches sich zur effizienten Entfernung festhaftender Beläge

als geeignet erwies. In Kombination mit einer ergänzenden, im weiteren Verlauf näher beschriebenen, Reinigungstechnologie konnte dadurch eine deutliche Verbesserung der Reinigungswirkung sowie eine Reduktion des manuellen Arbeitsaufwands erzielt werden.

2.4. Sprengreinigung als ergänzendes Reinigungsverfahren

Als ergänzende Reinigungstechnologie wurde 2018 erstmals die Sprengreinigung im Rahmen des Kesselabfahrens eingesetzt. Während des Abkühlens führt thermische Kontraktion zu Spannungen in den Belägen, wodurch sich Anhaftungen lösen und effizienter abgetragen werden können.

Auf Basis der positiven Erfahrungen wurde die Sprengreinigung 2019 erstmals auch im Online-Betrieb eingesetzt, um eine umfassende Reinigung zu ermöglichen. Dabei zeigte sich, dass der Einsatz im ersten und zweiten Zug mit erheblichen Herausforderungen verbunden ist, da die anfallenden Aschemengen die Kapazitäten der Austragssysteme übersteigen. Daher konzentriert sich die Anwendung seither auf den Konvektionsteil des Kessels.

Insgesamt stellt die Sprengreinigung eine wirkungsvolle Ergänzung dar, deren Einsatz hinsichtlich des Ortes und der Betriebsbedingungen angepasst werden muss, um einen sicheren und effizienten Betrieb zu gewährleisten.

2.5. Weitere Projekte zur Optimierung der Kesselreinigung

Zur systematischen Optimierung der Kesselreinigung wurden in den vergangenen Jahren weitere analytische und bauliche Maßnahmen durchgeführt.

Seit 2018 wird gemeinsam mit der ENVERUM GmbH regelmäßig eine umfassende Bilanzierung des Kessels durchgeführt. Sie dient der Bewertung des Verschmutzungszustands und der Wirksamkeit der Reinigungsverfahren. Die kontinuierliche Auswertung der Parameter ermöglicht es, Veränderungen frühzeitig zu erkennen und Reinigungsmaßnahmen abzuleiten.

Eine Weiterentwicklung erfolgte 2023 mit der Einführung eines Monitoring-Tools, das die Datenauswertung in Echtzeit automatisiert und erweitert. Es ermöglicht eine kontinuierliche, datenbasierte Analyse des Kesselbetriebs und stellt Kennzahlen zur Bewertung der Reinigungsleistung bereit.

Ein weiteres Tool ist der Einsatz einer Hochtemperaturkamera zur Zustandsbewertung der Heizflächen. Nach ersten Versuchen 2023 befindet sich das in Kooperation mit der CheMin GmbH entwickelte System seit 2025 im Regelbetrieb. Es ermöglicht eine optische Diagnose unter den Bedingungen im Kesselinneren. Die Aufnahmen liefern Informationen zur Belagsbildung und zur Effektivität der Reinigungsverfahren.

Im Zuge der Optimierung der Reinigungsstrategien, insbesondere durch den verstärkten Einsatz der Sprengreinigung, ergaben sich erhöhte Anforderungen an die Ascheaustragssysteme. Die anfallenden Aschemengen überschritten die Kapazität der bestehenden Systeme. Deshalb wurde 2024 eine pneumatische Förderlösung entwickelt und implementiert, um einen sicheren und kontinuierlichen Austrag bei erhöhtem Ascheanfall zu gewährleisten.

In der Gesamtbetrachtung zeigt sich, dass die Kombination aus systematischer Datenauswertung, innovativer Messtechnik und angepasster Anlagentechnik eine wesentliche Voraussetzung für die nachhaltige Optimierung der Kesselreinigung darstellt.

2.6. Betriebliche Herausforderungen

Trotz der Maßnahmen zur Optimierung der Reinigungsstrategien und der erweiterten Austragstechnik traten im Betrieb Herausforderungen auf. Insbesondere führten erhöhte Aschemengen, unter anderem infolge des verstärkten Einsatzes der Sprengreinigung, weiterhin zu betrieblichen Einschränkungen.

Eine zentrale Herausforderung stellte die Verstopfung des Querförderers dar. Die anfallenden Aschemengen konnten mit den erweiterten Austragssystemen nicht durchgehend störungsfrei abgeführt werden, wodurch es wiederholt zu Ablagerungen und Materialaufbau im Kessel kam. Dies beeinträchtigte die Verfügbarkeit und führte zu Einschränkungen im Anlagenbetrieb.

3. Test von einem Impulsgenerator

3.1. Einbau und Versuche

Zur Reduzierung der Verstopfungsproblematik im Bereich des Querförderers wurde Anfang 2026 testweise das SootGone®-System der Firma LeonPulse in Zusammenarbeit mit der Firma iQuinn installiert. Ziel der Maßnahme war es, lokale Ascheaufbauten im kritischen Bereich zu verhindern.

Das System besteht im Wesentlichen aus einer Steuereinheit und einem Impulsgenerator, die mit einem Mannloch oberhalb des Querförderers verbunden sind. Dies ist in Abbildung 2 dargestellt.

Das Funktionsprinzip basiert auf der kontrollierten Erzeugung von Druckimpulsen. Hierzu wird ein definiertes Luft-Gas-Gemisch in den Impulsgenerator eingebracht und anschließend durch einen integrierten Flammengenerator gezündet. Die entstehende Druckwelle wird über ein Beschleunigungsrohr in den Kessel geleitet. Dieses dient der Verstärkung des Impulses, wodurch eine erhöhte Reinigungswirkung erzielt wird.

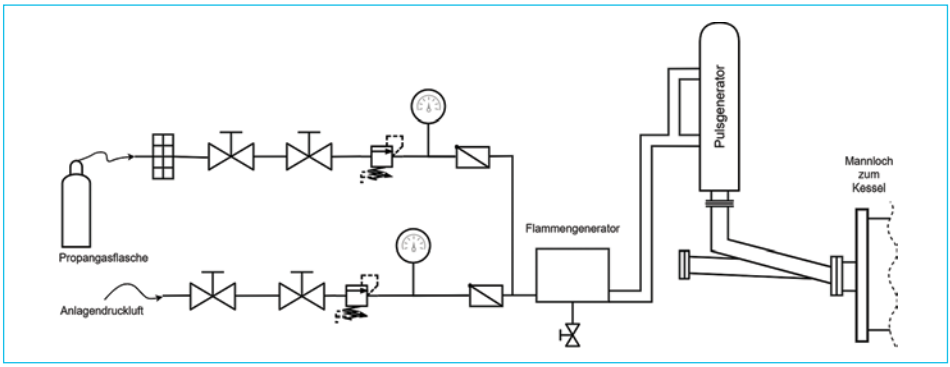


Abb. 2: Schema Impulsgenerator inkl. Steuereinheit

Während der Testphase erfolgt der Betrieb des Systems manuell. Die Anlagenfahrer bedienen den Impulsgenerator auf Basis eines festgelegten Versuchsprotokolls, um eine kontinuierliche und reproduzierbare Reinigung sicherzustellen. Die Versorgung mit Druckluft erfolgt über das bestehende Werksnetz, während die Gasversorgung mittels Propangasflaschen realisiert wird.

3.2. Ergebnisse

Die Versuche zeigen, dass der Querförderer durch das SootGone®-System zuverlässig freigehalten wird. Zur Überprüfung erfolgen neben den regulären Kontrollen zusätzliche wöchentliche Inspektionen mittels Hochtemperaturkamera, bei denen der Zustand des Querförderers und der Verschmutzungsgrad im Kessel bewertet werden.

Ein Vergleich der Verschmutzungssituation ist in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt. Beide Aufnahmen zeigen die Sicht vom Querförderer in Richtung Nachbrennkammer. Während in Abbildung 4 deutliche Ablagerungen im Übergangsbereich sowie an den Kesselwänden erkennbar sind, zeigt Abbildung 3 einen reduzierten Verschmutzungsgrad mit überwiegend freien Heizflächen und geringen Anlagerungen.

Die Anlagerungen wirken als isolierende Schicht und reduzieren den Wärmeübergang vom Rauchgas auf die Kesselwand. Betriebserfahrungen zeigen, dass neue Ablagerungen leicht entfernt werden können, während länger anhaftende Beläge verhärten und schwer abzulösen sind. Zusätzlich verstärken vorhandene Ablagerungen die Bildung weiterer Anbackungen, wodurch sich der Verschmutzungsprozess beschleunigt.

Deshalb ist eine kontinuierliche und präventive Reinigung entscheidend, um die Heizflächen frei von Ablagerungen zu halten und einen stabilen und effizienten Betrieb sicherzustellen.

Auch in operativer Hinsicht zeigt sich ein signifikanter Vorteil. Durch den Einsatz des SootGone®-Systems entfällt dieser Aufwand weitgehend, wodurch eine Steigerung der Anlagenverfügbarkeit von mehr als 2 % generiert wird. Dieses Ergebnis unterstreicht die Wirksamkeit des Systems im untersuchten Bereich.



Abb. 3: Kesselansicht mit geringem Verschmutzungsgrad

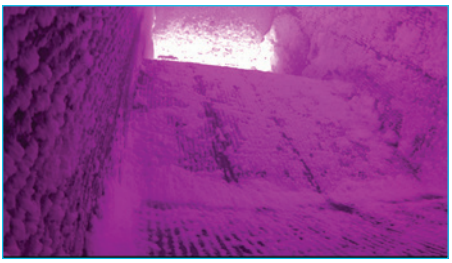


Abb. 4: Kesselansicht mit hohem Verschmutzungsgrad

Aufbauend auf den Ergebnissen der visuellen Inspektionen und der gesteigerten Anlagenverfügbarkeit wurde der Einfluss des SootGone®-Systems auf die thermische Effizienz des Kessels untersucht.

Die Auswertung basiert auf Daten des Anlagen-Monitoring-Tools. Mit diesem wurden Zusammenhänge zwischen dem Einsatz des Reinigungssystems und dem Anlagenverhalten identifiziert sowie deren Auswirkungen auf die Wärmeübertragung quantitativ bewertet.

Abbildung 5 zeigt den zeitlichen Verlauf des Anteils der über die Verdampferflächen übertragenen Wärme für die Jahre 2024, 2025 und 2026. Auf der Abszisse ist die Betriebszeit dargestellt, während die Ordinate den Anteil in Prozent angibt. Die dargestellten Werte basieren jeweils auf einem gleitenden 24h-Durchschnitt.

Im Vergleich ist erkennbar, dass der Verdampferanteil im Jahr 2026 überwiegend auf einem höheren Niveau liegt als in den Jahren 2024 und 2025. Während die Werte in den Jahren 2024 und 2025 häufig im Bereich von etwa 74 % bis 79 % schwanken, erreicht der Anteil im Jahr 2026 wiederholt Werte von über 80 % und weist eine stabilere Ausprägung auf.

Dieses Verhalten deutet auf eine verbesserte Wärmeauskopplung im Strahlungsteil hin. Gleichzeitig sind auch hier schwankende Verläufe erkennbar, die auf betriebliche Einflüsse sowie wiederkehrende Reinigungsmaßnahmen zurückzuführen sind.

Insgesamt bestätigt die Darstellung die positive Wirkung der eingesetzten Reinigungsstrategie auf die thermische Effizienz des Kessels.

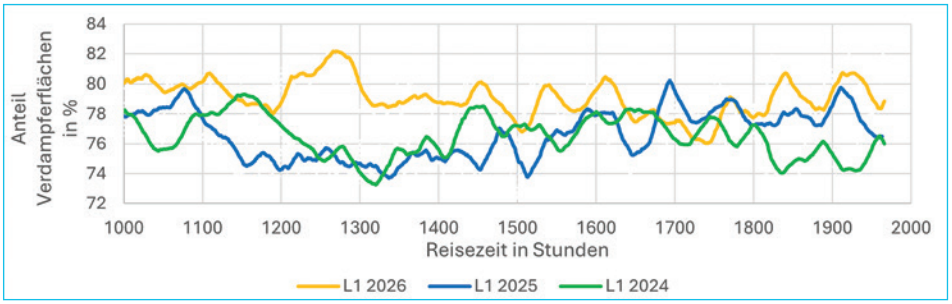


Abb. 5: Wärmeanteil der Verdampferflächen am Gesamtwärmestrom

Abbildung 6 zeigt den zeitlichen Verlauf der ausgekoppelten Wärmeleistung im Economiser in Abhängigkeit von der Betriebszeit seit der Revision für die Jahre 2024, 2025 und 2026. Dargestellt sind die Tage seit der Revision (Abszisse) sowie die übertragene Leistung in MW (Ordinate).

Im Vergleich wird deutlich, dass die Economiserleistung im Jahr 2026 auf einem niedrigeren Niveau liegt. Während in den Jahren 2024 und 2025 Werte von etwa 1,4 bis 2,1 MW erreicht werden, bewegt sich die Leistung 2026 zwischen 0,7 und 1,0 MW.

Dies deutet auf eine verbesserte Wärmeauskopplung in den vorgelagerten Kesselbereichen und eine geringere Rauchgastemperatur am Austritt hin, wodurch weniger Restwärme in den Economiser gelangt. Gleichzeitig zeigen alle Zeitreihen Schwankungen, die auf betriebliche Einflüsse und variierende Abfallzusammensetzungen zurückzuführen sind.

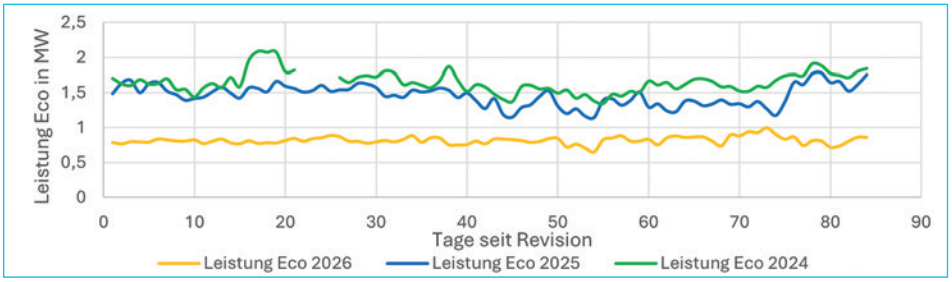


Abb. 6: Leistung des Economisers in den Reisezeiten

3.3. Auswirkungen auf den Anlagenbetrieb

Die Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen den Zusammenhang zwischen Dampftemperatur und Dampfproduktion im zeitlichen Verlauf vor und nach dem Einsatz des SCS. Auf der Abszisse ist die Zeit in Stunden von einem Tag dargestellt, während auf den Ordinaten die Dampftemperatur in °C (linke Achse) sowie die erzeugte Dampfmenge in t/h (rechte Achse) aufgetragen sind. In rot ist der Zeitpunkt des Shower-Cleanings eingetragen.

Die Auswertung zeigt, dass das Shower-Cleaning auf Linie 1 zu einem Abfall der Dampftemperatur führt, während auf Linie 2 ein nahezu konstanter Temperaturverlauf beobachtet wird. Die Dampfproduktion zeigt in beiden Fällen schwankende Verläufe. Für Linie 1 ist ein Zusammenhang zwischen ansteigender Dampftemperatur und erhöhter Dampfproduktion festzustellen, die auf Linie 2 nicht in gleicher Weise ausgeprägt ist.

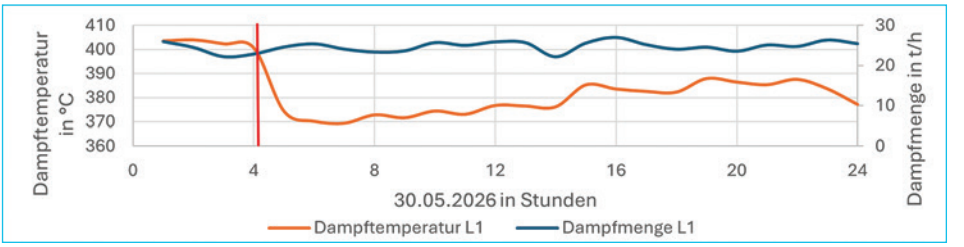


Abb. 7: Verhalten der Dampftemperatur Linie 1 auf das Shower Cleaning

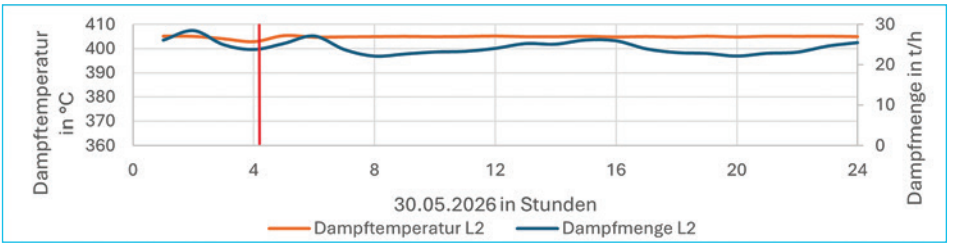


Abb. 8: Verhalten der Dampftemperatur Linie 2 auf das Shower-Cleaning

Der Einfluss dieser Effekte ist im Kontext des veränderten Verschmutzungszustands zu bewerten. Durch den Einsatz des SootGone®-Systems weist der Kessel einen geringen Verschmutzungsgrad auf. Das Shower-Cleaning führt zur Ablösung verbliebener Beläge in Bereichen, die durch das SootGone®-System nicht erreicht werden. Die erhöhte Reinigungsintensität führt zu einem Rückgang der Dampftemperatur.

Diese Wechselwirkungen verdeutlichen die Notwendigkeit, eine angepasste Betriebsweise zu entwickeln. Ziel ist die Erarbeitung einer Konfiguration, die den gleichzeitigen Einsatz beider Reinigungssysteme ermöglicht, ohne nachteilige Auswirkungen auf Dampftemperatur und Dampfproduktion zu verursachen.

4. Fazit

Die Untersuchungen zeigen, dass die Kesselreinigungssysteme einen maßgeblichen Einfluss auf die Effizienz und Verfügbarkeit der Anlage haben, insbesondere vor dem Hintergrund gestiegener Durchsätze und einer zunehmend komplexen Abfallzusammensetzung mit erhöhtem Ascheanfall. Die ursprünglich einge-

setzten Reinigungssysteme im Strahlungs- und Konvektionsteil weisen teilweise deutliche Einschränkungen hinsichtlich Reinigungswirkung, Wartungsaufwand und Betriebssicherheit auf. Durch die Einführung zusätzlicher Reinigungstechnologien, insbesondere des SCS und der Sprengreinigung, konnte die Reinigungsleistung signifikant verbessert werden, wobei gleichzeitig betriebliche Herausforderungen, wie erhöhter Ascheanfall und eine verstärkte Belastung der Austragssysteme, auftraten. Dies machte die ergänzende Implementierung angepasster Austragstechnik sowie unterstützender Analysewerkzeuge, insbesondere eines AnlagenMonitoringTools und visueller Inspektionssysteme, erforderlich. Der Einsatz des SootGone®-Systems führte zu einer deutlichen Reduktion von Ablagerungen im Bereich des Querförderers, zu weniger manuellen Eingriffen und einer gesteigerten Anlagenverfügbarkeit. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse eine verbesserte Wärmeauskopplung im Strahlungsteil und eine reduzierte Belastung nachgeschalteter Wärmeübertrager. Es wird deutlich, dass durch die Kombination mehrerer Reinigungssysteme Wechselwirkungen entstehen, insbesondere in Form von reduzierten Dampftemperaturen durch den Einsatz des Shower-Cleanings in Kombination mit dem SootGone®-System. Insgesamt zeigt sich, dass eine isolierte Betrachtung einzelner Reinigungstechnologien nicht ausreichend ist, sondern eine ganzheitliche Abstimmung und koordinierte Betriebsstrategie notwendig ist, um eine effektive Reinigung bei gleichzeitig stabilen thermischen Betriebsbedingungen und damit einen nachhaltigen sowie effizienten Anlagenbetrieb sicherzustellen.



steinmüller engineering

The Engineers Company

KOMPETENZEN

Verfahrens- und prozesstechnische Auslegung

Maßgeschneiderte Lösungen nach technisch-kommerziellen Gesichtspunkten

Flexibilisierung des Anlagenbetriebes für die Energiewende

PRODUKTPALETTE

Trockensorption, Nasswäscher, E-Filter

Dampferzeuger

Chemieapparate, TES Speicher

Feuerungen und Brenner

SCR, SNCR

Dekarbonisierung

LEISTUNGEN

Gesamtanlagen

Teilanlagen und Komponenten

Projektplanung und -ausführung

Engineering und Konstruktion

After Sales

www.steinmueller.com sales@steinmueller.com +49 (0)2261 78950-0

Upgrade eines Dampferzeugers mit zirkulierender Wirbelschichtfeuerung: Erhöhung der Dampftemperatur, Integration eines Fremddampfüberhitzers und Erweiterung des Brennstoffbandes

Waldemar Hoffmann, Thomas Will und Polina Belyavskaya

1. Hintergrund 146
2. Projekt-Organisation und Zusammenarbeit 146
3. Bestehende Anlage 147
4. Zielsetzung der Modernisierung 147
5. Methodik und thermodynamisches Modell 148
6. Umbaukonzept 151
6.1. Optionen 151
6.1.1. Brennkammer 151
6.1.2. Konvektivteil 151
6.1.3. Luftvorwärmer 151
6.2. Herausforderungen 152
6.3. Betrachtete Varianten 152
6.4. Gewähltes Konzept 153
7. Zusammenfassung und Fazit 157

LUVO	Luftvorwärmer
Eco	Economizer
HD	Hochdruckdampf

FD-ÜH	Fremddampf-Überhitzer
SCR	Selective Catalytic Reduction
ÜH	Überhitzer
ZWS	Zirkulierende Wirbelschicht (-Feuerung)
BMCR	Boiler Maximum Continuous Rating (Nennleistung des Kessels im Dauerbetrieb)
THA	Turbine Heat Acceptance

1. Hintergrund

Angesichts der verschärften staatlichen Effizienzanforderungen an kohlebefeuerte Energieerzeugungsanlagen in China besteht ein hoher Modernisierungsbedarf bei Bestandsanlagen. Eine der wirkungsvollsten Maßnahmen zur Effizienzsteigerung ist die signifikante Anhebung der Frisch- und Zwischenüberhitzer-Dampftemperaturen. Dieser Ansatz wurde bereits an Großkraftwerken im Leistungsbereich von 300–600 MW_{el} erfolgreich umgesetzt. Dabei wurde eine Steigerung des Blockwirkungsgrades von bis zu vier Prozentpunkten erzielt.

In diesem Beitrag wird die Übertragung dieser Erkenntnisse auf einen Industriedampferzeuger mit einer zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung (ZWS) für einen chinesischen Papierhersteller mit einer maximalen thermischen Leistung von 514 MW_{th} präsentiert.

2. Projekt-Organisation und Zusammenarbeit

Die Shanghai Shenergy Power Technology Co., Ltd., China (*Shenergy*) und die Steinmüller Engineering GmbH, Gummersbach (*Steinmüller Engineering*) verbindet eine langjährige Zusammenarbeit. Zielsetzung ist dabei, die Energieeffizienz bestehender Kraftwerke und anderer Industrieanlagen zu verbessern.

Dabei hat Shenergy den Zugang zu den chinesischen Anlagenbetreibern, die Kompetenz zur Optimierung der Gesamtanlage und die Fähigkeit, Projekte dieser Größenordnung abzuwickeln.

Steinmüller Engineering steuert seine Kompetenz und seine Berechnungswerkzeuge für den Dampferzeuger bei. Zudem ist Steinmüller Engineering in der Lage, die innovativen Ideen von Shenergy auf Realisierbarkeit zu prüfen und zuerst als Konzeptstudie und im zweiten Schritt durch ein Basic-Design umzusetzen. Priorität hat dabei die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen, wobei es darum geht, möglichst viele Komponenten des bestehenden Dampferzeugers zu erhalten.

3. Bestehende Anlage

Der Anlagenbetreiber Hainan Jinhai Pulp & Paper Co., Ltd. betreibt seit 2004 eine der weltweit größten Produktionsanlagen für Zellstoff und Papier. Zur Deckung des Energiebedarfs der Produktion verfügt der Komplex über einen mit Kohle gefeuerten Dampferzeuger, dessen Dampf eine Turbine mit angeschlossenem Generator zur Stromerzeugung antreibt. Dieser Dampferzeuger wurde von einem chinesischen Kesselbauer als Trommelkessel im Naturumlauf konzipiert und mit den in der folgenden Tabelle 1 dargestellten (geplanten) Leistungsdaten hergestellt und geliefert:

Tab. 1: Leistungsdaten des Dampferzeugers vor dem Umbau

Komponente			Wert	Einheit
Wasser/Dampf	Speisewasser	Temperatur	185	°C
		Druck	155	bar (abs.)
	Trommel	Temperatur	337	°C
		Druck	140	bar (abs.)
	Dampf	Menge	670	t/h
		Temperatur	545	°C
		Druck	126	bar (abs.)
Brennstoff	Kohle	Menge	99	t/h
		Heizwert	20,7	MJ/kg
Energienutzung	Dampferzeuger	Wirkungsgrad	91	%
	Abgas	Temperatur	140	°C

Es handelt sich dabei um typische Auslegungs-Parameter für einen Dampferzeuger dieser Leistungsklasse. Beim Betrieb der Anlage hat es sich dann jedoch gezeigt, dass die angestrebte Dampftemperatur von 545 °C nicht immer erreicht werden konnte.

Die Anordnung der Heizflächen des Dampferzeugers ist in Abbildung 1 im nächsten Abschnitt zu erkennen.

4. Zielsetzung der Modernisierung

Durch den Umbau des Dampferzeugers sollen folgende Ziele erreicht werden:

- die Anhebung der Austrittstemperatur des erzeugten HD-Dampfes von 545 °C auf 570 °C
- die Integration eines Fremddampf-Überhitzers zur Temperaturerhöhung von 480 °C auf 570 °C

- die Nutzung biogener Brennstoffe zur Reduzierung des Kohleverbrauchs
- die Verbesserung der Energienutzung durch eine niedrigere Abgastemperatur
- die Verbesserung des Anlagen-Wirkungsgrades mit einer durch externe Vorwärmung von 185 °C auf 245 °C erhöhte Speisewassertemperatur

Dabei sind Randbedingungen einzuhalten, die maßgeblich durch die bestehende Anlage bestimmt sind:

- Die Außenkontur des Kessels darf nicht verändert werden.
- Dadurch ist der verfügbare Bauraum zur Installation von Heizflächen begrenzt.
- Der Trommeldruck soll nicht erhöht werden, um große Teile des Verdampfers zu erhalten.
- Das Temperaturfenster für die Funktion der SCR-Anlage muss eingehalten werden.
- Der Betrieb erfolgt mit verschiedenen Brennstoffen (Kohle, Biomasse, Klärschlamm).

5. Methodik und thermodynamisches Modell

Zur Analyse des bestehenden Kessels sowie zur Bewertung verschiedener Retrofit-Varianten wurde mit der Software DimBo® ein detailliertes thermodynamisches Modell erstellt.

Das Modell bildet den gesamten Dampferzeugungsprozess ab, einschließlich:

- vollständigem Wasser-Dampf-Kreislauf mit allen zugehörigen Heizflächen
- Rauchgas- und Luftführung einschließlich Luftvorwärmer
- Brennstoffpfad und Verbrennung

Die Berechnung umfasst insbesondere:

- Massen- und Energiebilanzen
- Wärmeübergangskoeffizienten und Wärmeübertragung aller Heizflächen
- Temperatur- und Enthalpieverteilung der beteiligten Stoffströme
- Materialtemperaturen

Dazu wird der Dampferzeuger in Berechnungsabschnitte unterteilt. Die folgende Abbildung 1 zeigt ein Schnittbild des Dampferzeugers. In den grün umrahmten und gelb hinterlegten Textfeldern sind die Nummern der Berechnungsabschnitte markiert.

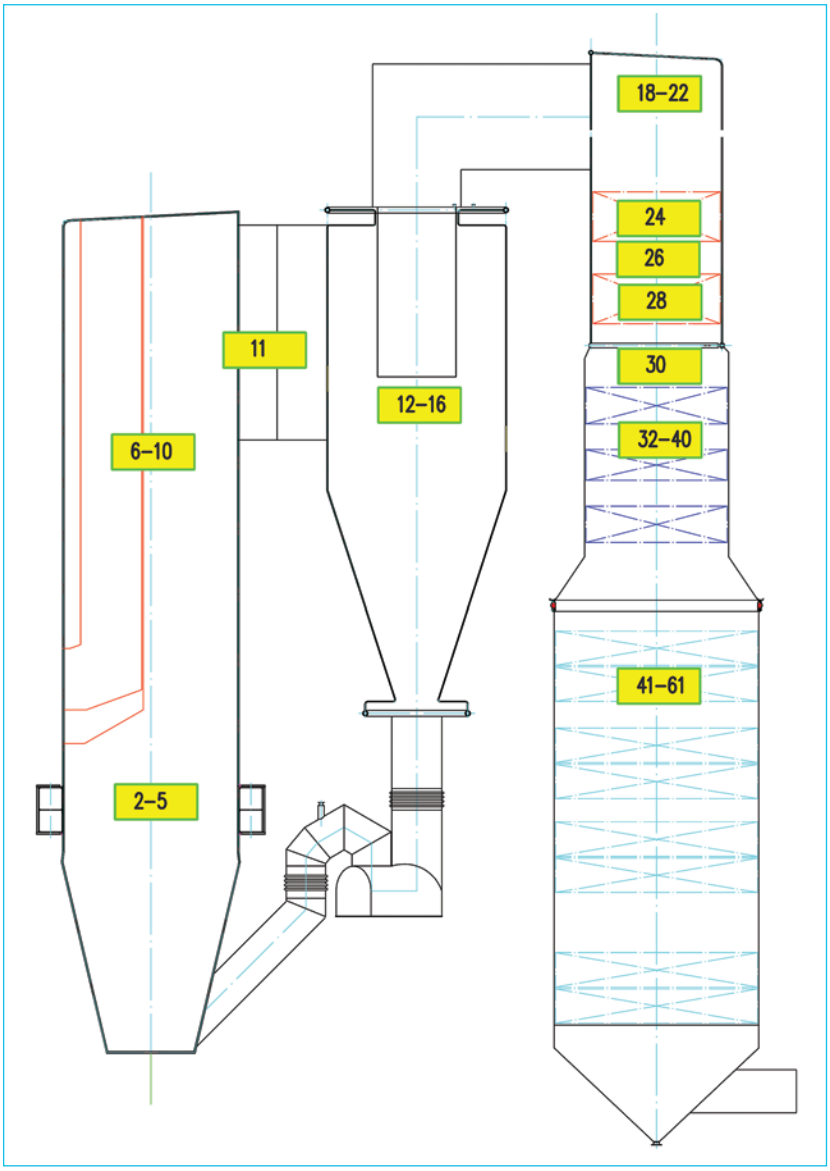


Abb. 1: Schnittbild des Dampferzeugers mit den Nummern der Berechnungsabschnitte

Die nachfolgende Abbildung 2 zeigt dann die vollständige Verschaltung des Modells in dem thermodynamischen Modell, wobei

- die roten Linien den Luft- und Rauchgasweg,
- die blauen Linien den Wasser-Dampf-Kreislauf und
- die grünen Linien den Brennstoffpfad

repräsentieren.

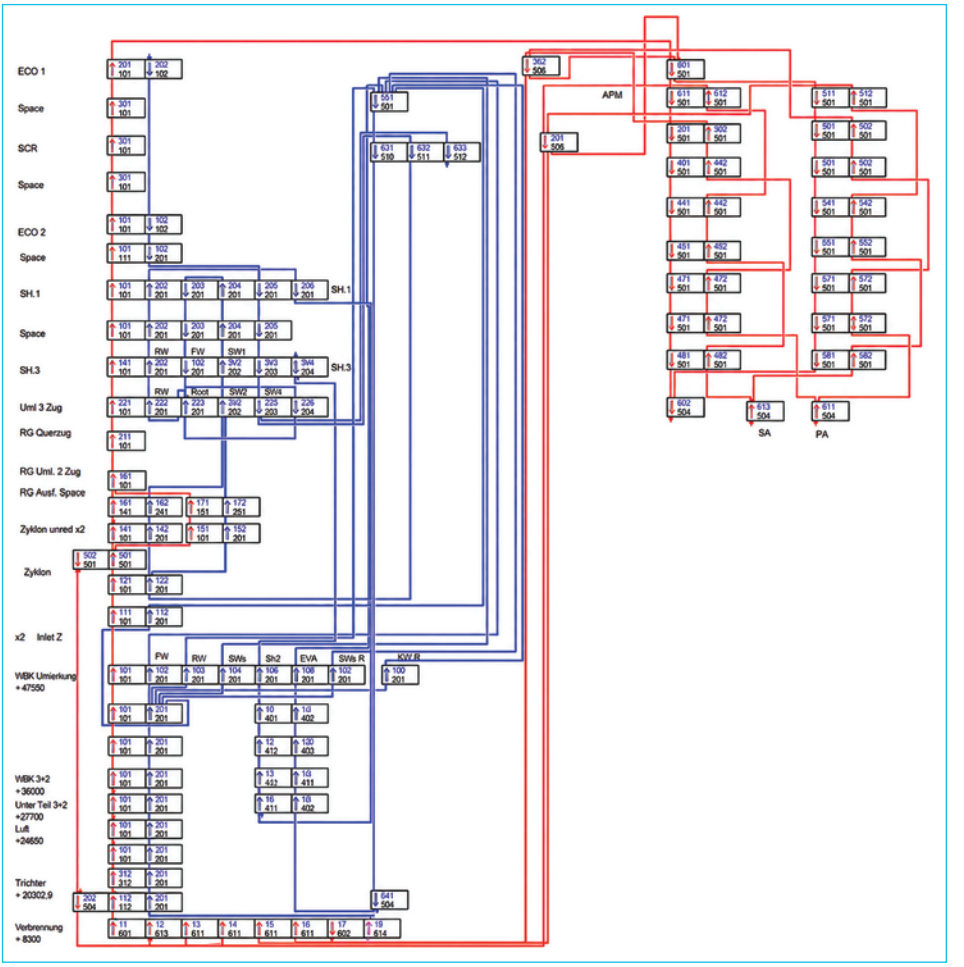


Abb. 2: Thermodynamisches Modell des CFB-Kessels mit DimBo®

Zur Sicherstellung der Modellgenauigkeit wurde eine Validierung anhand von Betriebsdaten aus dem Leitsystem durchgeführt. Dabei wurden Bewertungsfaktoren ermittelt, die angeben, inwieweit der reale Wärmeübergang durch Verschmutzung und ungleichmäßige Anströmung vom theoretischen Wärme-

übergang einer sauberen, gleichmäßig umströmten Heizfläche abweicht. Diese Bewertungsfaktoren sind spezifisch für einen kohlegefeuerten Dampferzeuger und können bei der Betrachtung von Varianten auf diese übertragen werden.

6. Umbaukonzept

6.1. Optionen

6.1.1. Brennkammer

Bei Dampferzeugern mit ZWS-Feuerung sind die Umfassungswände der Brennkammer typischerweise als Verdampfer mit einer Rohr-Steg-Rohr-Konstruktion ausgeführt. In der Brennkammer sind zusätzlich sogenannte Schotten als beidseitig beheizte Rohr-Steg-Rohr-Konstruktion installiert. Diese werden oft als weitere Verdampfer- oder Überhitzer-Heizflächen genutzt. Während die Umfassungswände unverändert als Verdampfer erhalten bleiben sollten, war für die insgesamt 14 Schotten (8 Verdampfer, 6 Überhitzer) eine andere Nutzung möglich.

6.1.2. Konvektivteil

Nachdem das bei der Verbrennung entstehende Rauchgas die Brennkammer verlässt und ein Großteil des mitgeführten Staubes in den Zyklonen abgeschieden und teilweise in die Brennkammer zurückgeführt wird, tritt der restliche Teil in den Konvektivteil des Dampferzeugers ein. Dieser wird vom Rauchgas von oben nach unten durchströmt und enthält weitere Überhitzerheizflächen sowie einen zweigeteilten Economizer. Mit diesem wird die Temperatur des eintretenden Speisewassers auf einen Wert knapp unter der Siedetemperatur angehoben.

Zwischen den beiden Economizer-Heizflächen befindet sich eine sogenannte SCR-Anlage (Selective Catalytic Reduction), mit der die bei der Verbrennung entstehenden gesundheits- und klimaschädlichen Stickoxide reduziert werden, bevor das Rauchgas in die Umgebung freigesetzt wird.

Die Heizflächen des Konvektivteils dürfen im Rahmen des Umbaukonzepts neu angeordnet und gestaltet werden.

6.1.3. Luftvorwärmer

Nach dem Konvektivteil gibt das Rauchgas in einem Luftvorwärmer einen Großteil seiner Restwärme an die Verbrennungsluft ab. Dadurch wird die Verbrennungsluft vorgewärmt und die Wärmeverluste werden minimiert. In der bestehenden Konstellation geschieht dies durch einen Röhren-Luftvorwärmer, bei dem die Luft durch die Rohre strömt, während das Rauchgas außen die Rohre umströmt.

Um eine niedrigere Abgastemperatur und somit einen besseren Anlagenwirkungsgrad zu erreichen, wird der bestehende Röhren-Luftvorwärmer durch einen rekuperativen Luftvorwärmer ersetzt. Dieser verfügt über einen Rotationskörper, der die Wärme vom Rauchgas aufnimmt und in den Luftstrom transportiert.

6.2. Herausforderungen

In einer ZWS-Feuerung erfolgt die Verbrennung des Brennstoffs bei – im Vergleich zu Kohlenstaubfeuerungen – niedrigen Temperaturen von 850 °C bis 900 °C. Entsprechend sind die erreichbaren Dampftemperaturen begrenzt und es werden große Heizflächen benötigt. Im Konvektivteil reicht die verfügbare Wärme des Rauchgases nicht mehr aus, um sowohl den im Dampferzeuger selbst erzeugten Sattdampf als auch den Fremddampf auf 570 °C zu erhitzen.

Die Speisewassertemperatur ist signifikant höher, was es schwierig macht, das Rauchgas vor dem Eintritt in den Luftvorwärmer abzukühlen.

Der Druckverlust für den Fremddampf beim Durchlaufen des Dampferzeugers soll möglichst gering gehalten werden, weil ein niedriger Austrittsdruck des Fremddampfes zu einer Verschlechterung des Anlagenwirkungsgrades führt.

Der Temperaturbereich, in dem eine SCR-Anlage eine gute Reduzierung der Stickoxide erreicht, ist begrenzt. Für die betrachtete Anlage ist ein Temperaturfenster von 310 °C bis 420 °C vorgesehen. Dieses muss in allen möglichen Last- und Betriebsfällen eingehalten werden.

6.3. Betrachtete Varianten

Nachdem in der ersten Konzeptfindung festgestellt wurde, dass eine Anordnung der Heizflächen für den Fremddampf im Konvektivteil nicht möglich ist, wurden mehrere erfolgversprechende Varianten detailliert analysiert. Diese unterscheiden sich vor allem durch die Verwendung der Schotten in der ZWS-Brennkammer. Anschließend wurden die Heizflächen im Konvektivteil den Erfordernissen entsprechend angepasst. Die betrachteten Varianten sind in der folgenden Tabelle 2 dargestellt.

Tab. 2: Vergleich der Varianten hinsichtlich der Verwendung der Schotten

Variante		Original	Var 1	Var 2	Var 3
Anzahl der Schotten	Verdampfer	8	1	-	-
	ÜH2	6	6	7	-
	ÜH3	-	-	-	7
	FD-ÜH	0	7	7	7
Gesamtanzahl		14	14	14	14

Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich:

- Anordnung der Heizflächen
- Integration des Fremddampf-Systems
- Rohrlängen und Druckverlusten

Aufgrund der Ergebnisse der Nachrechnungen mit DimBo® wurden sie schließlich von Shenergy und Steinmüller Engineering gemeinsam wie folgt bewertet:

- Variante 1 wurde aufgrund ihrer hohen Komplexität verworfen, weil drei verschiedene Dampfsysteme eine platzsparende Anordnung von Verteilern, Sammlern und verbindenden Rohrleitungen für die Schotten nahezu unmöglich machen.
- Variante 2 zeigte erhöhte Druckverluste aufgrund langer Rohrleitungen für den HD-Dampf, aber ansonsten keine Vorteile.
- Variante 3 wurde trotz hoher Rohrwandtemperaturen und entsprechend hochwertiger Materialien für die Heizflächen in der ZWS-Brennkammer als technisch und wirtschaftlich optimal ausgewählt.

6.4. Gewähltes Konzept

Nach dieser Grundsatzentscheidung wurde Variante 3 unter Einbeziehung des Konvektivteils des Dampferzeugers detailliert ausgearbeitet.

Die Optimierung der Anordnung und Dimensionierung der Heizflächen erfolgte erneut mit DimBo®. Die nachfolgende Tabelle 3 zeigt die Ergebnisse und einen Vergleich mit den bisherigen Leistungsdaten des Dampferzeugers. Dabei wurden auch Teillasten mit verminderten Dampfmengen sowie verschiedenen Brennstoffkombinationen betrachtet.

Tab. 3: Vergleich der Leistungsdaten des Dampferzeugers vor und nach dem Umbau

Komponente			vor Umbau	nach Umbau	Einheit
HD Wasser/ Dampf-System	Speisewasser	Temperatur	185	**245**	°C
		Druck	155	145	bar (abs.)
	Trommel	Temperatur	337	337	°C
		Druck	140	140	bar (abs.)
	Dampf	Menge	670	**575**	t/h
		Temperatur	545	**570**	°C
		Druck	126	126	bar (abs.)
Fremddampf-System	Eintritt	Menge		**125**	t/h
		Temperatur		**480**	°C
		Druck		**81**	bar (abs.)
	Austritt	Temperatur		**570**	°C
		Druck		**78**	bar (abs.)
Brennstoff	Kohle	Menge	99	**72**	t/h
		Heizwert	20,7	21,8	MJ/kg
	Biomasse	Menge (bis zu)		**46**	t/h
		Heizwert		**6,7**	MJ/kg
	Schlamm	Menge (bis zu)		**17**	t/h
		Heizwert		**0,6**	MJ/kg
Energienutzung	Dampferzeuger	Wirkungsgrad	91	**94**	%
	Abgas	Temperatur	140	**113**	°C

Anschaulicher als die Tabelle ist die nachfolgende Abbildung 3, in der die Wärmeaufnahmen der Teilsysteme Economizer (Eco), Verdampfer (VD), HD-Überhitzer (ÜH), Fremddampf-Überhitzer (FD-ÜH) und Luftvorwärmer (LUVO) dargestellt sind.

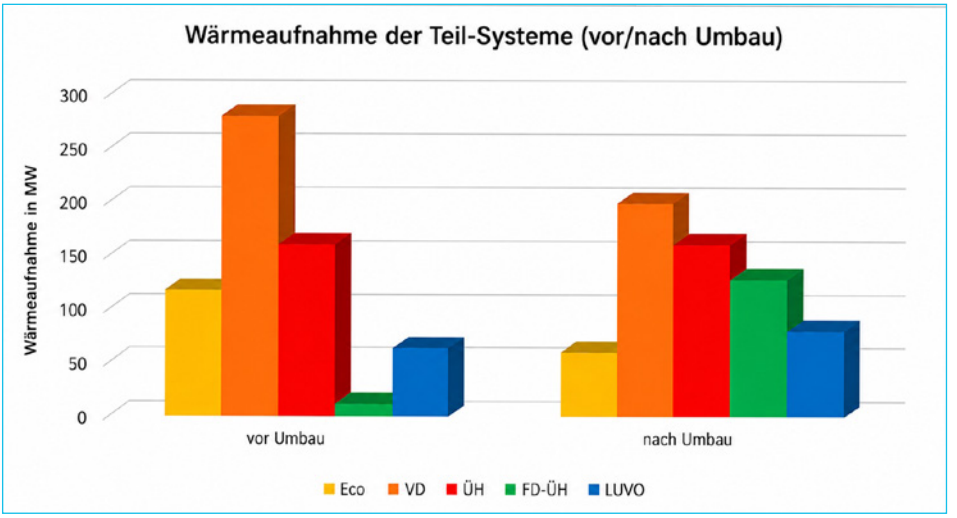


Abb. 3: Wärmeaufnahme der Teilsysteme vor und nach dem Umbau (BMCR-Lastfall)

Man erkennt hier,

- wie sich die Integration des Fremddampf-Überhitzers auf die anderen Teilsysteme auswirkt und
- dass trotz der geringeren Dampfmenge und geringerer Wärmeleistung von HD-Economizer und HD-Verdampfer der HD-Überhitzer aufgrund der höheren Dampfaustrittstemperatur fast dieselbe Wärmeleistung aufweist.

Außerdem ist ersichtlich,

- dass die ursprüngliche Wärmeaufnahme des Economizers mit der erhöhten Speisewassertemperatur nicht mehr erreichbar ist und
- dass zum Erreichen der niedrigeren Abgastemperatur eine deutliche Leistungssteigerung beim Luftvorwärmer erforderlich wird.

Neben der Simulation des Dampferzeugers im Volllastbetrieb wurden weitere Untersuchungen durchgeführt. Zur Bewertung des Betriebsverhaltens der SCR im Niedriglastbereich sowie zur Analyse des Potenzials eines teilweisen Ersatzes von Kohle durch biogene Brennstoffe erfolgten entsprechende Nachrechnungen mit DimBo®.

Die folgende Abbildung 4 zeigt, wie sich die Wärmeverteilung auf die Teilsysteme bei Teillast ändert.

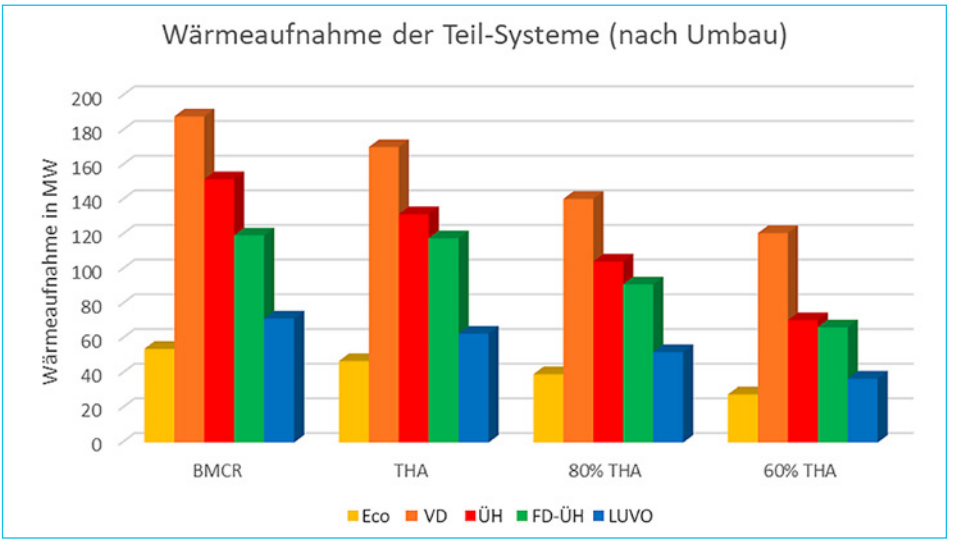


Abb. 4: Wärmeaufnahme der Teilsysteme bei verschiedenen Lasten

Tabelle 4 zeigt schließlich, wie sich der Kohleverbrauch ändert, wenn Maximalmengen von 400 t/Tag Schlamm und 1.100 t/Tag Biomasse eingebracht werden. Durch das sich dabei ändernde Rauchgastemperaturprofil werden andere Einspritzmengen in den HD- und Fremddampf benötigt, um die gewünschten Dampfaustrittstemperaturen zu erreichen. Diese sind ebenfalls in Tabelle 4 dargestellt.

Tab. 4: Brennstoff- und Einspritzwassermengen mit und ohne Biomasse-Mitverbrennung

Stoffstrom	Stoffmenge in t/h	
	Steinkohle-Feuerung	Biomasse-Mitverbrennung
Steinkohle	89	72
Schlamm	0	17
Biomasse	0	46
HD-Einspritzung	23	33
FD-Einspritzung	60	46

Feststellungen:

- Durch die Zugabe dieser Biomasse können 17 t Kohle pro Stunde bzw. 403 t pro Tag eingespart werden.
- Durch den niedrigeren Heizwert, insbesondere der Biomasse, sinken aber die Verbrennungstemperaturen in der ZWS, sodass es schwierig wird, die gewünschte Austrittstemperatur für den Fremddampf zu erreichen.

Entsprechend niedrig wird die Fremddampf-Einspritzmenge bei BMCR. (Bei 60 % THA werden die 570 °C laut DimBo®-Nachrechnung nicht mehr erreicht.)

- Die HD-Überhitzer sind teilweise im Konvektivteil des Dampferzeugers angeordnet und profitieren von den Änderungen. Hier steigt die Einspritzmenge infolge der Zufeuerung von Schlamm und Biomasse an.

7. Zusammenfassung und Fazit

Im Rahmen des vorgestellten Projekts wurde untersucht, wie sich die Energieeffizienz eines bestehenden ZWS-Dampferzeugers durch einen Retrofit verbessern lässt. Das Ziel besteht darin, die Dampftemperaturen zu erhöhen, einen zusätzlichen Fremddampf-Überhitzer zu integrieren sowie die Mitverbrennung von Biomasse und Klärschlamm zu ermöglichen, um den Kohleverbrauch zu reduzieren.

Zur Bewertung verschiedener Umbauvarianten wurde mit der Software DimBo® ein detailliertes thermodynamisches Modell erstellt und anhand realer Betriebsdaten validiert. Dabei mussten Randbedingungen wie die bestehende Kesselgeometrie, der begrenzte Bauraum und das Temperaturfenster der SCR-Anlage berücksichtigt werden.

Nach der Untersuchung mehrerer Varianten wurde ein Konzept ausgewählt, bei dem die vorhandenen Schottenheizflächen der Brennkammer zur Integration des Fremddampf-Systems genutzt werden. Gleichzeitig wurden die Heizflächen im Konvektivteil sowie der Luftvorwärmer an die neuen Betriebsbedingungen angepasst, um die gewünschte Dampftemperatur zu erreichen und die Wärmerückgewinnung zu verbessern.

Durch das ausgewählte Umbaukonzept konnte die HD-Dampftemperatur von 545 °C auf 570 °C erhöht und der Wirkungsgrad des Dampferzeugers von rund 91 % auf etwa 94 % gesteigert werden. Gleichzeitig ermöglicht die Anlage künftig die Mitverbrennung biogener Brennstoffe und reduziert somit den Kohleverbrauch deutlich.

Das Projekt zeigt, dass sich auch bei bestehenden ZWS-Dampferzeugern durch thermodynamische Optimierung und angepasste Heizflächenkonzepte wirtschaftlich sinnvolle Lösungen zur Effizienzsteigerung und Emissionsminderung realisieren lassen.

Flexibilität für die Energiewende.

SachsenEnergie stellt sich den Herausforderungen der Energiewende und setzt weiter auf die Flexibilisierung ihrer Erzeugungsanlagen. Damit sorgt sie für eine wirtschaftliche und sichere Energieversorgung Dresdens.









1 KWK-Flexanlage (Reick)

- hochflexible, schwarzstartfähige Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
- 8 Gasmotor-Generator-Module der 1,7-MW-Klasse mit Wärmenutzungsanlagen
- Gewährleistung der Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit

2 Elektrodenheizkessel – 40 MW (Nossener Brücke)

- Umwandlung überschüssigen Stroms aus EE in speicherbare Wärme
- Erbringung von Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes

3 Erweiterung Wärmespeicher (Reick)

- Errichtung 20 zusätzlicher Speicherbehälter und Anbindung an die bestehenden Wärmespeicher
- Erhöhung der Speicherkapazitäten von 6.600 m³ um 7.800 m³

4 Wärmepumpenanlage TUD Rechenzentrum (Lehmann-Zentrum)

- Fernwärmeproduktion aus Abwärme des Hochleistungsrechenzentrums der TU Dresden
- ganzjähriger Betrieb von drei Wärmepumpen mit einer Leistung von 1,3 MW_{th} pro Modul
- nachhaltig gewonnene Wärme zur Dekarbonisierung des Dresdner Fernwärmenetzes

markenteam behind you

Sachsen Energie

Numerische Analyse der Dampfströmung hinter Dampfumformventilen bis zur Kondensationszone eines Anfahrheizvorwärmers

Pascal Maximilian Schröder und Lothar Schütze

1. Motivation 160
2. Anlagenkonfiguration und Vorauslegungen 161
2.1. Hochdruck-Umleitstationen 161
2.2. Anfahrheizvorwärmer 162
2.3. Fluidelastische Instabilität 163
2.4. Modellierung des Rohrbündels mittels Porous Zone 164
3. Simulationsergebnisse 165
3.1. Strähnigkeit nach den Dampfumformventilen 165
3.2. Geschwindigkeiten im Anfahrheizvorwärmer 166
4. Betriebsgrenzen 169
5. Zusammenfassung und Ausblick 171
6. Quellen 171

AHK	Abhitzekessel
CAD	Computer Aided Design
CFD	Computational Fluid Dynamics
DPM	Discrete Phase Model
DUV	Dampfumformventil
FEI	Fluid Elastic Instability

FEM	Finite Elemente Methode
FSI	Fluid Structure Interaction
HDU	Hochdruck-Umleitstation
IAPWS	International Association for the Properties of Water and Steam
PZ	Porous Zone
RKS	Redlich-Kwong-Soave
TEMA	Tubular Exchanger Manufacturers Association
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

1. Motivation

Das Gasturbinen-Heizkraftwerk Nossener Brücke in Dresden erzeugt Strom und Fernwärme mithilfe von drei Gasturbinen, jeweils nachgeschaltetem Abhitzekessel (AHK) und einer gemeinsamen Dampfturbine. Während der regulär erzeugte Frischdampf zur Dampfturbine geleitet wird, muss er beim An- und Abfahren oder bei Nichtverfügbarkeit der Dampfturbine über drei Hochdruck-Umleitstationen (HDU) abgeführt werden. Dort wird der Dampf entspannt, durch Speisewassereinspritzung gekühlt und anschließend dem Anfahrheizvorwärmer zugeführt, in dem er auf der Mantelseite eines Rohrbündelwärmeübertragers kondensiert und seine Wärme an das Fernwärmewasser abgibt.

Für den Betreiber ergeben sich dabei zwei Fragestellungen. Erstens kann die Einspritzung hinter den Hochdruck-Umleitstationen eine Temperatursträhnigkeit verursachen, also eine räumlich inhomogene Temperaturverteilung im Rohrquerschnitt. Zudem gilt es, die vollständige Verdampfung der Tropfen sowie der Einfluss des Temperaturprofils auf die nachfolgende Anströmung zu untersuchen. Zweitens trifft der Dampf im Anfahrheizvorwärmer auf eine Prallharfe, welche die obersten Rohrreihen vor direkter Anströmung schützt, selbst jedoch lokal hohen Geschwindigkeiten ausgesetzt ist. Diese können zu fluidelastischer Instabilität (FEI) führen und begrenzen damit den zulässigen Massenstrom des Apparats.

Zur Bewertung beider Fragestellungen wurden Simulationen mittels Computational Fluid Dynamics (CFD) der Hochdruck-Umleitstationen und des Anfahrheizvorwärmers durchgeführt. Ziel ist es, die Temperatursträhnigkeit hinter den Dampfumformventilen zu bewerten, die Schutzwirkung der Prallharfe nachzuweisen und aus den Ergebnissen eine betriebliche Mindestdruckkurve für zulässige Massenströme abzuleiten. Alle Ergebnisse und Simulationsabbildungen stammen aus der Diplomarbeit von P. M. Schröder [1].

2. Anlagenkonfiguration und Vorauslegungen

2.1. Hochdruck-Umleitstationen

Der vom Abhitzekessel (AHK) erzeugte Frischdampf weist im Normalbetrieb Temperaturen von etwa 500 °C bei Drücken zwischen 48 barg und 80 barg auf. Vor dem Eintritt in den Anfahrheizvorwärmer wird er daher über die Hochdruck-Umleitstationen (HDU) konditioniert. Jede Betriebseinheit besitzt hierfür ein Dampfumformventil (DUV) mit integriertem Treibdampfkühler, das den Druck reduziert und den Dampf anschließend durch Einspritzung von Speisewasser auf die Zieltemperatur von etwa 280 °C abkühlt. Die Druckreduzierung erfolgt über mehrere Drosselstufen. Ein Teilstrom des noch nicht vollständig entspannten Dampfes wird als Treibdampf genutzt, um das im Bereich der Austrittsdüse eingespritzte Speisewasser fein zu zerstäuben und dessen Verdampfung zu beschleunigen. Die erforderliche Wassermenge wird im Betrieb über Temperaturmessstellen stromabwärts der Hochdruck-Umleitstation geregelt.

Da sich jedoch auch nach mehreren Metern in der Rohrleitung keine vollständig homogene Temperaturverteilung einstellte, wurde etwa zwei Meter nach dem Treibdampfkühler eine Lochscheibe als Mischer nachgerüstet. Abbildung 1 zeigt das für die CFD-Simulation verwendete Volumenmodell der Hochdruck-Umleitstation mit Treibdampfkühler (orange) und Rohrleitung mit Lochscheibe (blau). Die Strömungsrichtung ist von rechts nach links. Untersucht wird, ob die Tropfen vor dem Eintritt in den Anfahrheizvorwärmer vollständig verdampfen und welche Auswirkung die Lochscheibe auf die Temperatursträhnigkeit im Rohrquerschnitt tatsächlich hat.



Abb. 1: Konzeptionelle Darstellung der Hochdruck-Umleitstation mit Treibdampfkühler

2.2. Anfahrheizvorwärmer

Der Anfahrheizvorwärmer ist ein massiver U-Rohrbündelwärmeübertrager, der im Umleitbetrieb als Wärmesenke für den aus den AHK kommenden Frischdampf dient. Er befindet sich stromabwärts der drei Hochdruck-Umleitstationen und wird von diesen jeweils über eine Eintrittsrohrleitung versorgt. Der durch die HDU entspannte und konditionierte Dampf tritt über drei Eintrittsstutzen in den Mantelraum des Apparats ein. Dort kondensiert er an den außen vom Dampf umströmten Wärmeübertragerrohren. Die dabei freiwerdende Kondensationswärme wird an das Fernwärmewasser übertragen, das die Rohre auf der Innenseite durchströmt. Abbildung 2 zeigt den grundsätzlichen Aufbau des Anfahrheizvorwärmers.

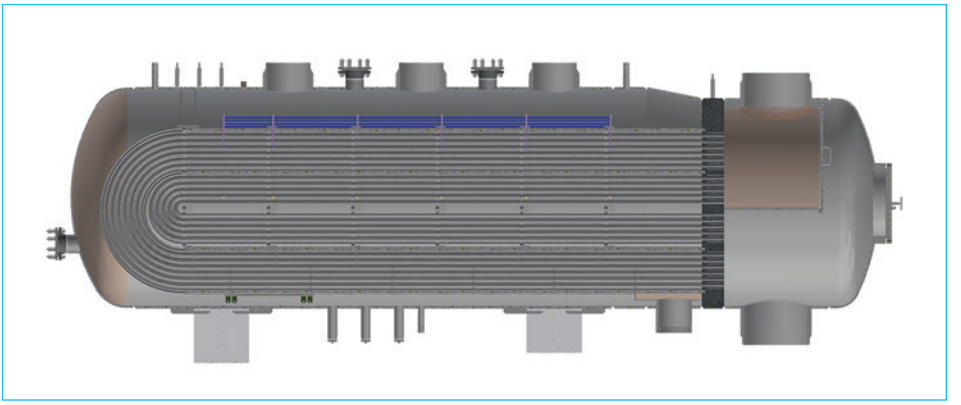


Abb. 2: Axiale Schnittansicht des Anfahrheizvorwärmers aus CAD-Modell

Direkt unterhalb der drei Eintrittsstutzen befindet sich die Prallharfe, welche in der Abbildung blau markiert ist. Sie besteht aus insgesamt 125 massiven Rundstäben mit einem Außendurchmesser von 20 mm. Die Stäbe sind in einer versetzten Dreiecksanordnung angeordnet und über vertikale Stützbleche miteinander verbunden. Die Aufgabe der Prallharfe besteht darin, den Impuls des einströmenden Dampfes abzubauen, den Dampf über die Breite des Rohrbündels zu verteilen, Tropfenschlagerosion vorzubeugen und insbesondere die obersten Rohrreihen gegen direkte Anströmung und zu hohe Geschwindigkeiten zu schützen. Der amerikanische TEMA-Standard fordert beispielsweise für Dampfströmungen im Eintrittsbereich von Rohrbündelwärmeübertragern grundsätzlich eine geeignete Prallschutzeinrichtung [2].

Für die Bewertung des Anfahrheizvorwärmers sind nicht nur die geometrischen Eigenschaften, sondern insbesondere die betrieblichen Randbedingungen relevant. Der Frischdampf-Massenstrom je AHK beträgt im Normalbetrieb maximal etwa 24 kg/s. Nach der Druckreduzierung in der HDU wird Speisewasser eingespritzt, um den Dampf auf die Zieltemperatur von 280 °C abzukühlen.

Dadurch erhöht sich der Gesamtmassenstrom am Eintritt des Anfahrheizvorwärmers gegenüber dem ursprünglichen Frischdampf-Massenstrom. Die benötigte Einspritzwassermenge lässt sich mittels einer thermodynamischen Enthalpiebilanz ermitteln. Im Standardbetrieb werden Drücke im Bereich von 8 bis 14 barg erreicht und etwa 3 bis 4 kg/s Speisewasser eingespritzt.

Der Apparatedruck ist für die auftretenden Geschwindigkeiten besonders wichtig. Bei gleichem Massenstrom führt ein höherer Druck zu höherer Dichte im Wasserdampf. Da sich die mittlere Rohrgeschwindigkeit aus Massenstrom, Dichte und Strömungsquerschnitt ergibt, sinkt sie mit zunehmendem Druck. Damit sinken auch die im Apparat auftretenden maximalen Geschwindigkeiten, was zunächst positiv ist. Allerdings ist der Zusammenhang komplexer, da auch die kritische Geschwindigkeit, ab welcher FEI auftritt, von der Dampfdichte und damit vom Druck abhängt. Bei steigender Dichte tritt die Instabilität bereits bei geringeren Geschwindigkeiten auf, worauf im Folgenden näher eingegangen wird.

2.3. Fluidelastische Instabilität

Fluidelastische Instabilität (FEI) ist ein dynamisches Instabilitätsphänomen. Eine kleine anfängliche Auslenkung eines Stabes verändert die lokale Strömung und diese wiederum die auf den Stab wirkenden Kräfte. Dieser Effekt wird als Struktur-Strömungs-Kopplung bezeichnet und ist im Englischen als Fluid Structure Interaction bekannt. Oberhalb einer kritischen Strömungsgeschwindigkeit wirken diese Kräfte verstärkend und es entsteht eine positive Rückkopplung zwischen Strukturbewegung und Strömung. Die Schwingungsamplituden können dann innerhalb kurzer Zeit stark anwachsen und zu schweren Schäden im Apparat führen [3] [4].

Für die vorliegende Prallharfe stellt FEI den maßgeblichen Schädigungsmechanismus dar, welcher die Betriebsgrenzen vorgibt. Mögliche Folgen von FEI sind ein Anschlagen benachbarter Rundstäbe, Schäden an den Stützblechen, Ermüdungsrisse in den Schweißnähten sowie ein vollständiges Versagen der Prallharfe. Da die Harfe für den Schutz der oberen Rohrreihen erforderlich ist, würde ein Versagen zudem Folgeschäden am Rohrbündel verursachen.

Die kritischen Geschwindigkeiten, bei denen FEI auftritt, können über empirische Modellgleichungen berechnet werden. Die etablierte Berechnungsgrundlage ist dabei die Connors-Gleichung, welche auch im VDI-Wärmeatlas genannt wird [3]. Die Gleichung zur Berechnung der kritischen Spaltgeschwindigkeit bei einer 30°-Anordnung der Stäbe lautet:

$$\frac{v_{krit}}{f_1 \cdot d_a} = K \cdot \sqrt{\frac{m_{eff} \cdot \delta}{\rho_{fluid} \cdot {d_a}^2}}$$

Hierbei sind K ein geometrieabhängiger empirischer Stabilitätsbeiwert, m die Massenbelegung pro Einheitslänge, δ das logarithmische Dämpfungsmaß der Strukturdämpfung sowie ρ die Fluiddichte des Wasserdampfs bei gegebenem Zustand, welche beispielsweise mittels Dampftabellen oder hochgenauen Berechnungsverfahren wie IAPWS-IF97 ermittelt werden kann [5]. Alternativ können auch empirische Zustandsgleichungen aus Realgasbasis wie beispielsweise Redlich-Kwong-Soave (RKS) genutzt werden, was aufgrund der schnelleren Rechengeschwindigkeit teilweise in den CFD-Simulationen zum Einsatz kam. Die Connors-Gleichung setzt grundlegend eine homogene Queranströmung voraus, welche im realen Apparat nicht vorliegt, da unterhalb der Eintrittsstutzen ein räumlich begrenzter Strahl mit stark inhomogenem Geschwindigkeitsprofil existiert. Daher liefert das verwendete Vorgehen eher konservative Eregbnisse. Aufgrund der Geometrie- und Steifigkeitsunterschiede zwischen Rohrbündel und Prallharfe ergeben sich unterschiedliche kritische Geschwindigkeiten, aber im Folgenden wird sich bei der Bewertung nur auf die strömungsmechanisch höher beanspruchte Prallharfe konzentriert. Anschließend wurde das aus der CFD-Simulation gewonnene, räumlich aufgelöste Geschwindigkeitsfeld im Bereich der Prallharfe mit der kritischen Geschwindigkeit verglichen, wodurch eine Bewertung gegenüber FEI-Schädigung für die Einströmzone ermöglicht wurde.

Die erste Eigenfrequenz der Prallharfe spielt eine wesentliche Rolle bei FEI. Sie sollte optimalerweise mittels Modalanalyse über FEM-Software ermittelt werden, was für den Betreiber auch durchgeführt wurde. Alternativ können die Rundstäbe oder Rohre aber auch als beidseitig fest eingespannte Balken approximiert und dann mittels analytischer Theorien berechnet werden. Dies ist jedoch mit teilweise starken Abweichungen zur Realität verbunden und kann zu unkonservativen Ergebnissen führen. Im Folgenden ist zur Vollständigkeit die analytische Formel angegeben [6]:

$$f_n = \frac{\lambda^2}{2\pi L^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot I}{m}}$$

2.4. Modellierung des Rohrbündels mittels Porous Zone

Die direkte numerische Auflösung aller 954 Rohre des Anfahrheizvorwärmers in einem CFD-Rechengitter würde zu einer vollständig vernetzten Geometrie mit mehreren Hundert Millionen Gitterzellen führen, was die verfügbare Rechenkapazität klassischer Workstations weit übersteigt. Um diese numerische Limitation zu umgehen, wird der Großteil des Rohrbündels deshalb im Simulationsmodell als sogenannte Porous Zone (PZ) abgebildet und nur die obersten Rohrreihen bleiben aufgelöst im Modell enthalten. Im Simulationsmodell wird die physische Geometrie des überwiegenden Rohrbündels durch ein Volumen gleicher Außenabmaße ersetzt, dessen Strömungswiderstand über die PZ in

Ansys Fluent nativ mittels künstlicher Quellterme in den Navier-Stokes-Impulsgleichungen nachgebildet wird [7]. Der Druckverlust ist dann nachfolgender Gleichung modelliert:

$$\Delta P = \left(\frac{\mu}{\alpha} \cdot v + \frac{1}{2} \cdot C_2 \cdot \rho \cdot v^2\right) \cdot \Delta x$$

Dieser Term setzt sich aus einem viskosen Verlustanteil nach dem Darcy-Gesetz (links) und einem quadratischen Trägheitsverlustanteil (rechts) über die Bündellänge Δx zusammen. Die Widerstandskoeffizienten 1/α und C_2 müssen jedoch selbstständig ermittelt werden. Dies wurde für den Apparat über einen Curve Fit von Druckverlust-Datenpunkten durchgeführt, welche wiederum über analytische Berechnungsmethoden nach Gaddis und Gnielinski [8] ermittelt wurden. Diese Berechnungen wurden separat durchgeführt und validiert, was hier aber nicht vertieft wird. Sie lieferten die folgenden Ergebnisse, welche im Nachgang für alle Simulationen des Apparats genutzt wurden:

$$\frac{1}{\alpha} = 1{,}0 \cdot 10^8\ \mathrm{m}^{-2} \quad \text{und} \quad C_2 = 120\ \mathrm{m}^{-1}$$

3. Simulationsergebnisse

Nun werden die Ergebnisse der CFD-Simulationen mittels Ansys Fluent vorgestellt. Für alle Simulationen wurde dabei ein ausreichend auflösendes Mesh verwendet sowie das k-ω-SST Turbulenzmodell genutzt. Dies wurde mittels einer Netzkonvergenzstudie abgesichert, worauf im Folgenden aber nicht näher eingegangen wird.

3.1. Strähnigkeit nach den Dampfumformventilen

Für die CFD-Simulation der HDU wurde ein Volumenmodell des Ventils direkt vom Hersteller Sempell verwendet, in Fluent Meshing vernetzt und dann mittels RANS-Turbulenzmodell stationär gerechnet. Insgesamt wurden circa 10 Millionen Volumenzellen benutzt und es wurde für die Abbildung der Einspritzung und Verdampfung das Discrete Phase Modell (DPM) für die Tröpfchen verwendet. Das Tröpfchenkollektiv wurde wiederum vorab mittels einer Rosin-Rammler-Verteilung bestimmt, welche auf analytischen Ansätzen für die Zerstäubung auf Basis der Gleichungen von Lefebvre basierte [9].

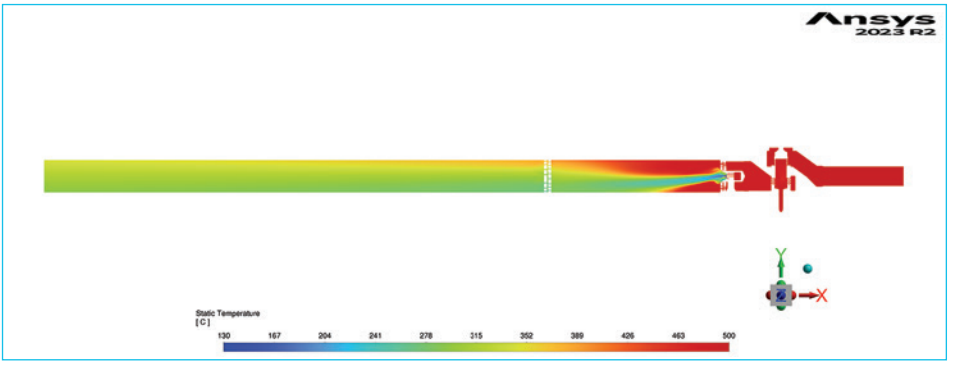


Abb. 3: Temperaturverteilung in der Schnittansicht der HDU mit Lochscheibe

Die Simulation mit der Lochscheibe in der Rohrleitung stromabwärts ergab eine vollständige Verdampfung aller Tröpfchen und ein Temperaturfeld gemäß Abbildung 3. Wie man sieht, verbleibt trotz Verdampfung eine deutliche Temperatursträhnigkeit im Rohrquerschnitt. Die heiße Strähne befindet sich überwiegend auf der Rohr-Oberseite, während die kältere Strähne im unteren Bereich verbleibt. Die Lochscheibe verändert diese Verteilung von einer lokal konzentrierten heißen Zone zu einem flächigeren, annähernd linearen Temperaturprofil. Eine eindeutige Verringerung der maximalen Temperaturdifferenz ergibt sich jedoch aus der Simulation nicht direkt. Für den Betrieb ist daher vor allem die Mittelwertbildung der über den Rohrumfang verteilten Temperaturmessstellen relevant, um den Einfluss lokaler Strähnigkeit auf die Einspritzwasserregelung zu begrenzen.

3.2. Geschwindigkeiten im Anfahrheizvorwärmer

Als Apparatedruck werden 12 barg angesetzt, was der maximalen Frischdampferzeugung ohne Zusatzfeuerung entspricht und damit einen realistischen Volllastbetrieb abbildet, bei dem je Betriebseinheit 24 kg/s Frischdampf sowie rund 4 kg/s Einspritzwasser in den Anfahrheizvorwärmer eintreten, sodass sich am jeweiligen Eintrittsstutzen ein Massenstrom von etwa 28 kg/s ergibt. Bei einer Dampftemperatur von 280 °C liegt die Dampfdichte bei rund 5,29 kg/m^3, woraus sich für den Innendurchmesser der Eintrittsrohrleitung von 388,8 mm eine mittlere Rohrgeschwindigkeit von etwa 44,6 m/s errechnen lässt.

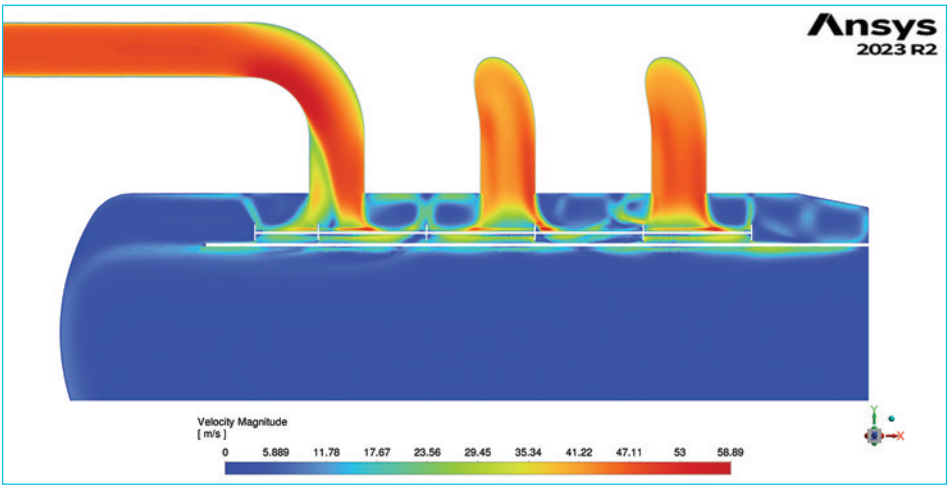


Abb. 4: Axiales Strömungsfeld im Anfahrheizvorwärmer bei Normalbetrieb

Abbildung 4 zeigt die axiale Verteilung der Geschwindigkeit im Inneren des Anfahrheizvorwärmers in einer Schnittebene durch die Mitte des Apparats. Man sieht, wie der Dampf über die drei Eintrittsstutzen in den Mantelraum eintritt und durch die Prallharfe aufgeteilt wird, an welcher die höchsten Geschwindigkeiten entstehen, was sich gut in der Darstellung durch die dunkelroten Stellen zeigt. Die Farbskala ist auf den in der Schnittebene dargestellten Wertebereich skaliert, wodurch die globale maximale Geschwindigkeit im Strömungsraum nicht direkt ablesbar ist. Diese betrug im globalen Maximum etwa 72 m/s. Auch zu erkennen ist, dass die unter der Prallharfe liegenden modellierten obersten Rohrreihen des Bündels wesentlich geringere Geschwindigkeiten erfahren, was die Schutzwirkung der Prallharfe demonstriert. Das dahinterliegende als Porous Zone modellierte Rohrbündel erzeugt einen hohen Strömungswiderstand und sorgt damit dafür, dass das Fluid in der Simulation nicht direkt bis zum Outlet strömen kann.

Die unmittelbar vor den Eintrittsstutzen angeordneten 90°-Rohrbögen erzeugen durch die Umlenkung einen radialen Druckgradienten, wodurch der Dampf auf der Bogeninnenseite beschleunigt und auf der Außenseite abgebremst wird. Da zwischen Rohrbogen und Eintrittsstutzen kaum eine Beruhigungsstrecke vorhanden ist, erreicht dieses asymmetrische Geschwindigkeitsprofil die Prallharfe nahezu unverändert, wie die folgende Abbildung 5 verdeutlicht. Die lokale Maximalgeschwindigkeit selbst liegt beispielsweise 20 cm nach dem Ende des Rohrbogens immer noch bei etwa 50 m/s und ist damit moderat über der mittleren Rohrgeschwindigkeit, was den Einfluss des Rohrbogens verdeutlicht.

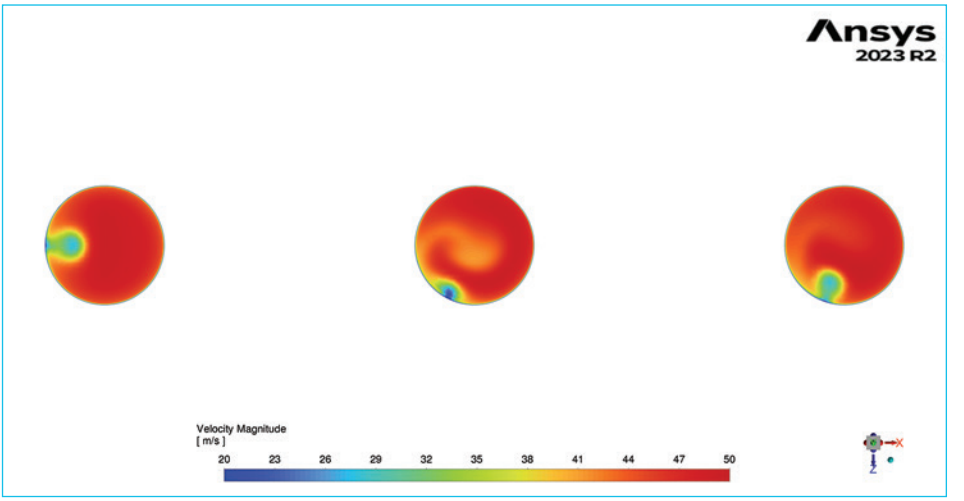


Abb. 5: Geschwindigkeitsverteilung 20 cm nach dem Rohrbogen bei Normalbetrieb

Es wurden mehrere Simulationen durchgeführt, wobei sich beim Vergleich von Einzelbetrieb mit nur einer aktiven HDU und Mehrfachbetrieb mit allen drei HDUs zeigte, dass sich die für die Prallharfe relevanten Strömungsfelder im Mehrfachbetrieb nahezu identisch zum Einfachbetrieb ausbilden, weshalb die weiteren Berechnungen konsequent im Mehrfachbetrieb erfolgten, um Rechenaufwand zu reduzieren, indem das Strömungsfeld aller Eintritte gleichzeitig berechnet wird. Auch der Einfluss einer Temperatursträhnigkeit am Eintritt wurde mittels eines stark überhöhten linearen Temperaturprofils im Rohrquerschnitt untersucht. Es zeigte sich in der Rohrleitung die zu erwartende Geschwindigkeitsverteilung aufgrund der Temperaturdifferenzen. Diese wurde allerdings durch die Effekte des Rohrbogens weitgehend aufgehoben und hatte in erster Näherung keine signifikante Auswirkung auf die Prallharfe. Zur Beurteilung der Schutzwirkung wurde außerdem ein Modell ohne Prallharfe simuliert, wobei sich zeigte, dass die nun maximalen Geschwindigkeiten in den Spalten des Rohrbündels selbst liegen und diese die Grenzwerte für das Bündel bei Weitem überschreiten.

Abbildung 6 zeigt abschließend die Draufsicht mit Schnittebene durch die oberste Rohrreihe des Bündels. Man sieht, dass die maximale Geschwindigkeit hier nur noch circa 40 m/s beträgt. Dies liegt deutlich unter der globalen Maximalgeschwindigkeit an der Prallharfe von circa 72 m/s und verdeutlicht deren Wirksamkeit.

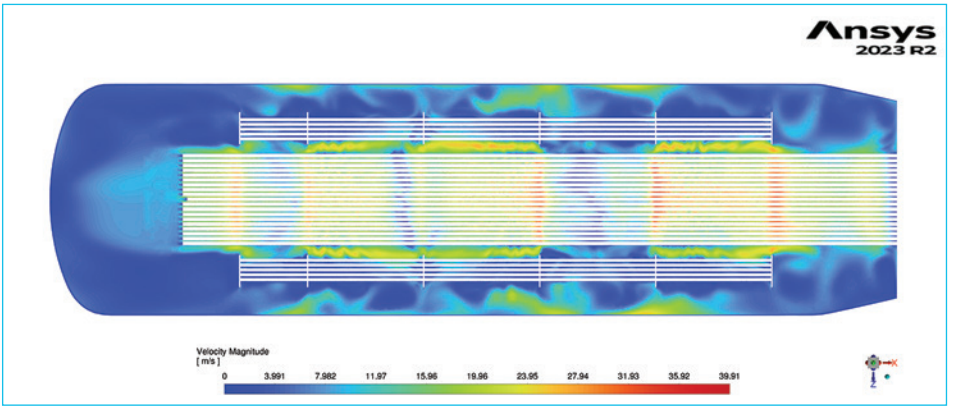


Abb. 6: Geschwindigkeit in der obersten Rohrreihe bei Normalbetrieb

Um die Betriebsgrenzen des Apparats systematisch zu erfassen, wurden verschiedene Kombinationen aus Apparatedruck und Eintrittsmassenstrom simuliert, wobei sich zeigte, dass die maximale Geschwindigkeit im Apparat stets mit einem recht konstanten Faktor über der mittleren Rohrgeschwindigkeit lag – dieser eigens eingeführte Faktor wird als Überhöhungsfaktor φ bezeichnet. Er ist definiert als Verhältnis der maximalen, in der CFD ermittelten Geschwindigkeit, welche im Apparat auftritt, zur mittleren Rohrgeschwindigkeit. Der Faktor bewegte sich über die untersuchten Betriebspunkte hinweg in einem Bereich um 1,6 für diesen Apparat. Dieser Überhöhungsfaktor ist eine sehr praktische Größe, denn er ermöglicht es, die maximale Geschwindigkeit abzuschätzen und zwar nur auf Basis der mittleren Rohrgeschwindigkeit, welche wiederum nur von Massenstrom, Druck und Temperatur abhängig ist. Grundsätzlich gilt: je geringer dieser Faktor für einen vorliegenden Apparat mit Queranströmung, desto besser. Auf dieser Grundlage wurde im Folgenden eine Mindestdruckkurve als Funktion des Massenstroms erstellt, welche die Betriebsgrenzen des Apparats gegenüber fluidelastischer Instabilität beschreibt.

4. Betriebsgrenzen

Für die Ermittlung der Betriebsgrenzen wurden die aus der Strömungssimulation gewonnenen maximalen Geschwindigkeiten mit den kritischen Geschwindigkeiten der Prallharfe verglichen. Die erste Eigenfrequenz der relevanten Prallharfen-Segmente beträgt gemäß der durchgeführten Modalanalyse rund 130 Hz und wurde als Grundlage für die Berechnung verwendet. Zusammen mit den geometrischen Kennwerten der Prallharfe, der strukturellen Dämpfung und den jeweiligen Wasserdampfeigenschaften kann damit für jeden Betriebsdruck eine zu erwartende maximale Geschwindigkeit bestimmt werden. Setzt man diese mathematische Beziehung nun mit der nach der Connors-Gleichung bestimmten kritischen Geschwindigkeit gleich, lässt sich die Formel umstellen,

sodass man den maximal fahrbaren Massenstrom als Funktion der Dampfdichte erhält. Schlussendlich kann dann mittels Dampftafeln, IAPWS-Formulierung oder in erster Näherung mittels Idealgasapproximation der Zusammenhang zum Druck hergestellt werden, was die finale Gleichung des Massenstroms als Funktion des Drucks ergibt. Dieser empirisch-physikalische Zusammenhang ist für den Betreiber von entscheidender Bedeutung, denn er gibt direkt den benötigten Mindestdruck im Apparat bei gewünschtem Massenstrom an.

Abbildung 7 zeigt diesen Zusammenhang als Mindestdruckkurve für den Anfahrheizvorwärmer. Auf der horizontalen Achse ist der Massenstrom je Betriebseinheit aufgetragen, während die vertikale Achse den mindestens erforderlichen Apparatedruck angibt. Die graue Kurve basiert dabei auf der Idealgasannahme, während die orange Kurve auf den realen Stoffdaten des Wasserdampfs basiert. Beide wurden für die Prallharfe des Apparats unter Verwendung eines Überhöhungsfaktors von 1,6 ermittelt.

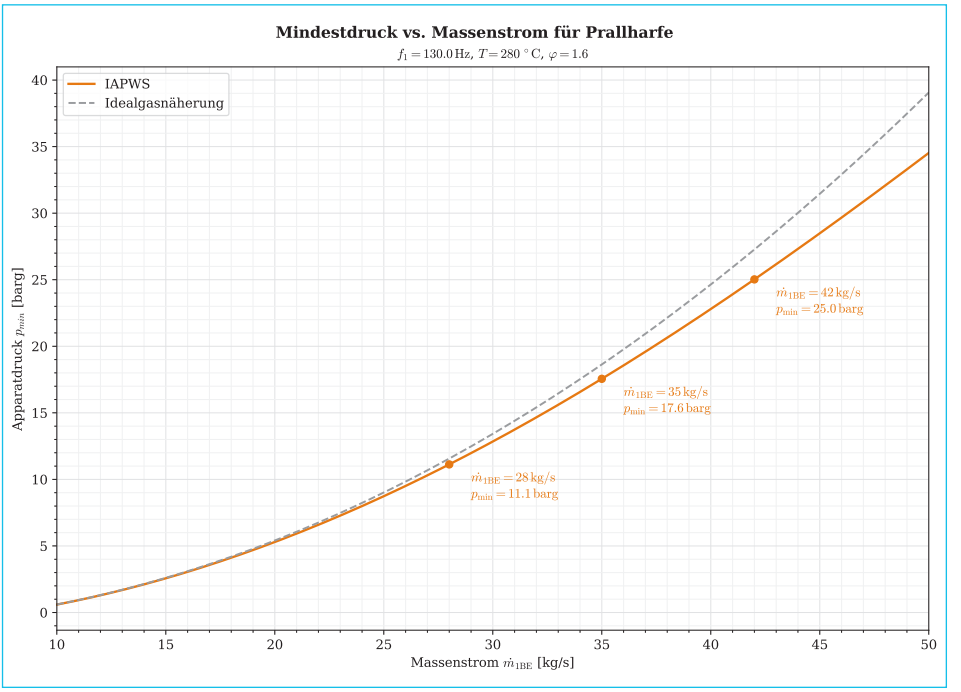


Abb. 7: Erforderlicher Mindestdruck je nach Eintrittsmassenstrom pro Betriebseinheit

Man erkennt, dass bei steigenden gewünschten Massenströmen auch steigende Drücke benötigt werden. Für den Normalbetrieb mit 24 kg/s Frischdampf zuzüglich der Einspritzung sind beispielsweise die vorhandenen 12 barg ausreichend. Möchte man nun aber mittels Nutzung einer Zusatzfeuerung noch höhere Wärmeauskopplung über den Apparat realisieren, so bedarf es maßgeblich einer Anpassung des Drucks nach oben. Anzumerken ist dabei aller-

dings, dass die mittels der hier verwendeten Berechnungsansätze ermittelten Grenzen stark konservativ sind und es aufgrund verschiedener Effekte sehr wahrscheinlich ist, dass auch bei niederen Drücken noch kein FEI auftritt. Maßgeblich ist dabei stets der Massenstrom eines einzelnen Eintrittsstutzens und nicht der Gesamtmassenstrom des Apparats.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Mithilfe der CFD-Simulationen konnte gezeigt werden, dass das eingespritzte Speisewasser in den untersuchten stationären Betriebspunkten vor dem Eintritt in den Anfahrheizvorwärmer vollständig verdampft. Zwar verbleibt hinter den Dampfumformventilen eine Temperaturströhnigkeit, aber deren Einfluss auf die maximalen Geschwindigkeiten im Anfahrheizvorwärmer ist gegenüber den Effekten der unmittelbar vorgeschalteten Rohrbögen eher gering. Die Prallharfe schützt die obersten Rohrreihen wirksam vor direkter Anströmung und zu hohen Geschwindigkeiten, stellt aufgrund der lokal auftretenden Geschwindigkeitsmaxima aber zugleich das für die Betriebsgrenzen maßgebliche Bauteil dar und muss gegenüber fluidelastischer Instabilität abgesichert werden.

Aus dem Zusammenhang zwischen Massenstrom, Dampfdichte und kritischer Geschwindigkeit wurde eine Mindestdruckkurve abgeleitet, mit der der erforderliche Apparatedruck für einen gewünschten Massenstrom je Betriebseinheit abgeschätzt werden kann. Damit steht dem Betreiber eine einfache Möglichkeit zur Verfügung, zulässige Betriebspunkte bei verschiedenen Fahrweisen zu ermitteln. Insbesondere bei niedrigen Druckniveaus oder bei einer geplanten höheren Wärmeauskopplung sollte der erforderliche Mindestdruck berücksichtigt werden, um eine unzulässig hohe Belastung der Prallharfe zu vermeiden. Da die ermittelten Grenzen konservativ sind, könnten weiterführende transiente Simulationen mit echter Fluid Structure Interaction (FSI) die tatsächlich vorhandenen Reserven genauer bewerten. Für Hersteller ist die entscheidende Erkenntnis, dass mehr Stützstreben zur Verkürzung der freien Stützweiten sowohl für das Rohrbündel als auch für die Prallharfe sinnvoll sind, um diese strukturell zu versteifen und die Instabilität zu höheren Geschwindigkeiten außerhalb des gewünschten Betriebsbereichs zu verschieben.

6. Quellen

[1] P. M. Schröder: *Numerische Strömungsanalyse (CFD) der Dampfströmung hinter Dampfumformventilen bis zur Kondensationszone eines Heizkondensator-Rohrbündelwärmeübertragers*, Diplomarbeit, Dresden, 2026.

[2] TEMA: *Standards of the Tubular Exchanger Manufacturers Association*, New York: Tubular Exchanger Manufacturers Association, 2019.

[3] VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen: VDI-Wärmeatlas, Berlin: Springer Vieweg, 2019.

[4] H. J. Connors: *Fluidelastic Vibration of Tube Arrays Excited by Cross Flow*, New York: Symposium on Flow-Induced Vibrations, 1978.

[5] H.-J. Kretzschmar und W. Wagner: *International Steam Tables: Properties of Water and Steam Based on the Industrial Formulation IAPWS-IF97*, Berlin: Springer Vieweg, 2019.

[6] R. D. Blevins: *Formulas for Natural Frequency and Mode Shape*, New York: Van Nostrand Reinhold Company, 1979.

[7] ANSYS Inc.: ANSYS Fluent Theory Guide, Canonsburg, 2023.

[8] E. S. Gaddis und V. Gnielinski: *Druckverlust in quer durchströmten Rohrbündeln*, Verfahrenstechnik, Bd. 17, Nr. 7, p. 410–418, 1983.

[9] A. H. Lefebvre und V. G. McDonell: *Atomization and Sprays*, 2 Hrsg., Boca Raton: CRC Press, 2017.

Strömungs- und verbrennungstechnische Anforderungen einer Zusatzfeuerung in Abhitzekesseln mit reduziertem O_2-Gehalt von bis zu 8–11 % ohne Zusatzluft

Oliver Voß und Holger Carstens

1. Thermodynamische Randbedingungen 173
2. Strömungsmechanik und Turbulenz 174
3. Flammenstabilität 175
4. CFD-Modellierung 177
5. Auslegungskriterien 178
6. Grenzen und Erweiterungen 179
7. Schlussfolgerung 180

1. Thermodynamische Randbedingungen

Moderne Gasturbinen, z. B. der H- und HL-Klasse, zeichnen sich durch einen im Vergleich zu früheren Turbinengenerationen deutlich reduzierten Restsauerstoffgehalt im Abgasstrom aus, der typischerweise im Bereich von 8 bis 10,5 Vol.-% liegt. Parallel hierzu erhöhen sich sowohl die Abgastemperaturen als auch die spezifischen Abgasvolumenströme infolge der gesteigerten thermischen Wirkungsgrade und Leistungsdichten.

Diese Betriebsrandbedingungen stellen die maßgeblichen Auslegungs- und Leistungsgrenzen für Systeme der Zusatzfeuerung dar. Die Zusatzfeuerung befindet sich im Abhitzekanal direkt am Eintritt des Abhitzekessels. Insbesondere führt die reduzierte Sauerstoffverfügbarkeit zu einer signifikanten Verschiebung der stöchiometrischen Verhältnisse in Richtung sauerstofflimitierter Verbrennungsprozesse. Die daraus resultierenden Anforderungen an eine stabile und

emissionsarme Verbrennung erfordern eine detaillierte Analyse der lokalen Äquivalenzverhältnisse innerhalb der Brennzone sowie der zugrunde liegenden Mischungs- und Reaktionskinetik.

Für die Auslegung der Zusatzfeuerung sind daher insbesondere die lokale Sauerstoffverteilung, die Brennstoff-Luft-Durchmischung, die Verweilzeiten der Reaktionspartner sowie die zeitliche und räumliche Entwicklung der Temperaturfelder zu berücksichtigen. Eine unzureichende Homogenisierung kann zu lokalen Sauerstoffdefiziten, unvollständiger Verbrennung und erhöhten Schadstoffemissionen führen.

Nach Brennstoffmassenstrom:

mB = P / Hu

mB = Brennstoffmassenstrom (kg/s); P = thermische Leistung (W);
Hu = Heizwert (J/Kg)

Insbesondere bei niedrigen O_2-Gehalten steigt die Sensitivität gegenüber Inhomogenitäten im Strömungsfeld.

2. Strömungsmechanik und Turbulenz

Die Strömung im Abhitzedampferzeuger ist aufgrund der hohen Strömungsgeschwindigkeiten und der großen charakteristischen Abmessungen durch hohe Reynoldszahlen gekennzeichnet. Dadurch entsteht eine stark turbulente Strömung mit intensiver Durchmischung der Gase. Die Stabilität der Flamme wird wesentlich von der Turbulenz beeinflusst. Insbesondere Wirbelstrukturen und Rezirkulationszonen sorgen dafür, dass heiße Verbrennungsprodukte in den Flammenbereich zurückgeführt werden. Dies fördert die Zündung des Brennstoff-Luft-Gemisches und trägt zur Aufrechterhaltung einer stabilen Verbrennung bei. Die Ausprägung dieser Strömungsphänomene bestimmt somit maßgeblich das Verbrennungsverhalten und die Flammenstabilität.

Designoptimierte Flächenbrenner erreichen eine stabile Verbrennung durch eine gezielte Gestaltung der Strömungsführung im Brennerbereich. Bei Flächenbrennern handelt es sich um Brennereinheiten, deren Verbrennungszonen nicht punktuell, sondern über eine größere Fläche verteilt sind. Die einzelnen Brennerelemente sind dabei gleichmäßig über eine definierte Wirkfläche angeordnet. Dadurch wird eine homogene Wärmeabgabe über die gesamte Fläche erzielt und eine gleichmäßige Temperaturverteilung sichergestellt (Abbildung 1).

Dabei werden die Geometrie des Brenners sowie die Anordnung der Austrittsöffnungen so ausgelegt, dass sich definierte Rezirkulationszonen ausbilden. In diesen Bereichen strömen Teile der heißen Verbrennungsprodukte entgegen der Hauptströmungsrichtung zurück in die Nähe der Flammenwurzel. Dadurch

wird das frische Brennstoff-Luft-Gemisch kontinuierlich vorgewärmt und gezündet, was die Flammenstabilität erhöht. Im Gegensatz zu konventionellen Brennersystemen erfolgt die Stabilisierung hierbei nicht durch eine aktive Drallerzeugung (Swirl), sondern durch eine gezielte Strömungslenkung und die daraus resultierende Ausbildung lokaler Rückströmungsgebiete. Dies ermöglicht eine gleichmäßige Flammenausbreitung, einen stabilen Betrieb über einen großen Lastbereich sowie eine emissionsarme Verbrennung.

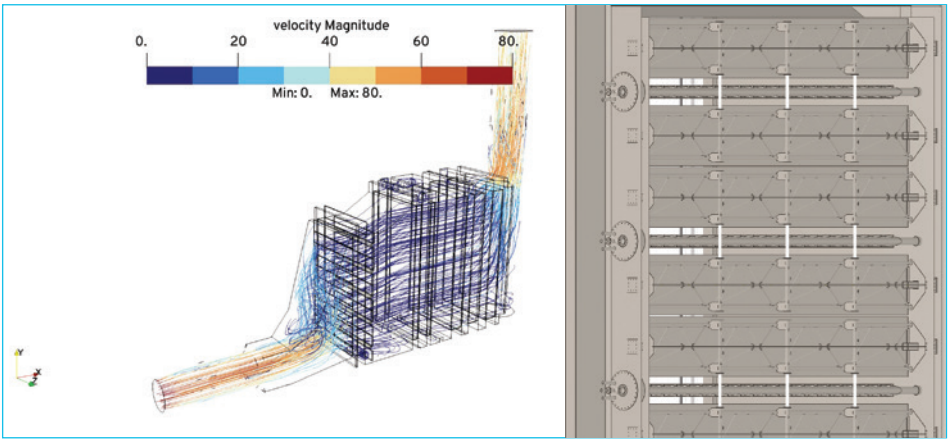


Abb. 1: Strömungslinien im Abhitzedampferzeuger (Geschwindigkeiten in m/s) und Flächenbrenneranordnung

3. Flammenstabilität

Die Stabilität einer Verbrennungsflamme wird durch verschiedene physikalische und chemische Einflussgrößen bestimmt. Eine wesentliche Rolle spielen dabei die Zündgrenzen des Brennstoff-Luft-Gemisches, innerhalb derer eine selbstständige Verbrennung überhaupt möglich ist. Darüber hinaus beeinflussen das Rückzündungsverhalten sowie das Abreißverhalten der Flamme die Betriebssicherheit des Brenners. Eine Rückzündung tritt auf, wenn sich die Flamme entgegen der Strömungsrichtung in den Brenner zurück ausbreitet, während ein Flammenabriss entsteht, wenn die Strömungsgeschwindigkeit die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Flamme übersteigt und die Flamme dadurch vom Brenner abgelöst wird. Besonders bei stark verdünnten Gemischen, beispielsweise durch hohe Luftüberschüsse oder Abgasrückführung, sind die minimale Zündenergie und die Flammengeschwindigkeit von entscheidender Bedeutung. Eine geringe Zündenergie erleichtert die Entzündung des Gemisches, während eine ausreichend hohe Flammengeschwindigkeit für eine stabile Flammenausbreitung und einen sicheren Betrieb erforderlich ist.

Designoptimierte Flächenbrenner begegnen diesen Herausforderungen durch die Ausbildung großflächiger Reaktionszonen. Die Verbrennungsreaktion wird dabei über eine größere Fläche verteilt, wodurch lokale Temperaturspitzen und thermische Belastungen reduziert werden. Gleichzeitig wird eine gleichmäßigere Wärmefreisetzung erreicht. Die Stabilisierung der Flamme erfolgt durch gezielt gestaltete Brennergeometrien, die eine Vielzahl kleiner, lokaler Rezirkulationsbereiche erzeugen. Diese Mikro-Rezirkulationen führen heiße Verbrennungsprodukte kontinuierlich in die Nähe der Reaktionszone zurück und unterstützen dadurch die Entzündung sowie die Aufrechterhaltung der Verbrennung. Auf diese Weise kann auch bei mageren oder verdünnten Brennstoff-Luft-Gemischen eine stabile und emissionsarme Flammenhaltung gewährleistet werden.

Das folgende Diagramm (Abbildung 2) veranschaulicht den Zusammenhang zwischen dem Sauerstoffgehalt und den vorliegenden Temperaturbereichen im Hinblick auf die Stabilität der Verbrennung. Es zeigt, wie die Feuerung von der Wechselwirkung dieser beiden Betriebsparameter beeinflusst wird und macht deren gegenseitige Abhängigkeit deutlich.

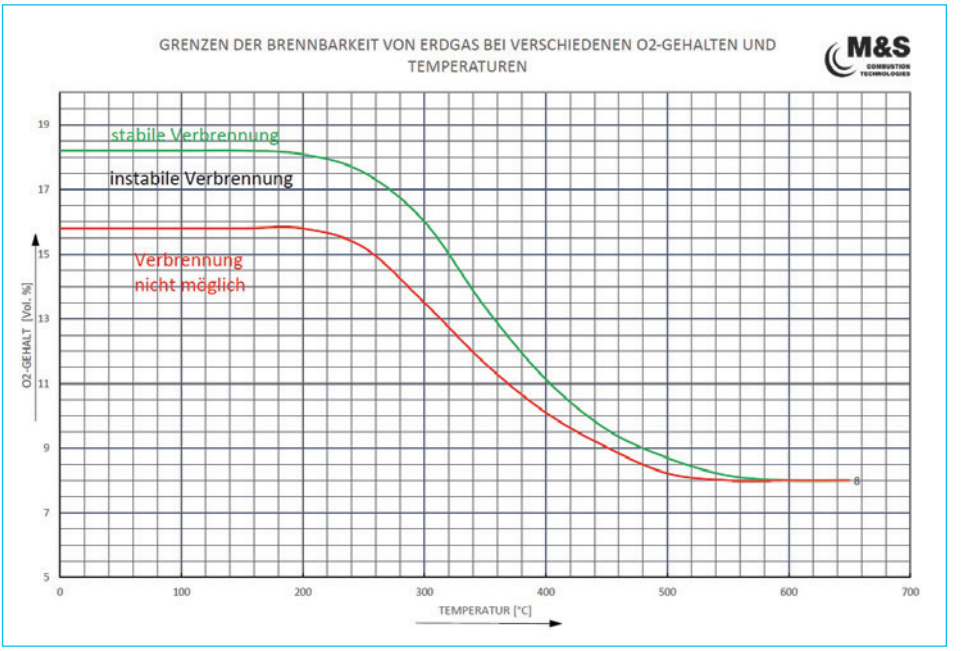


Abb. 2: Flammenstabilitätsdiagramm

4. CFD-Modellierung

Zur Analyse und Optimierung des Strömungs- und Verbrennungsverhaltens werden numerische Strömungssimulationen (CFD) eingesetzt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass strömungsoptimierte Geometrien unerwünschte Wirbelablösungen reduzieren, die Durchmischung von Brennstoff und Oxidationsmittel verbessern und dadurch zu einer homogeneren Strömungs- und Temperaturverteilung beitragen. Für die Beschreibung turbulenter Strömungen kommen häufig Turbulenzmodelle wie das k-ε-Modell oder das k-ω-SST-Modell zum Einsatz. Die Verbrennungsprozesse werden beispielsweise mit dem Eddy Dissipation Concept (EDC) oder mittels PDF-basierter Modelle (Probability Density Function) abgebildet. Wesentliche Zielgrößen der Simulation sind die räumliche Temperaturverteilung, die Sauerstoffkonzentration im Strömungsfeld sowie die Vorhersage von Schadstoffemissionen, insbesondere Kohlenmonoxid (CO) und Stickoxiden (NO_x). Diese Kenngrößen ermöglichen eine Bewertung der Verbrennungsqualität, der thermischen Belastung und des Emissionsverhaltens der Anlage.

Im Rahmen der oben beschriebenen Methodik der CFD-Analyse wurde die Geometrie hinsichtlich ihrer Flächenanpassungen an die Anströmung untersucht. Ziel war dabei die Bewertung des zu erwartenden Verbrennungsverhaltens auf Basis der strömungsmechanischen Randbedingungen (Abbildung 3).

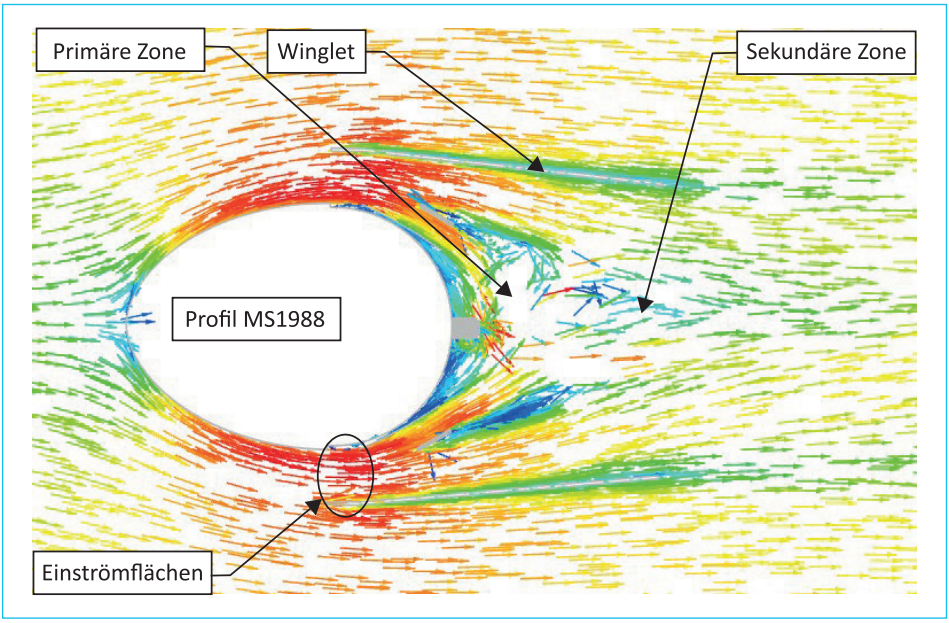


Abb. 3: Schnittansicht des simulierten Strömungsverhaltens am Flächenbrennermodell (CFD-Geschwindigkeiten in m/s)

Die Abbildung 3 zeigt in einer Schnittansicht die Ergebnisse der vorgenommenen geometrischen Anpassungen am Flächenbrennermodell. Dabei werden die konstruktiven Änderungen sowie deren Einfluss auf die Strömungs- und Verbrennungsverhältnisse übersichtlich abgebildet.

Die konstruktiven Anpassungen am Profil MS1988 konzentrierten sich gezielt auf die strömungsgünstige Gestaltung der Einströmflächen in die primäre und sekundäre Verbrennungszone des Turbinenabgases sowie auf die Ausrichtung der am Profil MS 1988 angeordneten Leitflügel (Winglet). Dabei erwies sich die präzise Abstimmung der geometrischen Abmessungen zwischen diesen beiden Komponenten als entscheidend für die Qualität der Durchmischung und die Erzeugung eines zündfähigen Gemisches.

Im initialen Entwicklungsstadium wurde das erste Modell anhand der beschriebenen Methodik validiert. Anschließend erfolgte eine schrittweise Optimierung auf Basis numerischer Strömungssimulationen (CFD). Durch iterative Anpassungen und Auswertungen der Simulationsergebnisse konnte das Modell sukzessive verbessert und bis zum aktuellen Entwicklungsstand weiterentwickelt werden.

Insbesondere wird das Wirkprinzip der zugrunde liegenden Geometrie verdeutlicht, indem die Anordnung und Ausgestaltung der einzelnen Brennerelemente sowie deren Zusammenspiel anschaulich dargestellt werden. Dadurch lässt sich nachvollziehen, wie die geometrischen Modifikationen zur Optimierung der Vermischung von Brennstoff und Verbrennungsluft sowie zur Stabilisierung der Flammenausbildung beitragen.

Darüber hinaus konnte nachgewiesen werden, dass das Ergebnis der Durchmischung und der Verbrennung maßgeblich von der Anströmgeschwindigkeit beeinflusst wird. Der für eine stöchiometrische Verbrennung erforderliche Volumenstrom kann nur innerhalb eines definierten Bereichs der Anströmgeschwindigkeit erreicht werden. Die CFD-Simulationen zeigen, dass eine ausreichende Durchmischung im Bereich von mindestens 22 m/s bis maximal 28 m/s gewährleistet ist. Daraus lässt sich ableiten, dass die Gesamtgeometrie des Flächenbrenners in Kombination mit der Profilgeometrie und den Anströmflächen als aufeinander abgestimmtes Gesamtsystem funktioniert und die erforderlichen strömungs- sowie verbrennungstechnischen Anforderungen erfüllt.

5. Auslegungskriterien

Ein wichtiger Auslegungsparameter ist die Brennerflächenbelastung (Abbildung 4). Sie bezieht sich auf die Gesamtfläche der Flächenbrenner innerhalb des Strömungskanals sowie auf die daraus resultierenden Verbrennungsluft- bzw. Gasvolumenströme. Die Brennerflächenbelastung dient somit als Maß

für die Wärmefreisetzung bezogen auf die Brennerfläche. Wesentlich sind zusätzlich der Druckverlust Δp zur Bewertung der strömungstechnischen Effizienz, die Flammenlänge zur Bestimmung des erforderlichen Brennraums sowie der Stabilitätsbereich, der einen sicheren und zuverlässigen Betrieb über verschiedene Lastpunkte beschreibt.

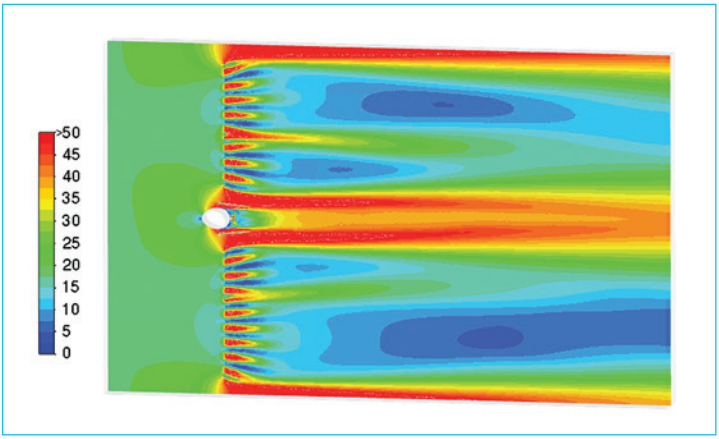


Abb. 4: Geschwindigkeitsverteilung als Basis für CFD-technische Berechnungen des Volumenstroms als Anströmungskriterium (Geschwindigkeit in m/s)

6. Grenzen und Erweiterungen

Der Arbeitsbereich des designoptimierten Flächenbrenners wird maßgeblich durch den verfügbaren Sauerstoffgehalt im Abgas bestimmt. Ein stabiler und wirtschaftlicher Betrieb ohne zusätzliche Verbrennungsluft ist im Sauerstoffbereich von etwa 8 bis 8,5 Vol.-% O_2 möglich. In diesem Bereich stehen ausreichende Sauerstoffreserven für eine vollständige und stabile Verbrennung zur Verfügung, sodass keine zusätzlichen lufttechnischen Maßnahmen erforderlich sind.

Die technische Grenze wird bei Sauerstoffgehalten unterhalb von etwa 8 Vol.-% O_2 erreicht. Durch den reduzierten Oxidationsmittelanteil verschlechtern sich die Verbrennungsbedingungen, was zu einer geringeren Flammenstabilität und erhöhtem Risiko unvollständiger Verbrennung führen kann. Um auch in diesem Bereich einen sicheren Betrieb zu gewährleisten, sind zusätzliche Maßnahmen wie eine optimierte interne Luftführung, verbesserte Durchmischung oder die gezielte Zuführung von Zusatzluft erforderlich.

7. Schlussfolgerung

Die Untersuchungen zeigen, dass durch die gezielte Kombination von Strömungsoptimierung und moderner Verbrennungstechnologie auch unter anspruchsvollen Randbedingungen stabile und effiziente Verbrennungsprozesse realisiert werden können. Insbesondere bei geringen Sauerstoffkonzentrationen ermöglichen optimierte Strömungsführungen und eine angepasste Brennergeometrie eine zuverlässige Flammenstabilisierung sowie eine gleichmäßige Wärmefreisetzung.

Flächenbrenner, deren Auslegung auf der zuvor beschriebenen optimierten Geometrie basiert (Abbildung 5), können hierbei einen wesentlichen Beitrag leisten, da sie durch ihre spezifische konstruktive Auslegung eine stabile Verbrennung bei gleichzeitig niedrigen Emissionen und hoher Betriebssicherheit ermöglichen.

Es ist jedoch zu beachten, dass sich die vorliegende Betrachtung ausschließlich auf die dem Autor zum Zeitpunkt der Untersuchung bekannten Flächenbrenner beschränkt. Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Bauformen oder weiterentwickelte Systeme kann daher nicht ohne zusätzliche Untersuchungen vorausgesetzt werden.

Vor diesem Hintergrund deuten die Ergebnisse darauf hin, dass entsprechend ausgelegte Flächenbrenner ein erhebliches Potenzial für den Einsatz in zukünftigen energieeffizienten und ressourcenschonenden Feuerungs- und Prozessanlagen besitzen.



Abb. 5: Ansicht des designoptimierten Flächenbrenners, konstruktiv-mechanisch umgesetzt

Projekt T24 Teilaustausch Überhitzer 1 mit Konstruktionsoptimierung

Benjamin Jendryke und Stefan Wenke

1. Einleitung 182
2. Schadenshistorie 182
3. Konstruktive Anpassung 184
4. Projektdurchführung 186
5. Bisherige Erfahrungen und Ausblick 190
6. Quellen 190

AG	Auftraggeber
AN	Auftragnehmer
BMÜ	Bau- und Montageüberwachung
MT	Magnetic Testing
PA	Phased-Array
RT	Radiographic Testing
TÜV	Technischer Überwachungsverein
UP	Unterpulver
Ü1	Überhitzer 1
Ü3	Überhitzer 3
VW	Vorderwand
WPS	Schweißanweisung
ZfP	Zerstörungsfreie Prüfung

1. Einleitung

Der Werkstoff 7CrMoVTiB10-10 (1.7378 - T24) hat seit 2010 bei Energieversorgern einen problematischen Stellenwert erlangt. Seine Neigung zu Schäden in unterschiedlichen Ausprägungen, die durch Konstruktion und Qualitätsanforderungen beeinflusst werden, tritt sowohl bei der Fertigung und Montage als auch bei Reparaturmaßnahmen auf [1].

In diesem Beitrag werden die Herausforderungen im Umgang mit sowie bei der Verarbeitung des Werkstoffs 7CrMoVTiB10-10 (1.7378 - T24) dargestellt. Zudem werden die Entstehung des Projekts, die durchgeführte konstruktive Anpassung an einer bestehenden Dampferzeugeranlage sowie die anschließende Projektumsetzung und die bisherigen Betriebserfahrungen erläutert. Ziel des Projekts ist die nachhaltige Reduzierung von Druckkörperschäden durch eine konstruktive Optimierung des Überhitzers. Im Folgenden wird zunächst die bisherige Schadenshistorie des betroffenen Anlagenbereichs analysiert.

2. Schadenshistorie

Bei der Inbetriebnahme des Dampferzeugers kam es zu einer Vielzahl an Schweißnaht-Schäden im Bereich des Verdampfers, die zu einem Werkstoffaustausch in diesem Abschnitt führten. Im Jahr 2012 wurde der Kraftwerksblock in den kommerziellen Betrieb überführt, während der erste behördlich gemeldete Druckkörperschaden im kommerziellen Betrieb im Jahr 2014 auftrat. Insgesamt wurden 33 Druckkörperschäden in unterschiedlichen Bereichen im kommerziellen Betrieb registriert. Bei der Auswertung der Schadensstatistik konnte ein Schwerpunktbereich identifiziert werden: der Überhitzer 1 (Ü1) im Höhenbereich von +93 m bis +96 m an der Vorderwand (VW). In diesem Abschnitt traten 24 der 33 Schäden auf.

Der Überhitzer 1 ist in diesem Bereich als Membranwand mit einer Teilung von 60 mm ausgeführt und weist 88 Durchtritte für die Nachschaltheizfläche Überhitzer 3 (Ü3) auf. Die Abbildung 1 zeigt, an welcher Stelle sich der Schadbereich im Kraftwerksblock befindet.

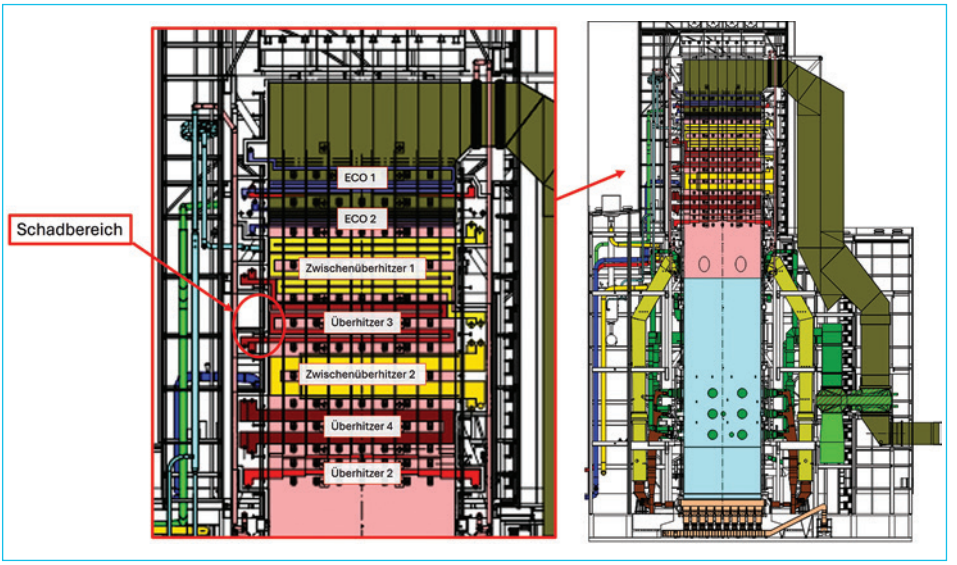


Abb. 1: Darstellung Kraftwerksblock mit Schadbereich +93 m

Die ersten Schäden manifestierten sich in Form von Querrissen, ausgehend von den Durchtrittshülsen in die Membranrohre des Ü1 (Abbildung 2).

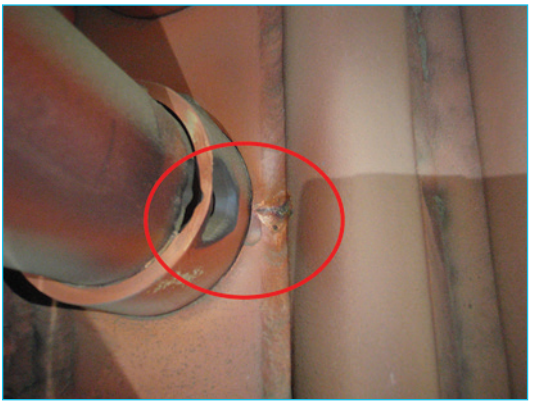


Abb. 2: Schadbild Querriss

Diese Schadensbilder führten dazu, dass die 88 Durchtritte im Rahmen eines Projekts ausgetauscht wurden. Während der Schweißarbeiten traten jedoch bereits neue Risse im angrenzenden Altmaterial auf, die durch zusätzliche Schweißspannungen verursacht wurden.

Nach erfolgreicher Umsetzung des Projekts kam es weiterhin zu Schäden, die sich nun überwiegend als Längsrisse ausbildeten. Die meisten dieser Schäden traten im Bereich der Rohrausbiegungen auf, in denen konstruktionsbedingt erhöhte Schweißwärmeeinbringung und Spannungen auftreten (Abbildung 3).

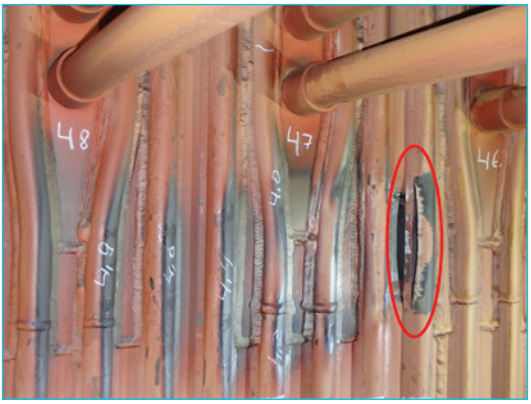


Abb. 3: Schadbild Längsriss

Die Schadensausprägung wurde maßgeblich durch erhöhte Dehn-Wechselbeanspruchung in Verbindung mit Steifigkeitssprüngen verstärkt. Infolgedessen entwickelte eine Expertengruppe eine sogenannte anlagenschonende Fahrweise, die konkrete Vorgaben für Anfahr-, Betriebs- und Abfahrprozesse des Dampferzeugers beinhaltet. Diese Maßnahme führte zu einer deutlichen Verringerung der Betriebsbelastung und schuf gleichzeitig die notwendige Zeit, ein weiteres Projekt zur nachhaltigen Schadensreduzierung vorzubereiten. Die Analyse der Schadensmechanismen und deren Ursachen bildete die Grundlage für die Entwicklung geeigneter Gegenmaßnahmen. Auf dieser Basis wurde eine konstruktive Anpassung des betroffenen Anlagenbereichs erarbeitet, die im folgenden Kapitel beschrieben wird.

3. Konstruktive Anpassung

Im Rahmen der konstruktiven Anpassung wurden sämtliche bisherigen Erfahrungen aus Projekten, Reparaturen sowie angrenzenden Anlagenbereichen umfassend analysiert.

Zunächst wurde erwogen, die bestehende Konstruktion beizubehalten und lediglich den Werkstoff auf den bewährten 13CrMo4-5 (1.7335) umzustellen. Allerdings zeigten frühere Erfahrungen, dass bei derartigen Werkstoffwechseln Längsrisse im Stegbereich auftreten können, die zwar nicht in die drucktragenden Rohre übergehen, jedoch wiederkehrend sind.

Da zusätzliche Schadensbilder vermieden werden sollten, wurde diese Variante verworfen.

Alternativ wurde eine konstruktive Optimierung entwickelt. Dabei sollten die engen Platzverhältnisse im Bereich der Rohrausbiegungen reduziert und die Schweißnahthäufung minimiert werden. Die Lösung bestand darin, auf Rohr-

ausbiegungen im Bereich der Durchtrittshülsen zu verzichten und die Teilung auf 120 mm zu erhöhen. Der betroffene Bereich zwischen +93 m und +95 m wurde entsprechend angepasst, während Übergänge mittels Formstücke realisiert wurden. Im weiteren Projektverlauf wurde diese Lösung optimiert: Der vorhandene Teilungssprung bei +99 m wurde unterhalb der Durchtritte verlagert und der Bereich vollständig in 120-mm-Teilung ausgeführt.

Diese Variante bot mehrere Vorteile:

- Verbesserung des Gesamtzustands eines größeren Wandbereichs
- Reduzierung der benötigten Formstücke
- Verringerung komplexer Montagearbeiten

Eine durchgeführte Druckverlustberechnung zeigte, dass nach dem Umbau der Druckverlust um 0,2 bar verringert werden würde. Die Umsetzung erfolgte über 16 Paneele unterschiedlicher Breite (Abbildung 4). Dabei wurden zwei Werkstoffe eingesetzt:

- 7CrMoVTiB10-10 für Rohre, Stege und Füllstücke
- 10CrMo9-10 für Anbauteile und Durchtrittshülsen

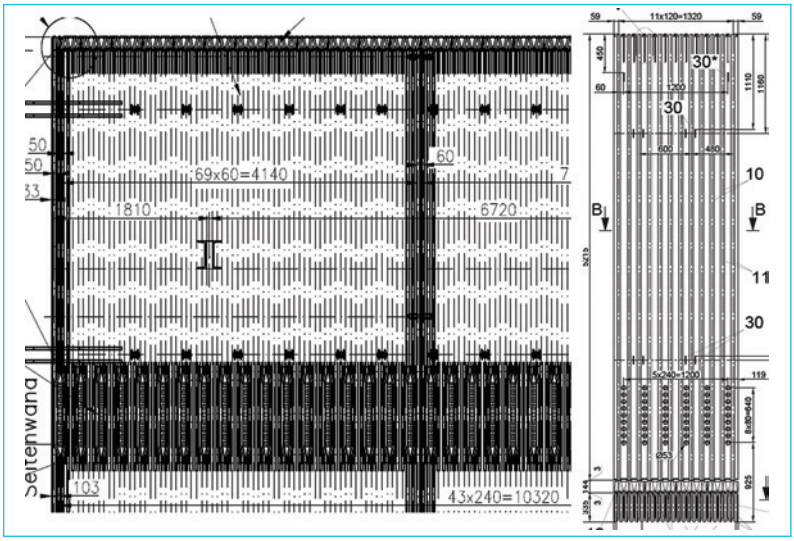


Abb. 4: Ausführung Bestandswand mit einem Paneel Durchtritt Ü3 neu

Nach Festlegung der konstruktiven Optimierung und Auswahl der Vorzugsvariante erfolgte die Planung und Umsetzung der Maßnahme im Rahmen eines Projekts.

Die konkrete Durchführung sowie die wesentlichen organisatorischen und technischen Schritte werden im folgenden Kapitel dargestellt.

4. Projektdurchführung

Um das Projekt mit einer möglichst hohen Qualität zu realisieren, wurde sich an den Vorgaben des VGBE-Positionspapieres orientiert [1]. Im Zuge der Paneelbestellung wurden umfangreiche Abstimmungen mit dem Auftragnehmer (AN) durchgeführt. Dabei standen insbesondere folgende Aspekte im Fokus:

- Schweißanweisungen (WPS)
- Prüfumfänge
- Handfertigkeiten der Schweißer
- spannungsarmes Glühen
- Transport- und Handlingsanforderungen

Zusätzlich wurde ein Fertigungsbesuch im Werk durchgeführt, um die Herstellungsqualität (Abbildung 5) zu bewerten und erste Ergebnisse von Prüfumfängen zu erörtern. Insbesondere wurde der Transport der Paneele zum Kraftwerk detailliert abgestimmt, um das Einbringen zusätzlicher Biegespannungen nach dem Spannungsarmglühen zu vermeiden.



Abb. 5: Qualitätskontrolle Fertigung vor dem Glühen

Zur Sicherstellung eines reibungslosen Ablaufs und zur Vermeidung zusätzlicher Transporte wurde die Wareneingangskontrolle des Auftraggebers (AG) direkt beim AN vor Ort parallel zu dessen Maßkontrolle durchgeführt. Gleichzeitig erfolgten umfangreiche Abstimmungen mit dem Montagepartner. Zur Sicherstellung der Qualitätsanforderungen wurden vor Projektbeginn Schweißertrainings für die verwendeten Werkstoffe der Membranwand aus 7CrMoVTiB10-10 (1.7378 - T24) und für die Ü3-Verbindungsrohre aus X10CrNiCuNb18-9-3 (1.4907 - Super304H) durchgeführt. Das Schweißertraining wurde stichprobenartig kon-

trolliert und die Schweißproben jedes Schweißers gemäß einer Handfertigkeitsprobe überprüft. Darüber hinaus wurden verschiedene Konzepte eingefordert, darunter:

- Isolier- und Gerüstkonzept
- Montagekonzept
- Baustromkonzept
- Schweißerkonzept für das Training beim AN

Ziel war ein reibungsloser Start der Baustellenphase. Beim Montagekonzept wurde der Transportweg vom Lagerort bis zum Montageort im Kesselhaus auf +96 m mehrfach durchgesprochen und durch Vor-Ort-Begehungen mit dem Aufzeigen und Beseitigen von Störkanten verfeinert. Für den Transport wurde eine Traverse in Form eines Rahmens vom AN konstruiert und gefertigt (Abbildung 6).



Abb. 6: Transport von einem Paneel mittels Traverse

Dem Montageunternehmen wurde vor dem Projektstart die Möglichkeit geboten, sich einen Eindruck über die angesprochenen vorhandenen Verwerfungen der Bestandswand zu machen. Die Bau- und Montageüberwachung (BMÜ) erfolgte intensiv mit eigenen Kapazitäten und durch den TÜV Süd. Dazu wurden sämtliche Konzepte und Prüfumfänge vor Montagebeginn vorgelegt,

geprüft und bei Erfordernis angepasst. Die Demontagearbeiten begannen planmäßig. Parallel dazu wurde ein zuvor nur theoretisch betrachteter Probehub mit dem Transportrahmen erfolgreich unter realen Bedingungen durchgeführt. Die Ü3-Verbindungsrohre wurden schrittweise herausgetrennt und zwei Membranwandsegmente wurden demontiert. Ein vollständiger Rückbau der Vorderwand war aus statischen Gründen nicht möglich, sodass die Demontage abschnittsweise erfolgte und neue Paneele sukzessive eingesetzt worden. Dabei wurden an der westlichen Ecke sowie im mittleren Bereich der Membranwand Segmente entfernt, wobei zu keinem Zeitpunkt mehr als fünf Paneele gleichzeitig demontiert waren. Während der Montage des ersten Paneels ist die Erstellung eines detaillierten, mehrstufigen, spannungsarmen Anrichtkonzeptes notwendig geworden. Die Verwerfungen in der Bestandswand haben bis zu einem halben Rohrdurchmesser betragen. In diesem Konzept wurde festgelegt, wie neue Membranwandpaneele an die Bestandswand vermittelt wurden, welche Schlitzungen der Stege zulässig und notwendig waren und in welchem Umfang und auf welche Weise Montagekräfte eingebracht werden können. Die Membranwandrohre wurden im Tandem geschweißt, bei dem ein Schweißer im Inneren des Kessels und ein weiterer außerhalb im Vorbau arbeitete (Abbildung 7).



Abb. 7: Membranwand schweißen als Tandem [2]

Nach den ersten montierten Paneelen wurde unser Partner für die zerstörungsfreien Prüfungen (ZfP) aktiv. Die folgende Tabelle 1 zeigt die initial angestrebten Prüfungsumfänge.

Tab. 1: Prüfumfänge für Montagenähte

Ausführung als	Beschreibung	VT	MT/PT	RT/UT	HT	weiteres
Montagenaht	Rohr-Rohr	100 %	25 %	30 %	10 % für Ü1-Rundnähte Ü1-Reparaturnähte werden 100 % HT geprüft	
Montagenaht	Steg-Steg (Registerstöße) (Bewertungsgruppe C)		100 %	10 %		
Montagenaht	Füllstücke (Bewertungsgruppe C)		100 % mit 500 mm Umkreis	10 % & mindestens 1 Naht je Panel		
Montagenaht	Anschweißteile (Bewertungsgruppe C)		100 % bei Vollanschluss, ansonsten 10 %	/		5 % PMI
allgemein	Dichtnähte (Bewertungsgruppe C)		10 %			

Bei den Volumenprüfungen wurden zwei unterschiedliche Verfahren eingesetzt. Für die Ü1-Rohre (T24) wurde die Durchstrahlungsprüfung (RT) eingesetzt, welche aufgrund der Strahlenschutzauflagen nicht parallel zur Montage genutzt werden kann. In Summe sind 177 Rundnähte am oberen Montagestoß und 354 Rundnähte am unteren Montagestoß geschweißt worden. Diese Prüfumfänge waren kein zeitkritisches Thema, daher wurde zu Gunsten der Qualität 100 % RT-Prüfung der T24-Rundnähte als neues Prüfziel anvisiert. Bei den Verbindungsrohren des Ü3 wurde das Phased-Array-Verfahren (PA) angewendet. Die Vorteile des PA-Verfahren sind, dass es montagebegleitend eingesetzt werden kann, um die geplanten Prüfumfänge zu erreichen. Es sind 1584 Rundnähte an den Verbindungsrohren geschweißt worden. Das angewandte PA-Verfahren zeigte eine hohe Anzahl von unzulässigen Befunden. Das hat uns während der Montage veranlasst, den Prüfumfang von 100 % anzustreben. Bei den Umfängen für die Oberflächenrissprüfung wurde die Magnetpulverprüfung (MT) eingesetzt, bei der ein Hauptaugenmerk im Bereich der Montagestöße der alten Bestandswand lag. Der Bereich um die Füllstücke wurde zu 100 % MT geprüft mit einem Umkreis von 500 mm. Der Fokus lag auf dem Bereich der Bestandswand. Die umfangreiche Prüfung erfolgte zum Ende der Montagezeit. Unmittelbar vor der Fertigstellung wurden zusätzliche Befunde festgestellt, darunter Querrissanzeigen in der UP-Naht der Bestandswand, wodurch zusätzliche Passstücke erforderlich wurden. Zum Abschluss des Projekts wurde eine Dichtheitsprüfung mittels Wasserdrucks bei 430 bar durchgeführt. Dabei trat ein Schaden auf, der jedoch nicht im Projektbereich lag. Nach Abschluss der Montagearbeiten und der durchgeführten Prüfmaßnahmen konnte die Anlage wieder in Betrieb genommen werden. Die bisherigen Betriebserfahrungen sowie eine erste Bewertung der Wirksamkeit der umgesetzten Maßnahmen werden im folgenden Kapitel dargestellt.

5. Bisherige Erfahrungen und Ausblick

Zur Bewertung des Projekterfolgs wurden die ersten Betriebserfahrungen nach der Inbetriebnahme systematisch ausgewertet. Nach Abschluss der Revision wurde die anlagenschonende Fahrweise (Absenkung der Leistungsänderungsgradienten, Erhöhung der Mindestlast, etc.) zunächst für zehn Tage beibehalten, um Restspannungen aus der Montage im Membranbereich gezielt abzubauen. Anschließend wurde der Dampferzeuger wieder in den uneingeschränkten Betrieb überführt. Bislang trat ein Druckkörperschaden auf, der jedoch außerhalb des Projektbereichs lag. Untersuchungen des modifizierten Vorderwandbereichs zeigten keine neuen Auffälligkeiten oder Verformungen. Auf Grundlage der positiven Ergebnisse wurden die im Projekt entwickelten schweißtechnischen Festlegungen als neuer Standard definiert und in zukünftigen Maßnahmen übernommen. Insgesamt zeigt sich, dass durch die konstruktive Anpassung die maßgeblichen schadensverursachenden Einflussgrößen reduziert werden konnten. Die umgesetzte Lösung gewährleistet eine nachhaltige Verbesserung der Anlagenverfügbarkeit und Minderung der Schadenseintrittswahrscheinlichkeit.

6. Quellen

[1] vgbe: *Erfahrungen bei der Verarbeitung des Werkstoffs 7CrMoVTiB10-10 (T/P/F 24, Werkstoff.: 1.7378)*, Positionspapier, 11/2021.

[2] BMÜ-Bericht 2025.08.16: *BMÜ Bericht Teil 2*, 08/2025.

Power to Heat – Dampferzeuger- und Überhitzerschäden Lessons Learnt

Alexander Bibow und Florian Birkeneder

1. Einleitung 191
2. Bauarten 192
4. Elektrische Dampferzeugung 193
5. Elektrische Dampfüberhitzung 195
6. Zusammenfassung 197
7. Quellen 197

1. Einleitung

Getrieben durch die Energiewende in Deutschland erlebt die Power to Heat-Technologie einen Boom, der durch den situativen Bedarf an elektrischen Verbrauchern durch die Netzbetreiber einerseits und durch den Bedarf von *grüner* Wärmeproduktion von Betreibern andererseits getrieben ist. Es ist nicht nur die Anzahl an Elektro-Dampferzeugern, die steigt, sondern auch die Baugröße ist in den letzten Jahren enorm gestiegen. Elektro-Dampferzeuger sind in den letzten Jahren zu Großdampferzeugern aufgestiegen, die sich in ihrer Leistung und den Dampfparametern mit Wasserrohrkesseln messen können.

Das Hochskalieren von Technologien birgt Risiken. Bei Elektro-Dampferzeugern kam es in der Vergangenheit zu verschiedenen Schadensfällen, über die berichtet werden soll.

Konstruktionsfehler führen zu Schäden am Kesseldruckteil. Fehler in der Verfahrenstechnik führen zu Spannungsrisskorrosion in nachgelagerten Systemen oder zu Schäden in Überhitzern. Diese Schäden führen zu Verfügbarkeitseinschränkungen bei Anlagen, die eine sehr hohe Verfügbarkeit aufweisen müssen.

Bei der Ausführung verschiedener Projekte fällt auf, dass Standards und Normen nur teilweise bekannt sind und richtig umgesetzt werden. In den relevanten Normen gibt es ebenfalls Lücken.

Der Umgang mit den relevanten Regelwerken wird anhand aufgetretener Schadensfälle veranschaulicht. Dabei wird aufgezeigt, wie sich Schäden durch die Anwendung bestehender Regelwerke vermeiden lassen und an welchen Stellen diese noch Verbesserungspotenzial bzw. Regelungslücken aufweisen.

2. Bauarten

Elektrische Dampferzeuger bestehen üblicherweise aus einem Dampferzeuger und einem Überhitzer.

Zur Dampferzeugung werden immer Großwasserraumkessel eingesetzt, wobei der Dampf in einem mit Wasser befüllten Behälter erzeugt wird. Der Unterschied hier liegt in der Art der Dampferzeugung. Zum einen gibt es die Möglichkeit, mittels im Wasserbad eingetauchter elektrisch beheizter Heizstäbe, entsprechend Abbildung 1, Wärme zu erzeugen (Elektrokessel – Stromfluss durch metallische Widerstandsheizung) und zum anderen gibt es die Möglichkeit, mittels im Wasser eingetauchter bzw. mit Wasser überströmter Elektroden (Elektrodenkessel – Stromfluss durch das Wasser) die Wärme und damit Dampf zu erzeugen.

Die Überhitzung erfolgt üblicherweise mit elektrisch beheizten Heizstäben, die den Dampf überhitzen.

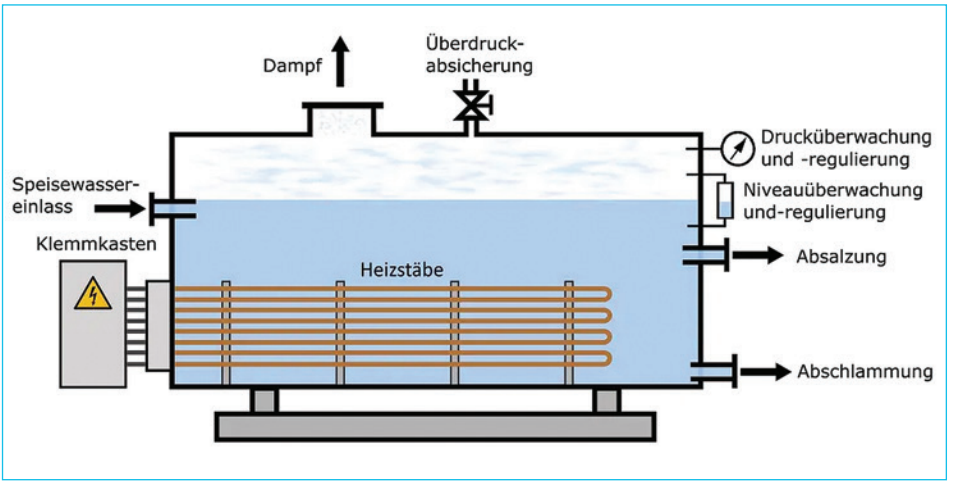


Abb. 1: Elektrokessel zur Dampferzeugung mit horizontal angeordneten Heizstäben in Form eines Flanschheizkörpers (metallische Widerstandsheizung)

3. Regulatorischer Rahmen

Die in der Kraftwerkstechnik eingesetzten elektrischen Dampferzeuger bestehen üblicherweise aus einem Dampferzeuger und einem Überhitzer sowie internen Rohrleitungen, Umwälzpumpen und gegebenenfalls Abscheidern. Damit gelten für diese Dampferzeuger nach Druckgeräterichtlinie [1] die Anforderungen nach Artikel 4 Absatz 1 Punkt b). Die Dampferzeugerbaugruppe muss die wesentlichen Sicherheitsanforderungen nach Anhang der Druckgeräterichtlinie [1] erfüllen. Der Umfang der Baugruppe bestimmt sich nach den Leitlinien der Druckgeräterichtlinie [2]. Die Leitlinie C-04 gibt den Mindestumfang der Baugruppe unter Berufung auf die Definition nach EN 12952-1 vor.

Eine Konformitätsvermutung liegt bei Anwendung einer harmonisierten Norm vor. Es liegt nahe, hierzu die DIN EN 12953 [3] anzuwenden. Leider nur mit Bezug auf die DIN EN 12953-1:2012, denn in der aktuell gültigen Version der DIN EN 12953-1:2025 sind die Elektro-Dampferzeuger nicht im Anwendungsbereich aufgenommen.

Sofern man die DIN EN 12953 für einen elektrisch beheizten Dampferzeuger anwenden will, wird man auf Probleme stoßen. So ergeben sich einige Fragen bei der Anwendung des Teil 6 der Norm. Zum Beispiel ist in Teil 6 die Energiezufuhr beschrieben, jedoch nicht für elektrisch beheizte Dampferzeuger. Auch Anforderungen zu Themen wie Wasserstandbegrenzung oder Zwangsumlauf inklusive Regelung der Umlaufwassermenge sind nicht beschrieben.

Weiterhin ist mit der Entstehung von Wasserstoff zu rechnen und entsprechende Ausrüstung vorzusehen, um diesen aus dem Wasser-/Dampfkreislauf abzuführen.

Hinsichtlich der Wasserchemie findet im Bereich der Großwasserraumkessel der Teil 10 der Norm Anwendung, jedoch nicht für elektrisch beheizte Dampferzeuger. Dies hat gute Gründe, da je nach Bauart unterschiedliche wasserchemische Fahrweisen Anwendung finden.

4. Elektrische Dampferzeugung

Unter Abschnitt 2 wurden bereits verschiedene Bauarten für die elektrische Dampferzeugung genannt. Jede dieser Bauarten bedingt verschiedene wasserchemische Fahrweisen.

Bei den Elektrokesseln werden Heizstäbe in das Wasser eingetaucht. Die Stäbe bestehen aus einem Heizdraht, der sich in einem mit Magnesiumoxid gefüllten Mantelrohr befindet, welches von Wasser umgeben ist. Die Heizstäbe können in der Leistung regelbar oder unregelbar ausgeführt werden. Die spezifische Heizleistung ist zu begrenzen, um eine Überhitzung des Mantelrohrs bei zu starker

Dampfbildung zu verhindern. Der Salzgehalt des Wassers ist zu begrenzen, da bei zu hohem Salzgehalt im Betrieb eine Belagsbildung am Heizstab zu erwarten ist, die den Wärmeübergang beeinträchtigt.

Bei den Elektrodenkesseln ist ein bestimmter, von der Bauart abhängiger Salzgehalt erforderlich, um die Funktion der Dampferzeugung zu gewährleisten. Elektrodenkessel erzeugen Wärme, indem Strom durch das Wasser fließt. Die Strommenge und damit die Leistung sind abhängig vom elektrischen Widerstand des Wassers, welcher wiederum abhängig von der Querschnittsfläche des Wassers und dessen Leitfähigkeit ist. Bei der in Wasser eingetauchten Elektrode steht ein großer Querschnitt des Wassers für den Stromfluss zur Verfügung, weshalb diese Bauart eine geringe Leitfähigkeit des Wassers ermöglicht. Bei den mit Wasser überströmten Elektroden ist eine hohe Leitfähigkeit aufgrund des geringen Querschnittes notwendig. Unabhängig von der Bauart des Elektrodenkessels ist anzumerken, dass eine Änderung der Leitfähigkeit und damit des Salzgehaltes direkten Einfluss auf den Stromfluss und damit auf die Kesselleistung hat.

Die Anforderungen an die Sattdampfreinheit ergeben sich aus den Materialien der nachfolgenden Rohrleitungen, des Überhitzers und der Dampfverbrauchsanlage. Dementsprechend kann es erforderlich sein, die Leitfähigkeit im Kesselwasser zu begrenzen, Strömungsgeschwindigkeiten zu begrenzen oder Tröpfchenabscheider vorzusehen [4]. Bei hohen Anforderungen an die Dampfreinheit (z. B. bei Turbinenbetrieb) ist gegebenenfalls ein nachgeschalteter Reindampferzeuger in Betracht zu ziehen.

Gerade in Anbetracht von Schäden an nachgelagerten Anlagen ist bei der Inbetriebnahme und im Betrieb die Dampfreinheit zu prüfen. Bei laugeninduzierter Spannungsrisskorrosion kann es durch Tröpfchenmitriss in Verbindung mit entsprechender Wasserchemie zu Schäden in Überhitzern, Rohrleitungen und Dampfverbrauchsanlagen kommen. Grenzwerte hierzu sind bekannt [4]. Neben der laugeninduzierten Spannungsrisskorrosion ist auch die chloridinduzierte Spannungsrisskorrosion aufgrund der Verwendung von Austeniten im Überhitzer zu beachten. Das Kesselwasser sollte aufgrund der geringen Grenzwerte auch auf Chlor untersucht werden.

Ein besonderes Augenmerk bei hoher spezifischer Heizleistung ist auf die Entstehung von Wasser zu richten. Durch einen sehr hohen Energieeintrag, insbesondere bei Elektrodenkesseln, kann die Spaltung von Wasser in Sauerstoff und Wasserstoff hervorgerufen werden. Entstehende Gase sind abzuführen.

Die Leistung der Elektrodenkessel wird bei konstanter Leitfähigkeit durch Veränderung des vom elektrischen Strom durchflossenen Wassers geregelt. Hierzu ist ein Umwälzkreislauf vorhanden, der das Wasser zur Elektrode fördert. Entweder wird die Wassermenge direkt geregelt oder es wird mittels Ablaufregelung der Wasserstand des Tauchbades der Elektrode geregelt.

Elektrische Dampferzeuger zeichnen sich durch einen großen Regelbereich von 10–100 % aus.

5. Elektrische Dampfüberhitzung

Die Überhitzung des Dampfes erfolgt durch eine elektrische Widerstandsheizung von Heizstäben, die im Dampfstrom angeordnet sind (Abbildung 2).

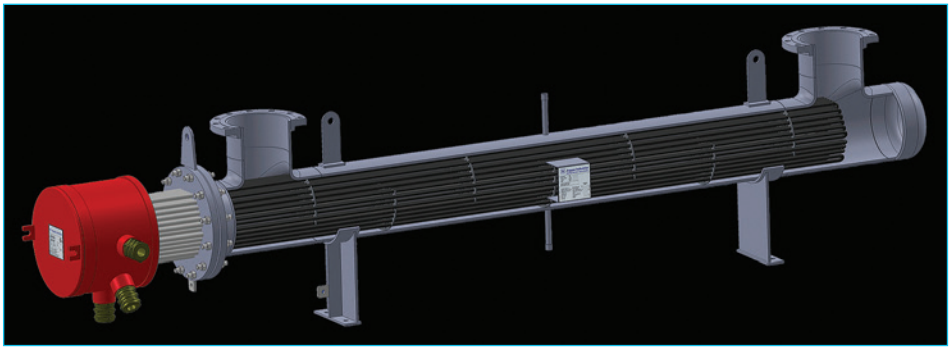


Abb. 2 Elektrischer Dampfüberhitzer

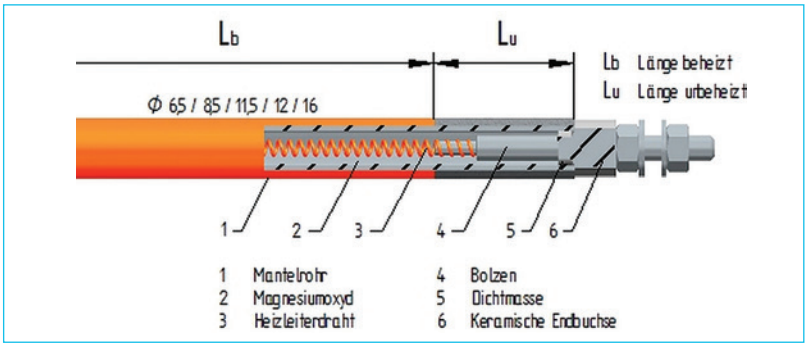


Abb. 3: Schnitt durch den Anschluss eines elektrischen Widerstandheizstabes

Abbildung 3 zeigt den Schnitt durch das Ende eines Heizstabes mit dem elektrischen Anschluss. Die Heizstäbe bestehen aus einem Mantelrohr, in dem sich der Heizdraht befindet. Der Raum zwischen Heizdraht und Mantelrohr ist mit Magnesiumoxid gefüllt. Das Magnesiumoxid ist pulverförmig und weist eine geringe elektrische Leitfähigkeit bei gleichzeitig relativ hoher Wärmeleitfähigkeit auf. Es dient also als elektrischer Isolator zwischen Heizdraht und Mantelrohr.

Sobald das Magnesiumoxid jedoch bei Temperaturen unter 250 °C mit Feuchtigkeit in Berührung kommt, reagiert es zu Magnesiumhydroxid unter entsprechender Zunahme des Volumens. Um dies zu verhindern, ist die Dichtheit des Heizstabes gegenüber dem Dampfraum und der Umgebung elementar.

Die Leistung von Heizstäben kann elektrisch geregelt werden. Bei großen Überhitzern werden zur Regelung mehrere Heizelemente zu Stufen elektrisch gebündelt. In diesen Fällen wird häufig nur eine Stufe regelbar und alle weiteren Stufen unregelbar ausgeführt.

Im Zusammenhang mit elektrischen Widerstandsheizungen an Dampferzeugerüberhitzern kommt es immer wieder zu Schäden an den Heizstäben.

Die Schäden zeigen sich in Form aufgeplatzter Heizstäbe, wobei Magnesiumoxid/Magnesiumhydroxid-Pulver freigesetzt wird und die Heizdrähte frei liegen. Die Ursache hierfür liegt immer in der Reaktion von Magnesiumoxid zu Magnesiumhydroxid, hervorgerufen durch das Eindringen von Feuchtigkeit.

Für das Eindringen von Feuchtigkeit in den Heizstab gibt es mehrere Möglichkeiten. Die wichtigsten Ursachen sind:

a) Abdichtung am Ende des Mantelrohres

b) Fehler im Mantelrohr durch die Fertigung

c) Schaden am Mantelrohr durch Überhitzung

d) Schaden am Mantelrohr durch Korrosion

Für die Abdichtung am Ende des Mantelrohres gibt es verschiedene technische Möglichkeiten, die jeweils durch unterschiedliche maximale Temperaturen begrenzt sind. Um die Integrität der Abdichtung zu gewährleisten, ist es wichtig, diese vor Überhitzung durch technische Maßnahmen (Kühlstrecke zwischen Flansch und Elektro-Anschlusskasten, Lüftung, Strahlungsschutz) zu schützen.

Die Fertigung der Heizstäbe bzw. des Flanschheizkörpers sollte entsprechend den Anforderungen der DIN EN 12953 erfolgen, da sowohl die Mantelrohre als auch der Flansch bzw. die Kühlstrecke als drucktragende Wandung anzusehen sind. Sowohl das Grundmaterial (Mantelrohr, Flansch) als auch die Fertigung (Schweißen, Verpressen, Biegen) bieten Fehlermöglichkeiten, die bei Einhaltung der Norm nahezu ausgeschlossen werden können.

Das Mantelrohr selbst kann überhitzen. Insbesondere bei den ungeregelten Stufen ist aufgrund der spezifischen Heizleistung bei zu geringer Dampfbeaufschlagung mit entsprechend hoher Wandtemperatur des Mantelrohres zu rechnen. Dies stellt insbesondere bei Teillastfällen ein Problem dar. Häufig

verwendete Stahlsorten (1.4401, 1.4876) neigen bei hohen Temperaturen zu Chromkarbidausscheidung. Um Schäden durch Überhitzung zu vermeiden, bieten sich verschiedene Möglichkeiten an:

- Mindestdurchströmung
- Regelung der Heizleistung
- Begrenzung der spezifischen Heizleistung der Heizstäbe
- Wahl eines geeigneten Werkstoffes

Am allerwichtigsten ist jedoch die wärmetechnische und strömungstechnische Betrachtung der Teillastfälle, um das Risiko von Überhitzung zu bewerten.

Stets in Betracht zu ziehen sind auch Schäden durch Korrosion des Mantelrohres. Als Ursache für die Korrosion kann das Medium Dampf mit seinen Begleitstoffen in Frage kommen. Auch die Reinheit bei der Montage kann eine Ursache für Korrosion (z. B. Lochfraß) sein.

6. Zusammenfassung

Elektrisch beheizte Dampferzeuger erleben derzeit einen Boom. Grundlage für die Herstellung elektrischer Dampferzeuger sind die Druckgeräterichtlinie [4] und die DIN EN 12953 [3]. Da die Norm in Hinblick auf elektrische Dampferzeuger noch Lücken aufweist, sind diese zu betrachten und entsprechend den Anforderungen der Druckgeräterichtlinie zu schließen.

Insbesondere die Wasserchemie und Dampfreinheit spielen eine große Rolle, um Schäden im Betrieb zu vermeiden.

Darüber hinaus ist den Überhitzern entsprechend Aufmerksamkeit zu widmen. Heizleistung, Materialwahl und Strömungstechnik sind aufeinander abzustimmen, um die Integrität der Überhitzer dauerhaft zu erhalten.

7. Quellen

[1] Richtlinie 2014/68/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Druckgeräten auf dem Markt.

[2] Guidelines related to the Pressure Equipment Directive 2014/68/EU (PED) Version 6.0.

[3] DIN EN 12953 (2026) Großwasserraumkessel.

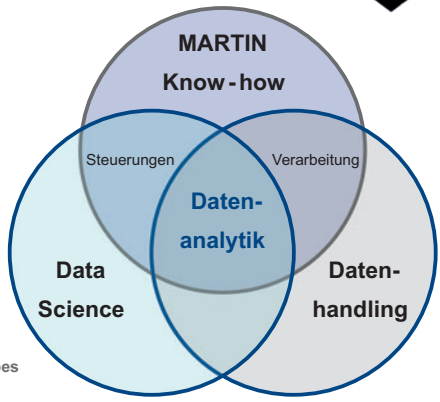
[4] Bibow A., Birkeneder F.: *Sattdampfreinheit bei Umlaufkesseln*; Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2023.

MARTIN .digital

MARTIN.DataAgent

Datengetriebene Lösungen: MARTIN Know-how trifft auf digitale Innovation

- **WERTSCHÖPFUNG AUS DATEN**
  Einfacher Zugriff auf standardisierte und kuratierte Daten
- **SICHERHEITSKONZEPT**
  Mehrschichtiges Sicherheitskonzept, DSGVO-konform, EU-basierte Cloud – digitale Souveränität
- **LEISTUNGSBERICHTE**
  Klare Leistungsübersicht mit smarten KPIs und verwertbaren Erkenntnissen
- **ONLINE-STOFFSTROMANALYSE**
  MARTIN Know-how bezüglich Überwachung und Bewertung des laufenden Betriebes



MARTIN.MSA

Optimieren Sie Ihren Abfallstrom: smartere Betriebsführung – optimierte Leistung



- **ABFALLVOLUMEN**
  Genaue Messung für die Planung und Berichterstellung
- **EFFIZIENTE BESCHICKUNG**
  Datengetriebene Erkenntnisse zum Beschickungsprozess
- **MÜLLSTROMÜBERWACHUNG**
  Frühzeitige Erkennung von großen Teilen, Verstopfungen und Müllrutschern
- **SCHURRENHISTORIE**
  Visuelle Protokollierung für die Leistungsbeurteilung & Störungsbehebung



www.martingmbh.de

Experimentelle Untersuchung der NO_x-Emissionen in gedrallten Erdgas-Wasserstoff-Diffusionsflammen

Agnes Lindmüller, Roman Weber, Marco Mancini, Vishnuvardhan Naidu Tanga und Michael Olbricht

1. Einleitung 199

2. Experimentelle Methoden 201

2.1. Brennkammer und Brenner 201

2.2. Messdatenerfassung 202

2.3. Brennstoffzusammensetzung 202

2.4. Untersuchte Parameter 203

3. Experimentelle Ergebnisse – NO_x-Emissionen 204

3.1. Normierung 204

3.2. NO_x von Erdgas/Wasserstoffflammen abhängig vom Verbrennungsluftverhältnis 205

3.3. NO_x von Erdgas/Wasserstoffflammen abhängig vom Drall in der Brennluft 206

4. Zusammenfassung und Ausblick 207

5. Quellen 207

1. Einleitung

Im Zuge der Klimakrise haben sich Nationen weltweit verpflichtet, Emissionen von Kohlenstoffdioxid zu mindern, um die globale Erwärmung einzugrenzen [1] [2]. Um Emissionen zu senken, müssen Prozesse, bei denen aktuell fossile Energieträger wie Erdgas verbrannt werden, umgestellt werden auf klimafreundliche Technologien. Als kohlenstofffreier Brennstoff wird u. a. auf Wasserstoff oder, in

der Übergangszeit, auf Mischungen aus Erdgas und Wasserstoff gesetzt [3] [4]. Anwendungsbeispiele sind Gasturbinenkraftwerke und industrielle Hochtemperaturanwendungen [5] [6].

Bei der Wasserstoffverbrennung entsteht kein Kohlenstoffdioxid, dafür aber, aufgrund der höheren Verbrennungstemperatur, mehr thermische Stickoxide als bei Erdgasverbrennung. Stickoxide (NO und NO_2, zusammen NO_x) sind schädlich für Umwelt und Gesundheit, deshalb müssen gesetzliche Grenzwerte eingehalten werden. Um bestehende, mit Erdgas betriebene, Anlagen auf den Betrieb mit Wasserstoff umzustellen, ist es essentiell zu wissen, wie sich der Brennstoffwechsel auf die Stickoxidemissionen auswirkt.

Ziel der vorliegenden Untersuchungen ist es, zu verstehen, wie sich der Brennstoffwechsel sowie die Parameter Verbrennungsluftverhältnis und Drall auf die Stickoxidemissionen auswirken. Im Fokus steht dabei die Nachrüstung (*Retrofitting*) bestehender Anlagen, bei der Erdgas teilweise oder vollständig durch Wasserstoff ersetzt wird, ohne Änderungen an der Brennerkonstruktion oder zusätzliche Maßnahmen zur NO_x-Minderung vorzunehmen. Die Daten können als Validierungsgrundlage für CFD-Simulationen und chemische Reaktionsmechanismen genutzt werden. Die in diesem Beitrag vorgestellten Ergebnisse wurden bereits ausführlich in [7] veröffentlicht. Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse in komprimierter Form zusammengefasst und diskutiert.

2. Experimentelle Methoden

2.1. Brennkammer und Brenner

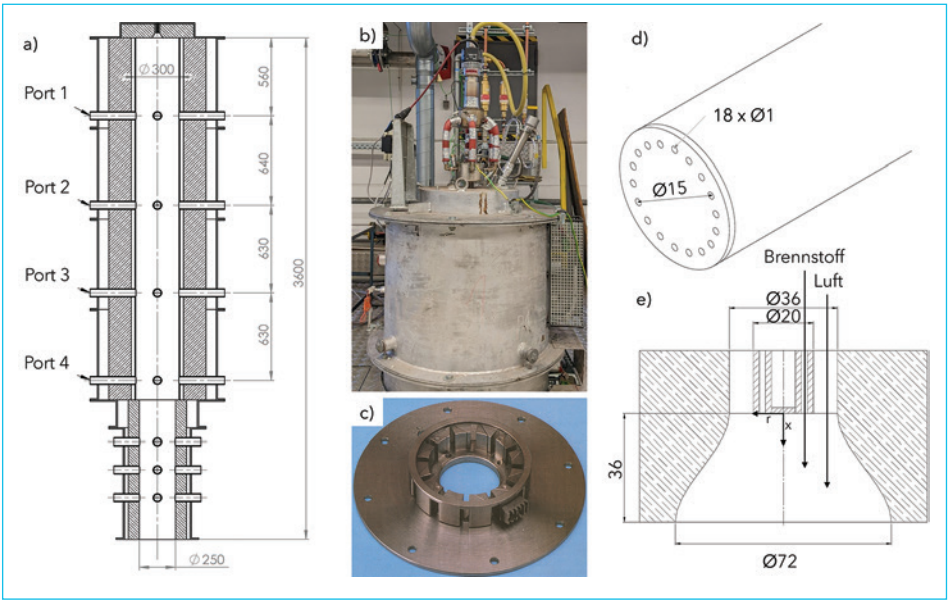


Abb. 1: Versuchsstand: a) Schnittansicht des Reaktors mit Messports b) Ofenoberseite mit Luftvorwärmer und Drallerzeuger c) Drallerzeuger d) Brennstofflanze e) Brennerquarl

Der in Abbildung 1 gezeigte Reaktor besteht aus einer vertikalen, mit Keramik ausgekleideten, Brennkammer mit einem Durchmesser von 300 mm und einem Brenner auf deren Oberseite, der senkrecht nach unten feuert. In vier Messports werden mit Messlanzen die Temperatur und Zusammensetzung des Abgases gemessen. Der Brennstoff wird durch 18, auf einem Kreisring mit 15 mm Durchmesser gleichmäßig angeordneten, 1 mm Bohrungen in der Brennstofflanze in die Brennkammer eingedüst. Die Brennstoffkomponenten Erdgas und Wasserstoff werden weit vorstromig des Brenners gemischt, sodass am Austritt aus der Brennstofflanze eine homogene Mischung vorliegt. In der Brennkammer herrscht atmosphärischer Druck. Stromabwärts der Brennstofflanze befindet sich ein Quarl im Brennerstein. Die Form des Quarls wird durch folgendes Polynom beschrieben: $r(x) = 18 + 0.041664\ x^2 - 0.0007716\ x^3$ (x und r in mm).

Die Brennluft wird elektrisch vorgewärmt und kann variabel mit Drall beaufschlagt werden. Sie strömt durch das Heizelement, den beweglichen Block-Drallerzeuger [8] und wird schließlich durch den Ringspalt außerhalb der Brennstofflanze in die Brennkammer geleitet.

2.2. Messdatenerfassung

Die Abgastemperatur wird mit einem Absaugpyrometer gemessen. Das Pyrometer besteht aus einem Typ S Thermoelement, das sich in einem Keramikrohr befindet. Durch das Keramikrohr wird Abgas angesaugt und am Thermoelement vorbeigeleitet. Die Keramik schirmt das Thermoelement gegen Strahlung der Flamme und der Brennkammerwände ab, sodass es nur konvektiv erwärmt wird und so möglichst genau die Gastemperatur misst.

Um die Abgaszusammensetzung zu messen, wird mit einer Sonde Abgas angesaugt, das enthaltene Wasser auskondensiert und das trockene Abgas zu Gasanalysatoren geleitet. Im trockenen Abgas werden die Komponenten O_2, CO, CO_2, NO und NO_2 gemessen. Die Sauerstoffkonzentration wird mit einem paramagnetischen Sensor gemessen, CO und CO_2 mit einem nicht-dispersiven Infrarotsensor und NO und NO_2 mit einem Ultraviolett-Photometer. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht über die verwendete Messtechnik mitsamt Messunsicherheiten.

Tab. 1: Messgeräte; relativer Messfehler angegeben als prozentualer Anteil des Messwerts (*Reading* Rd) und/oder des Skalenendwerts (*Full Scale* FS)

Messgröße	**Messgerät**	**Messfehler**
Massenstrom Erdgas	Bronkhorst F-103E-PGD-44-V (Messgerät) Bronkhorst F-004AC-LUU-44-V (Regler)	±1 % FS
Massenstrom Wasserstoff	Bronkhorst F-112AC-M20-VGD-05-V (Messgerät) Bronkhorst F-001AI-IIU-50-V (Massenstrom-Regler)	±0,5 % Rd+ ±0,1 % FS
Lufttemperatur	Thermoelement Typ K	±1,5 K
Brennstoff-zusammensetzung	Emerson 700XA Gaschromatograph	±0,1 % Rd
O_2	ABB Magnos 106 (paramagnetischer Sensor)	±0,5 % FS
CO und CO_2	ABB Uras 14 (nicht-dispersiver Infrarotsensor)	±0,5 % FS
NO und NO_2	ABB Limas 21 (Ultraviolett-Photometer)	±0,5 % FS
Abgastemperatur	Absaugpyrometer mit Typ S Thermoelement	±10 K

2.3. Brennstoffzusammensetzung

Als Brennstoff werden Erdgas/Wasserstoff-Mischungen im Bereich von reinem Erdgas bis zu 100 % Wasserstoff betrachtet. Das Erdgas besteht aus 87,9 % Methan, 10,2 % Stickstoff, 1,3 % Ethan, 0.5 % Kohlenstoffdioxid und 0,1 % höherwertigen Kohlenwasserstoffen. Der Fokus liegt auf Brennstoffen mit hohem Wasserstoffgehalt, da in diesem Bereich der höchste Einfluss auf die Stickoxid-

emissionen vorliegt. Der Wasserstoffanteil wird als Energieanteil H_2EF (Hydrogen Energy Fraction) angegeben. Diese Angabe wird gewählt, da der Energieanteil direkt der Einsparung von CO_2-Emissionen entspricht (Abbildung 2).

$$H_2EF = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{i,H_2}}{\dot{m}_{H_2} \cdot H_{i,H_2} + \dot{m}_{EG} \cdot H_{i,EG}} \tag{1}$$

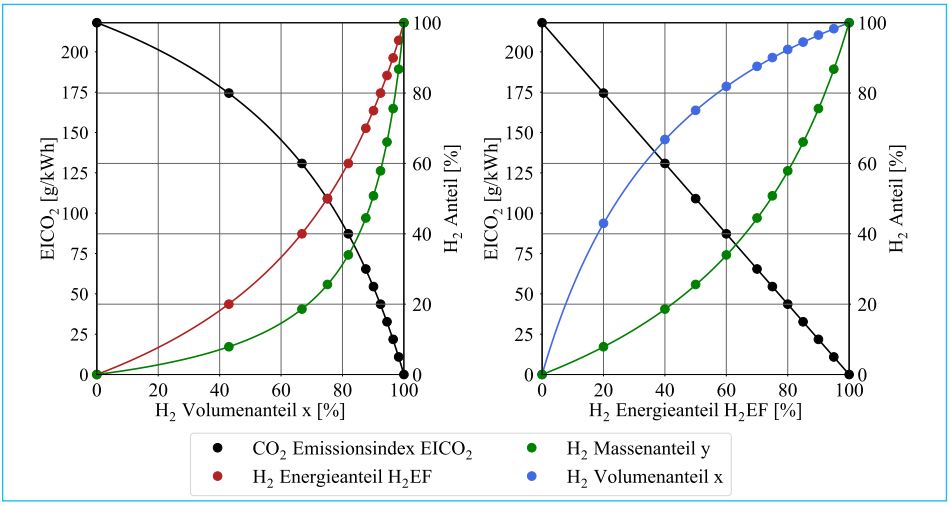


Abb. 2: CO_2-Emissionen von Erdgas/Wasserstoff-Mischflammen bezogen auf den Wasserstoffanteil im Brennstoff. Links: Wasserstoff-Volumenanteil x, rechts: Wasserstoff-Energieanteil H_2EF.

2.4. Untersuchte Parameter

Neben dem Wasserstoffanteil im Brennstoff werden das Luftverhältnis λ und die Drallzahl S in der Brennluft variiert. Die Leistung wird konstant bei 14 kW gehalten. Damit bildet das Versuchsprogramm eine typische industrielle Aufgabenstellung nach, bei der eine mit Erdgas betriebene Anlage auf Wasserstoffbetrieb umgerüstet wird, ohne Änderungen am Brennstoffversorgungssystem vorzunehmen.

Das Luftüberschussverhältnis wird aus der im trockenen Abgas gemessenen Sauerstoffkonzentration berechnet. Dabei stehen l_{air} und $l_{air,min}$ für die tatsächliche bzw. minimalste Menge trockener Luft pro kmol Brennstoff, während $V_{dry,min}$ die Mindestmenge trockener Verbrennungsprodukte pro kmol Brennstoff angibt.

$$\lambda = \frac{l_{air}}{l_{air,min}} = \frac{V_{dry,min} \cdot [O_2]}{l_{air,min} \cdot (0{,}21 - [O_2]) + 1} \tag{2}$$

Die Drallzahl ist definiert als das Verhältnis der axialen Komponente des Drehimpulsstroms zum axialen Impulsstrom, multipliziert mit dem Außenradius des Ringspalts [9] [10]. Dabei sind r_1 = 9,81 mm der Innenradius und r_2 = 18 mm der Außenradius des Ringspalts, in dem die Brennluft strömt.

$$S = \frac{\int_{r_1}^{r_2} \rho \cdot W(r) \cdot U(r) \cdot r^2 dr}{r_2 \cdot \int_{r_1}^{r_2} \rho \cdot U^2(r) \cdot r \, dr} \tag{3}$$

3. Experimentelle Ergebnisse – NO_x-Emissionen

Alle gezeigten Messdaten sind in Port 2 in der Brennkammermitte aufgenommen. Während in Port 1 noch eine radiale Variation der Abgaszusammensetzung zu verzeichnen ist, sind in Port 2 alle Messdatenprofile flach und die Abgaszusammensetzung ändert sich nicht mehr zu Port 3 und Port 4. Es wird die Summe der NO und NO_2-Emissionen als NO_x gezeigt. Der NO_2-Anteil lag bei allen Messungen unter 5 % der gesamten NO_x-Emissionen.

3.1. Normierung

Die NO_x-Emissionen werden im trockenen Abgas in Parts per Million (ppm) gemessen. Gemäß der 13. BImSchV [11] werden NO_x-Emissionen, je nach Anwendungsbereich, auf einen bestimmten Sauerstoffgehalt im trockenen Abgas normiert und in mg NO_2/m^3 angegeben. Hier wird exemplarisch die Rechnung für einen Bezugssauerstoffgehalt von 15 % (Wert für Gasturbinenanlagen) gezeigt. Dabei ist M_{NO_2} = 46 kg/kmol die molare Masse von Stickstoffdioxid und V_{st} = 22,4 m^3/kmol das Molvolumen unter Standardbedingungen.

$$[NO_x]_{15\%O_2} = [NO_x] \cdot \frac{0{,}21 - 0{,}15}{0{,}21 - [O_2]} \cdot \frac{M_{NO_2}}{V_{st}} \tag{4}$$

Diese Normierungsmethode ist jedoch nur für den Vergleich von Flammen desselben Brennstoffs geeignet. Für den Vergleich von Emissionen aus Flammen mit unterschiedlichen Brennstoffmischungen wird die Verwendung des Emissionsindex $EINO_x$ [mg/kWh] empfohlen [12] [13], da die Emissionen so auf die thermische Leistung des eingesetzten Brennstoffs bezogen werden. Der Emissionsindex wird aus dem Messwert [NO_x] in ppm berechnet als:

$$EINO_X = [NO_x] \cdot \frac{V_{dry}}{H_i} \cdot \frac{M_{NO_2}}{V_{st}} \tag{5}$$

H_i ist hier der untere Heizwert des Brennstoffs in kWh pro kg Brennstoff. In der vorliegenden Arbeit wird der Emissionsindex zur Diskussion der Messergebnisse verwendet. Zusätzlich sind die Messergebnisse auch in ppm und laut BImSchV auf 15 % Sauerstoff im Abgas normiert dargestellt.

3.2. NO_x von Erdgas/Wasserstoffflammen abhängig vom Verbrennungsluftverhältnis

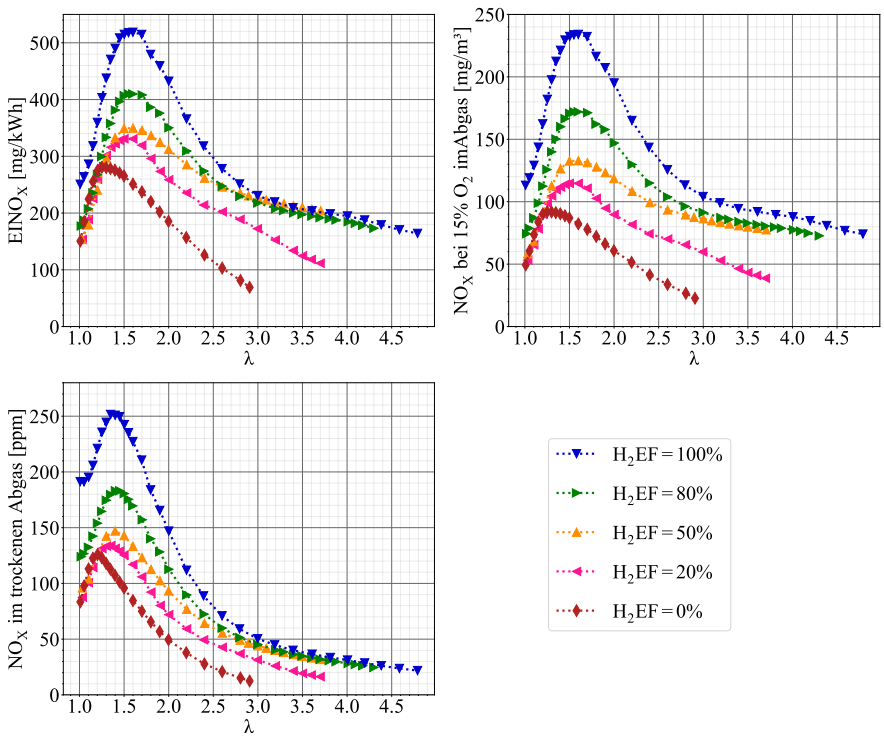


Abb. 3: NO_x-Emissionen von 14 kW Erdgas/Wasserstoff Mischflammen (S=1,0; 200 °C Luftvorwärmung) als Funktion von λ für verschiedene Brennstoffzusammensetzungen [7].

Abbildung 3 zeigt die Stickoxidemissionen von Erdgas/Wasserstoff-Mischflammen als Funktion des Verbrennungsluftverhältnisses λ. Wie erwartet, steigen die Emissionen mit dem Wasserstoffanteil im Brennstoff. Besonders stark ist der Anstieg bei $H_2EF > 50$ %. Für alle Mischungen ist ein charakteristischer Verlauf zu erkennen. Ausgehend von stöchiometrischer Verbrennung steigen die NO_x-Emissionen zunächst, bis sie ein Maximum erreichen und dann mit weiter steigendem Luftverhältnis sinken. Das Maximum liegt bei λ=1,3 für die Erdgasflammen und bei λ=1,6 für die Wasserstoff- und Mischflammen.

Dass NO_x-Emissionen mit Luftbeimischung sinken, ist allgemein bekannt und lässt sich mit dem Herabsetzen der Verbrennungstemperatur und den daraus resultierenden geringeren thermischen Stickoxidemissionen erklären. Der initiale Anstieg der Emissionen im nahe-stöchiometrischen Bereich ist weniger

bekannt, wurde aber sowohl für Erdgas- [14] als auch für Wasserstoff-Diffusionsflammen [15] bereits beobachtet. Es wird vermutet, dass der Effekt mit der geringen Sauerstoffverfügbarkeit nahe λ=1 zu tun hat.

3.3. NO_x von Erdgas/Wasserstoffflammen abhängig vom Drall in der Brennluft

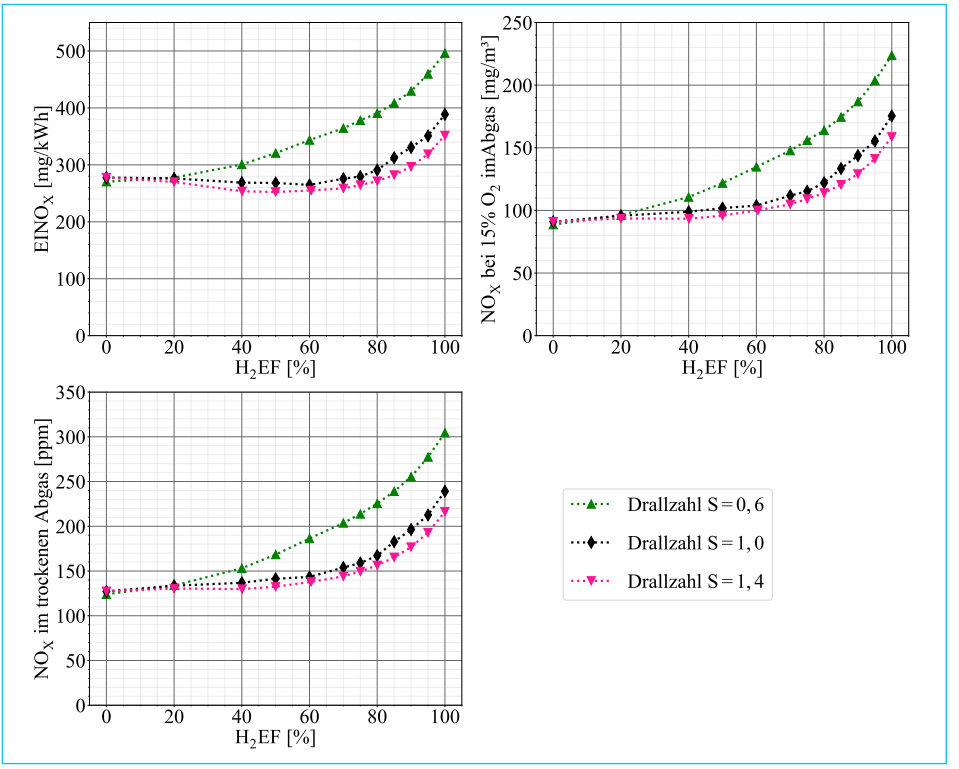


Abb. 4: NO_x-Emissionen von 14 kW Erdgas/Wasserstoff Mischflammen (λ =1,2; 200 °C Luftvorwärmung) als Funktion des Wasserstoff-Energieanteils H_2EF im Brennstoff für verschiedene Drallzahlen in der Brennluft [7].

Abbildung 4 zeigt die Stickoxidemissionen von Erdgas/Wasserstoff-Mischflammen als Funktion des Wasserstoffanteils im Brennstoff für verschiedene Drallzahlen in der Brennluft. Für S=1,0 und S=1,4 sind die Emissionen recht konstant von der reinen Erdgasflamme bis zu $H_2EF \approx 70$ %. Dies deckt sich mit der Beobachtung aus Abbildung 3, dass die Emissionen besonders stark bei hohen Wasserstoffanteilen im Brennstoff steigen. Insgesamt sind die NO_x-Emissionen bei S=1,4 etwas geringer als bei S=1, aber die Unterschiede sind klein. Die Emissionen bei S=0,6 entsprechen für $H_2EF \leq 20$ % denen der Flammen mit höheren Drallzahlen. Ab $H_2EF = 40$ % steigen die Emissionen hier deutlich stärker.

Der Einfluss des Dralls auf die Stickoxidemissionen ist in der Literatur deutlich weniger eindeutig als der des Verbrennungsluftverhältnisses. Da der Drall u. a. auch die Flammenform verändern kann, wurden in unterschiedlichen Konfigurationen sowohl zu- als auch abnehmende Emissionen mit Steigerung des Dralls beobachtet [16]. Wenn die Emissionen mit steigendem Drall sinken, wird das generell erklärt mit stärkerer Lufteinmischung und folglich sinkender Verbrennungstemperatur [17] [18].

4. Zusammenfassung und Ausblick

Ein experimenteller Datensatz wird gezeigt, der zum besseren Verständnis der NO_x-Emissionen bei der teilweisen und vollständigen Substitution von Erdgas durch Wasserstoff in drallstabilisierten Flammen beiträgt. Der Einfluss des Wasserstoffanteils im Brennstoff, des Verbrennungsluftverhältnisses und des Dralls in der Brennluft auf die Stickoxidemissionen wird quantifiziert.

Die Messungen zeigen, dass die NO_x-Emissionen von Erdgas/Wasserstoff-Mischflammen ab einem Wasserstoff-Energieanteil von mehr als 50 % (entsprechend etwa 75 % Volumenanteil) deutlich ansteigen. Bei reinen Wasserstoffflammen liegt der NO_x-Emissionsindex [mg/kWh] um den Faktor 1,2 bis 3 höher als bei reinen Erdgasflammen.

Neben dem Wasserstoffanteil hat insbesondere das Luftüberschussverhältnis einen großen Einfluss auf die NO_x-Emissionen. Die höchsten Emissionen treten bei λ=1,3 bis 1,6 auf, wobei der genaue Bereich vom eingesetzten Brennstoff abhängt. Sowohl bei fetteren als auch bei magereren Bedingungen fallen die Emissionen geringer aus. Mit steigendem Drall in der Brennluft sinken die gemessenen Stickoxidemissionen.

Der vorliegende Datensatz bietet eine Grundlage für zukünftige Untersuchungen zur Validierung von CFD-Modellen und zur Bewertung ihrer Fähigkeit, die experimentell beobachteten Emissionstrends zuverlässig vorherzusagen.

5. Quellen

[1] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), *The Paris* Agreement, 2015.

[2] *Verordnung (EU) 2021/1119 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Juni 2021 zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz)*, vol. 243. 2021. Accessed: Apr. 24, 2026: http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj (Stand: 10.06.2026).

[3] *Communication from the Comission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Comittee and the Comittee of the Regions: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. 2020: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52020DC0301 (Stand: 24.04.2026).

[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*, 2023.

[5] Deutsche Energie-Agentur GmbH (Ed.), *dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität*, 2021: https://www.dena.de/PUBLIKATION507 (Stand: 10.06.2026).

[6] B. M. Webb et al., *Second Edition: Assessment of Current Capabilities and Near-Term Availability of Hydrogen-Fired Gas Turbines Considering a Low-Carbon Future*, presented at the ASME Turbo Expo 2023: Turbomachinery Technical Conference and Exposition, American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, Sep. 2023. doi: 10.1115/GT2023-103962.

[7] A. Lindmüller, R. Weber, M. Mancini, V. N. Tanga, and M. Olbricht, *Comprehensive experimental assessment of NO_X emissions in swirling diffusion flames of natural gas-hydrogen blends*, Int. J. Hydrog. Energy, vol. 188, p. 152057, Nov. 2025, doi: 10.1016/j.ijhydene.2025.152057.

[8] R. Weber and M. Mancini, *On scaling and mathematical modelling of large scale industrial flames*, J. Energy Inst., vol. 93, no. 1, pp. 43–51, Feb. 2020, doi: 10.1016/j.joei.2019.04.010.

[9] G. Vignat, D. Durox, and S. Candel, *The suitability of different swirl number definitions for describing swirl flows: Accurate, common and (over-) simplified formulations*, Prog. Energy Combust. Sci., vol. 89, p. 100969, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.pecs.2021.100969.

[10] R. Weber and J. Dugué, *Combustion accelerated swirling flows in high confinements*, Prog. Energy Combust. Sci., vol. Volume 18, no. Issue 4, 1992, doi: https://doi.org/10.1016/0360-1285(92)90005-L.

[11] *Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs-, Gasturbinen- und Verbrennungsmotoranlagen – 13. BImSchV)*.

[12] N. Garan, S. Dybe, C. O. Paschereit, and N. Djordjevic, *Consistent emission correction factors applicable to novel energy carriers and conversion concepts*, Fuel, vol. 341, p. 127658, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.fuel.2023.127658.

[13] N. Schmitz, L. Sankowski, E. Busson, T. Echterhof, and H. Pfeifer, *NO_X Emission Limits in a Fuel-Flexible and Defossilized Industry—Quo Vadis?*, Energies, vol. 16, no. 15, p. 5663, Jul. 2023, doi: 10.3390/en16155663.

[14] A. Sayre, N. Lallemant, J. Dugué, and R. Weber, *Scaling Characteristics of the Aerodynamics and Low NO_X Properties of Industrial Natural Gas Burners, The Scaling 400 Study, Part IV: The 300 kW BERL Test Results*, International Flame Research Foundation, GRI Report GRI-94/0186, 1994.

[15] G. Lopez-Ruiz, I. Alava, I. Urresti, J. M. Blanco, and B. Naud, *Experimental and numerical study of NO_X formation in a domestic H2/air coaxial burner at low Reynolds number*, Energy, vol. 221, p. 119768, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.119768.

[16] S. C. Hill and L. Douglas Smoot, *Modeling of nitrogen oxides formation and destruction in combustion systems*, Prog. Energy Combust. Sci., vol. 26, no. 4, pp. 417–458, Aug. 2000, doi: 10.1016/S0360-1285(00)00011-3.

[17] P. Schmittel, B. Günther, B. Lenze, W. Leuckel, and H. Bockhorn, *Turbulent swirling flames: Experimental investigation of the flow field and formation of nitrogen oxide*, Proc. Combust. Inst., vol. 28, no. 1, pp. 303-309, Jan. 2000, doi: 10.1016/S0082-0784(00)80224-6.

[18] J. Choi, M. Ahn, S. Kwak, J. G. Lee, and Y. Yoon, *Flame structure and NO_X emission characteristics in a single hydrogen combustor*, Int. J. Hydrog. Energy, vol. 47, no. 68, pp. 29542–29553, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.247.

Innovative Brennstoffumstellung zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele in der Papierindustrie

Henning Wieschemeyer

1. Die deutsche Papierindustrie 209

2. CO_2-Emissionen in der Papierindustrie 210

3. Transformation zur Klimaneutralität 210

4. Zukunftsweisende Lösung für die Papierindustrie 210

5. Prozessbeschreibung in Anlehnung an das Patent EP 3 926 150 A1 der Koehler Renewable Energy GmbH 211

6. Ausgangssituation und Ziele des Projektes 212

7. Motivation und Beweggründe des Industriekunden zur Umsetzung der Maßnahme 212

1. Die deutsche Papierindustrie

Mit einer Jahresproduktion von 23 Millionen Tonnen Papier, Karton und Pappe ist die deutsche Papierindustrie europaweit Spitzenreiter und belegt im weltweiten Produktionsranking den vierten Rang hinter den deutlich größeren Volkswirtschaften der USA, Chinas und Japans.

Die Branche ist energie-, rohstoff- und kapitalintensiv und hat einen jährlichen Umsatz von etwa 15 Milliarden Euro. Aktuell arbeiten in der Papierindustrie über 40.000 Mitarbeiter in ca. 170 Unternehmen. Die Branche gliedert sich in verschiedene Segmente: grafische Papiere (z. B. Druck- und Schreibpapier), Verpackungspapiere (z. B. Karton, Wellpappe), Hygienepapiere (z. B. Toilettenpapier), Spezialpapiere (z. B. Filterpapier). Über 75 % des in Deutschland produzierten Papiers basiert auf Altpapier.

Über 40 % der Produktion wird exportiert, vor allem innerhalb Europas. Wichtigste Abnehmer sind: Verpackungs-, Lebensmittel-, Pharma- und Hygienesektor.

2. CO_2-Emissionen in der Papierindustrie

Die Papierindustrie gehört zu den sechs energieintensivsten Industrien in Deutschland. Der Energieverbrauch der deutschen Papierproduktion lag 2023 bei ca. 52 Terrawattstunden und ging mit rund 9,8 Millionen Tonnen an fossilen CO_2-Emissionen einher.

Der hohe Energiebedarf macht die Branche anfällig für Preissteigerungen, wobei die Energiekosten durchschnittlich 10 % des Umsatzes der Papierindustrie ausmachen. Die Entwicklung politischer Rahmenbedingungen im Energiebereich sind für die Branche besonders entscheidend.

3. Transformation zur Klimaneutralität

Die Papierindustrie legt zunehmend Wert auf eine nachhaltige Produktion und den Einsatz von recycelten Materialien, um auf die wachsenden Umweltanforderungen zu reagieren.

Mit einer Reduktion der Treibhausgase je Tonne Papier um 43 % gegenüber 1995 kann die Branche bereits einen beachtlichen Erfolg vorweisen. Die klimafreundliche Transformation gestaltet sich für jede Papierfabrik individuell, da der Umstieg von fossilen Energieträgern auf klimafreundliche Alternativen mit unterschiedlichen Herausforderungen verbunden ist.

Heute werden in Papierfabriken typischerweise fossile Brennstoffe wie Kohle, Erdgas und Heizöl eingesetzt.

Der Kohleausstieg bis 2038 führt dazu, dass die meisten kohlebasierten Energieerzeugungsanlagen in den kommenden Jahren zwangsläufig ersetzt werden müssen.

4. Zukunftsweisende Lösung für die Papierindustrie

Eine innovative Lösung stellt ein patentiertes Verfahren zur Umstellung der nachhaltigen Strom- und Prozessdampferzeugung durch die Verwendung von Biomasse für die Papierproduktion dar.

Dabei kommt der nachwachsende Rohstoff Holz in Form von pulverfein gemahlenem Holzstaub anstatt des fossilen Brennstoffs zum Einsatz. Im Hinblick auf Nachhaltigkeit weist Holz im Vergleich zur Braunkohle deutliche Vorteile auf. Bei der Verbrennung von Holz wird lediglich die Menge CO_2 freigesetzt, die der Baum während seines Wachstums aus der Atmosphäre aufgenommen hat.

Die Umstellung auf Holzstaub ist vor allem bei bestehenden Braunkohlestaubfeuerungen technisch und wirtschaftlich sinnvoll, da beide Brennstoffe ähnliche Verbrennungsprozesse und Anlagen erfordern.

Die Brennstoffumstellung auf Holzstaub kann im Vergleich zur Errichtung neuer Biomassefeuerungsanlagen minimalinvasiv und mit geringen Zusatzinvestitionen erfolgen. Der Holzstaub wird vor Ort in einer zu errichtenden Aufbereitungsanlage erzeugt – die Anlage wird auf die Aufbereitung von Althölzern im Sinne der Altholzverordnung (AltholzV) ausgelegt. Der aufbereitete Stoffstrom wird im Idealfall in der bereits vorhandenen Anlagentechnik, d. h. Brenner, Kessel nebst Peripherie, eingesetzt. Geringfügige Investitionen sind zum Beispiel die Anpassung etwaiger vorhandener Silos, sodass dort auch Holzstaub gelagert werden kann.

5. Prozessbeschreibung in Anlehnung an das Patent EP 3 926 150 A1 der Koehler Renewable Energy GmbH

Im Folgenden wird das patentierte Verfahren der Koehler Renewable Energy GmbH mit der Patentnummer EP 3 926 150 A1 vereinfacht beschrieben. Die Unternehmen Koehler Renewable Energy GmbH und Iqony Solutions GmbH kooperieren bei der Vermarktung des patentierten Verfahrens.

Zunächst wird die angelieferte Biomasse in einem Lager mit Schubboden zwischengelagert. Diese Lagerform gewährleistet eine kontinuierliche und gleichmäßige Beschickung des nachfolgenden Trocknungsprozesses. Im thermischen Trockner wird die feuchte Biomasse mittels eines Wärmemediums, vorwiegend Dampf, getrocknet. Das während dieses Vorgangs entstehende Wasser wird gezielt aus dem Prozess entfernt, um einen höheren Energiegehalt des Brennmaterials zu erreichen und eine bessere Verbrennung sicherzustellen.

Nach der Trocknung erfolgt die Zerkleinerung der Biomasse in einer Mühle, wodurch das Material eine geeignete Korngröße für die Weiterverarbeitung und Verbrennung erhält. Anschließend sorgt eine Sieb-Trennung dafür, dass feine und grobe Bestandteile separiert werden. Überkorn, also zu große Stücke, werden wieder in den Prozess zurückgeführt und erneut zerkleinert. So wird ein gleichmäßig feines Material bereitgestellt.

Das aufbereitete Material gelangt nun in ein Zwischenlager, meist ein Silo, von wo aus die Biomasse bedarfsgerecht zur Verbrennung entnommen wird. Der abschließende Schritt ist die eigentliche Energieerzeugung: In einem Brenner oder Kessel wird die vorbereitete Biomasse effizient und kontrolliert verbrannt. Zur Einbindung dieses Prozesses in bestehende Anlagen sind gegebenenfalls Umbaumaßnahmen an Beschickung, Feuerung und Kessel notwendig (Abbildung 1).

Durch diese stufenweise Aufbereitung und Verbrennung wird eine effiziente und nachhaltige Nutzung von Biomasse als regenerativem Energieträger ermöglicht. Der Prozess gewährleistet eine gleichbleibend hohe Brennstoffqualität und trägt dazu bei, die Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit bei der Energieproduktion aus nachwachsenden Rohstoffen zu verbessern.

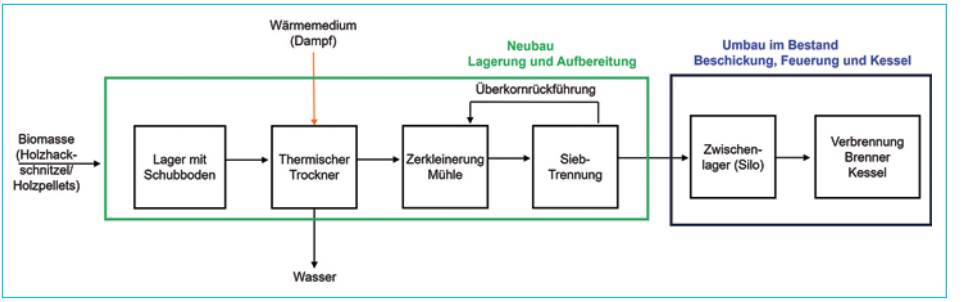


Abb. 1: Schematische Darstellung des Prozesses der Brennstoffaufbereitung und -bereitstellung

6. Ausgangssituation und Ziele des Projektes

Die Energieerzeugungsanlage eines Papierherstellers wird derzeit mit Braunkohlestaub (BKS) befeuert.

Aufgrund von Kundenanforderungen des Papierherstellers und zur Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit entschied sich der Papierhersteller, die BKS-Feuerung abzulösen und auf Brennstoffe mit einem geringeren CO_2-Fußabdruck umzusteigen. Mit dem Projekt plant der Papierhersteller einen Großteil seines Dampfbedarfs zu dekarbonisieren.

Der Papierhersteller beabsichtigt für die Planung, Errichtung, Finanzierung und die Betriebsführung der Anlage einen Contractor zu beauftragen.

Zentrale Bedingung des Projekts ist die Wirtschaftlichkeit der Energieerzeugungsanlage, d. h. die Gesamtkosten vor Errichtung und Betrieb der Anlage, müssen geringer sein als nach Errichtung und Betrieb der Anlage.

7. Motivation und Beweggründe des Industriekunden zur Umsetzung der Maßnahme

Die Lösung bietet zahlreiche Vorteile, die sich sowohl in wirtschaftlichen, ökologischen als auch betrieblichen Aspekten niederschlagen.

Zunächst sorgt das Verfahren für ein hohes Maß an Sicherheit, da es auf bewährte und zuverlässige Technologien sowie die Zusammenarbeit mit vertrauenswürdigen Partnern setzt. Die Verfügbarkeit und Produktionssicherheit werden dabei durch Redundanzsysteme in den Anlagen zusätzlich abgesichert.

In wirtschaftlicher Hinsicht stellen A1- und A2-Holzfraktionen eine besonders kosteneffiziente Brennstoffvariante im Vergleich zu anderen Alternativen dar. Der gezielte Einsatz von Biomasse leistet einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz.

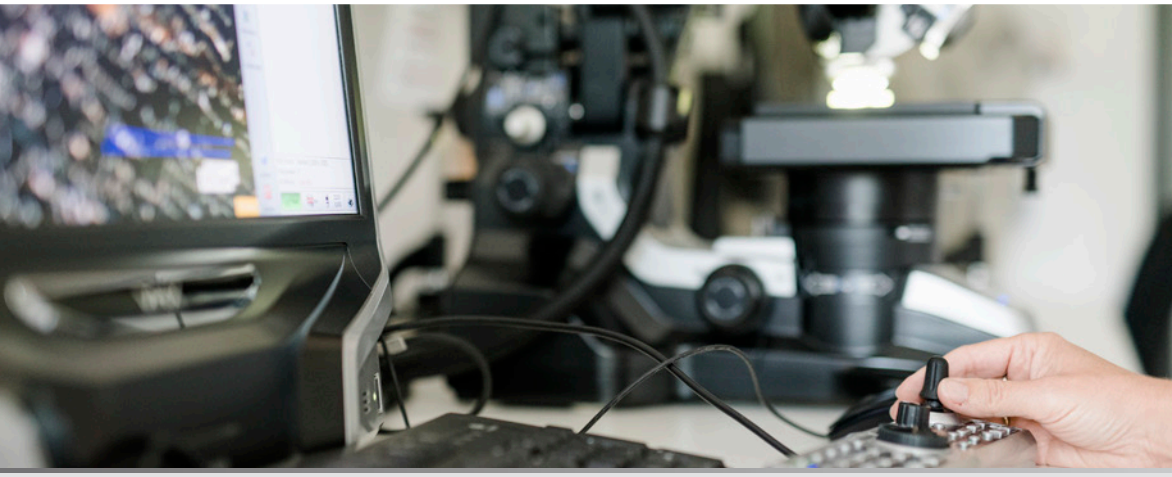
Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist die Senkung der Kosten für die Energieerzeugung, was das Verfahren auch langfristig attraktiv macht. Die flexible Brennstoffversorgung wird durch Partnerschaften mit zuverlässigen Lieferanten sowie durch eigene Logistiklösungen unterstützt. Bemerkenswert ist zudem, dass das Verfahren auch kleinere Fraktionen verarbeiten kann, die für Wirbelschicht- oder Rostfeuerungen ansonsten ungeeignet wären. Dadurch stehen diese Fraktionen nicht in direkter Konkurrenz zu klassischen A1- und A2-Altholzfraktionen, was die Versorgungssicherheit verbessert und eine größere Bandbreite bei der Brennstoffauswahl ermöglicht.

Abschließend überzeugt das Verfahren durch geringe Investitions- und Betriebskosten, wodurch es nicht nur umweltfreundlich, sondern auch wirtschaftlich nachhaltig und zukunftssicher gestaltet ist.

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern







www.CheMin.de

CheMin®

Pyrolyse/Vergasung

POWER
Service Solutions

TRUSTED PARTNER

FOR 360° POWER SERVICE SOLUTIONS



Power Service Solutions, als Nachfolger der Mitsubishi Power Europe GmbH, ist ein führender Technologie- und Servicedienstleister für innovative, umweltfreundliche Energielösungen.

Unser Schwerpunkt liegt auf Energieerzeugung, Industrieanlagen sowie Waste-to-Energy-Systemen. Wir bieten maßgeschneiderte Lösungen zur Dekarbonisierung in den Bereichen Feuerungstechnik, Kesselanlagen, Wartungskonzepte sowie der Modernisierung und Erweiterung bestehender Systeme.

Scan for
CONTACT DETAILS

https://power-service-solutions.com

Integriertes System zur Energiegewinnung durch Pyrolyse und Vergasung von gemischten Abfällen und Klärschlamm

Martin Hefele, Felix Öffner, Ralph Behrend und Hartmut Krause

1. Einleitung 217
2. Anlagenkonzept 219
3. Einsatzbrennstoffe, Abfallmix und Materialform 220
4. Pyrolyseversuche im Technikumsmaßstab 221
5. Untersuchungen zum mehrstufigen Prozess im Labormaßstab 225
6. Zusammenfassung und nächste Schritte 226
7. Quellen 227

1. Einleitung

In Zeiten des globalen Klimawandels mit der Abkehr von fossilen Energieträgern gewinnen alternative Energiequellen in Europa zunehmend an Bedeutung. Demgegenüber stehen sowohl im Bereich der Biomasse als auch im Zusammenhang mit der Abfallentsorgung oder Abwasserbehandlung ein großes Potenzial an Quellen für mögliche Ersatzbrennstoffe, die aufgrund ihres geringeren oder schwankenden Energiegehalts und ihrer komplexen Zusammensetzung oft nicht effizient genutzt werden können. Die Hebung solcher Energiequellen könnte durch spezialisierte dezentrale Pyrolyse- und Vergasungsanlagen zur sauberen Überführung von festen Reststoffen und Klärschlämmen in gasförmige Energieträger erreicht werden. Das konkrete Konzept wird derzeit im Rahmen des laufenden Verbundprojektes *MAAT – Maritime Abfall- und Abwasserbeseitigungstechnologie* speziell für den Einsatz auf mittleren und großen Kreuzfahrtschiffen ausgelegt und an Land getestet. Die Kreuzfahrtbranche ist mit 37,2 Mio. Gästen weltweit in 2025, wovon allein 20,6 Mio. auf die USA und 2,8 Mio. auf Deutschland (mit ca. 1,5 Mio. Gästen allein bei AIDA Cruises in 2024 [1]) entfallen, eine enorm attraktive und stetig wachsende Branche [2] [3]. Durch

den Hotelbetrieb entstehen nach [4] allein an Feststoffmüll Mengen von bis zu 3,5 kg pro Kopf und Tag. Nach [5] sind mehr als 40 % davon nicht recyclebar, da das Material durch Lebensmittelkontakt kontaminiert ist. Dazu kommen noch Klärschlamm und Speisereste. Hochgerechnet auf ein mittelgroßes Kreuzfahrtschiff mit 3.500 Passagieren lassen sich so, mit gut 2 kg Müll pro Kopf und Tag, rund 7,3 t kontaminierter Abfall pro Tag abschätzen. In vielen Hauptreiseregionen gibt es keine adäquate landbasierte Müllinfrastruktur, wie z. B. in der Karibik [5], womit eine Abgabe in einem der Routenhäfen entfällt. Da die kontaminierten Abfallfraktionen an Bord von Schiffen in Kühlräumen gelagert werden müssen, verursacht dies einen enormen Platz- und Energiebedarf sowie hohe spezifische Kosten. Dieser Problematik wird im aktuellen Stand der Technik mit großen Müllverbrennungsöfen begegnet, die zumeist über keine Wärmerückgewinnung verfügen und hohe Abgasemissionen aufweisen.

In Tabelle 1 sind die Grenzwerte der IMO MARPOL [6] zur Müllverbrennung auf Schiffen im Vergleich zu den landbasierten Grenzwerten der EU Directive von 2010 [7] und der in Deutschland gültigen 17. BImSchV [8] dargestellt. Wie zu sehen ist, sind für die Anwendung im maritimen Umfeld, gültig außerhalb von Sondergebieten bzw. der 12-Seemeilen-Zone, die gelisteten Schadstoffmengen mit Ausnahme von CO und Staub nicht weiter reglementiert. Entsprechend wird üblicherweise von einer schadstoffspezifischen Abgasnachbehandlung an Bord von Kreuzfahrtschiffen abgesehen.

Tab. 1: Abgasemissionsgrenzwerte für Müllverbrennungsanlagen auf Schiffen und an Land

Schadstoffe im Abgas		IMO MARPOL 2014/MEPC.244(66) (auf Schiffen)	EU DIRECTIVE 2010/75/EU (an Land)	Deutschland 17. BImSchV (an Land)
		Referenzzustand nicht spezifiziert	*Referenzzustand N, tr., 11 % O_2*	*Referenzzustand N, tr., 11 % O_2*
Sauergase	Schwefeldioxid (SO_2)	-(**)	< 50 mg/m³	< 30 mg/m³
	Hydrogenchlorid (HCl)	-(**)	< 10 mg/m³	< 6 mg/m³
	Hydrogenflourid (HF)	-	< 1 mg/m³	< 0,9 mg/m³
Partikel	Gesamtstaub	Rußzahl < 3 nach Bacharach (**) oder < 1 nach Ringelmann	< 10 mg/m³	< 5 mg/m³
Organische Schadstoffe und (Schwer-) Metalle	Hg	-	< 0,05 mg/m³	< 0,01 mg/m³
	Σ Sb, As, Pb, Cr, Co, Cu, Mn, Ni, V, Sn	-	< 0,5 mg/m³ (*)	< 0,03 mg/m³ (*)
	Σ As, Benzo(a)pyren, Cd, Co, Cr	-	-	< 0,05 mg/m³ (*)
	Σ Cd + Tl	-	< 0,05 mg/m³ (*)	< 0,02 mg/m³ (*)
	PCDD / PCDF	-	< 0,1 ng/m³ (*)	< 0,06 ng/m³ (*)
	TOC	-	< 10 mg/m³	< 10 mg/m³
Stickstoffverbindungen	NO_x	-	< 400 mg/m³ (für plants ≤ 6 t/h)	< 120 mg/m³
	NH_3	-	-	< 10 mg/m³
Kohlenstoffmonoxid	CO	< 200 mg/MJ	< 50 mg/m³	< 50 mg/m³

Alle Werte = Tagesmittelwerte
(*) Diskontinuierliche Messung (Durchschnittsbeprobung)
(**) Für Anlagen > 1500 kW, Seewasserwäscher empfohlen

Ziel des Projektes MAAT ist es, einen Demonstrator zur thermischen Verwertung von festen Abfallstoffen und getrocknetem Klärschlamm sowie Speiseresten zu entwickeln, der unter Einhaltung der Grenzwerte der 17. BImSchV technisch auch in Häfen oder in Küstennähe betrieben werden könnte. Dies hätte, bezogen auf

den damit erstmals möglichen Dauerbetrieb solcher Anlagen auf Schiffen, Vorteile hinsichtlich der Prozessstabilität, der prozessbedingt besseren Abgasqualität, der Energieeffizienz und der Möglichkeit zur Verringerung der tatsächlich benötigten Anlagengröße bezogen auf den Nenndurchsatz.

2. Anlagenkonzept

Das MAAT-Konzept ist mehrstufig aufgebaut und umfasst mehrere Anlagenkomponenten sowie Prozessschritte. Der Aufbau ist in Abbildung 1 zu sehen. Das Material, in Abschnitt 3 näher spezifiziert, wird über eine Schleuse durch einen mantelbeheizten Schneckenreaktor gefördert, welcher auf bis zu 900 °C beheizt wird. Dabei werden die flüchtigen Bestandteile unter Sauerstoffabschluss (Pyrolyse) aus dem Feststoff ausgetrieben. Übrig bleibt der Pyrolysekoks, welcher in der zweiten Prozessstufe auf einem Drehrost vergast wird. Die dabei entstehende Asche wird kontinuierlich aus dem Prozess ausgeschleust, während das Vergasungsgas zusammen mit dem Pyrolysegas in einer zweistufigen Brennkammer emissionsarm nachverbrannt wird. Die im Abgas enthaltene Wärme wird zurückgewonnen und wiederum eingesetzt, um die Pyrolysestufe zu beheizen (ca. 12 %) und den Klärschlamm zu trocknen. Das heiße Rauchgas (bis 1100 °C) wird an einem nachgelagerten Rauchgaskühler zur Wärmerückgewinnung (WRG) auf unter 200 °C abgekühlt und anschließend durch Trockensorption (Natriumbikarbonat und Herdofenkoks) sowie Feinfilterung in der Abgasreinigung (AGR) von Sauergasen, Schwermetallen und organischen Schadstoffverbindungen sowie Staub befreit.

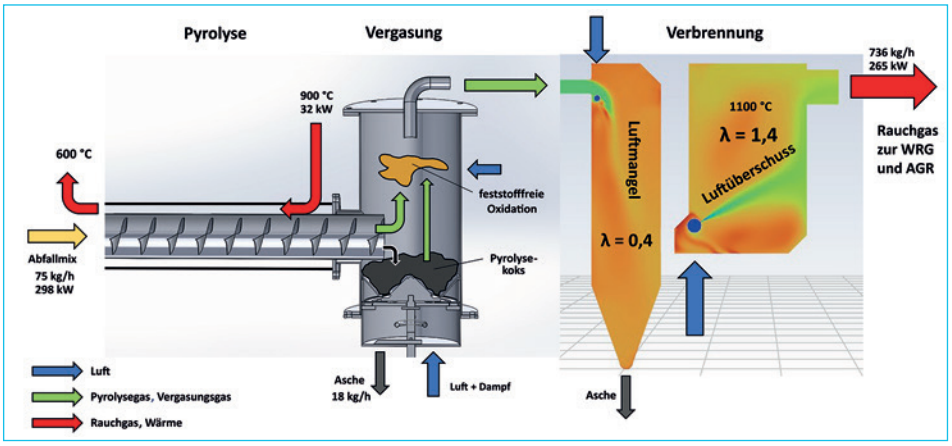


Abb. 1: Mehrstufiger Prozess als schematische Darstellung (Massen- und Wärmeströme beziehen sich auf die Auslegungsdaten des Demonstrators für 75 kg/h Abfallmassenstrom)

Ausgehend von der Energiebilanz aus Abbildung 1, welche sich auf die Nennleistung des angestrebten Demonstrators bezieht, lässt sich das Einsparpotenzial des Systems auf ein Kreuzfahrtschiff mit 3.500 Passagieren und täglich 7,3 Tonnen Müll (bzw. ca. 300 kg/h) abschätzen. So lassen sich zwei Szenarien darstellen und mit folgenden Zahlen zur Energiegewinnung quantifizieren:

- **Szenario 1:** Wärmeproduktion
  - ↠ 950 kW bzw. 22.700 kWh/d Wärme auf einem hohen Temperaturniveau
- **Szenario 2:** Elektrischer Strom aus dem Prozessgas durch Direktverstromung
  - ↠ 374 kW bzw. 9.000 kWh/d an elektrischem Strom (bei 45 % Wirkungsgrad)
  - ↠ Mit 784 g CO_2 pro kWh_{el} (aus Marinediesel) [9]: CO_2-Reduktion von 7 t/d

3. Einsatzbrennstoffe, Abfallmix und Materialform

Im Rahmen des Projektes MAAT wurden verschiedene Einsatzbrennstoffe getestet und eine repräsentative Abfallmischung für das Aufkommen auf Schiffen definiert. Diese ist die Zusammensetzung der Brennstoffmischung in Variante 2 (V2) in Abbildung 2. Demgegenüber wurde eine sehr energiereiche Mischung V1 getestet, welche lediglich aus Papier/Pappe und Verpackungskunststoffen besteht und sich im Heizwert deutlich vom V2-Mix unterscheidet. Zudem wurden die Unterschiede der Anwendung als Schreddergut, Briketts und Pellets untersucht. Hier zeigt sich, dass, im Gegensatz zu Holzhackschnitzeln, geschreddertes Material aus Mischabfall durch dessen geringe Dichte und schlechte Transporteigenschaften für die Anwendung in Schneckenförderern nicht geeignet ist. Demzufolge kommt nur die Brikettierung oder das Pelletieren infrage. Beide Verfahren führen zu einer Erhöhung der Schüttdichte, welche sich sowohl für den reinen Transport der Materialien als auch für deren Pyrolyseeigenschaften in einem Schneckenförderer /-reaktor positiv darstellen.

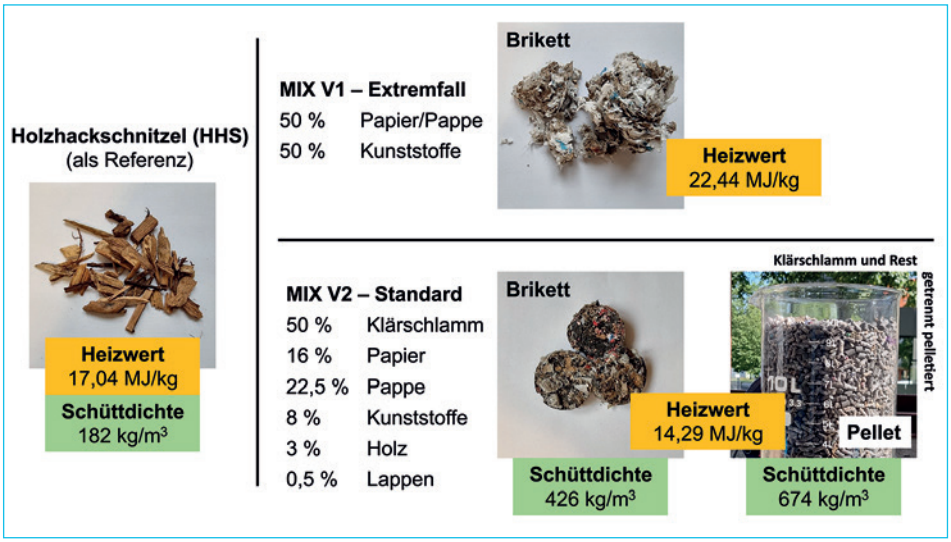


Abb. 2: Definition von Abfallgemischen und Eigenschaften verschiedener Materialformen

Die Formstabilität vom Brikett des V1-Mixes ist unzureichend, dieser zerfällt bereits in der Zuführung. Der zugegebene Klärschlamm im V2-Mix führt zu einer besseren Haftung und Stabilität des Briketts. Das Material mit der höchsten Festigkeit ist jedoch das pelletierte Material, bei welchem der V2-Mix in einem Durchgang zu einem formfesten Pellet verpresst wird. Die getrennt nach Klärschlamm und dem Restmaterial hergestellte Form des Brennstoffes führt zu einer geringeren Gesamtfestigkeit und zu einer höheren Staubentwicklung im Prozess. Zur Voruntersuchung der Abhängigkeiten von Förderbarkeit und Pyrolyseeigenschaften der verschiedenen Brennstoffe sowie von deren Zusammensetzung und Form wurde eine prozessnahe Pyrolyseschnecke im Technikumsmaßstab (bis zu 30 kg/h Materialdurchsatz) verwendet, welche im folgenden Abschnitt beschrieben ist.

4. Pyrolyseversuche im Technikumsmaßstab

Die reinen Pyrolyseversuche wurden für verschiedene Einsatzstoffe und Stoffgemische durchgeführt, einerseits um die Eignung der Materialien zu überprüfen und andererseits um Grenzen des Systems zu ermitteln. In Abbildung 3 ist der Versuchsaufbau schematisch dargestellt. Eine externe, mit Erdgas befeuerte Mantelbeheizung liefert die Energie für die Pyrolyse, wobei das entstehende Pyrolysegas nach einer Gasanalyse über eine Fackel nachverbrannt wird, während das Pyrolyseprodukt in einem Probenbehälter zur späteren Analyse aufgefangen wird.

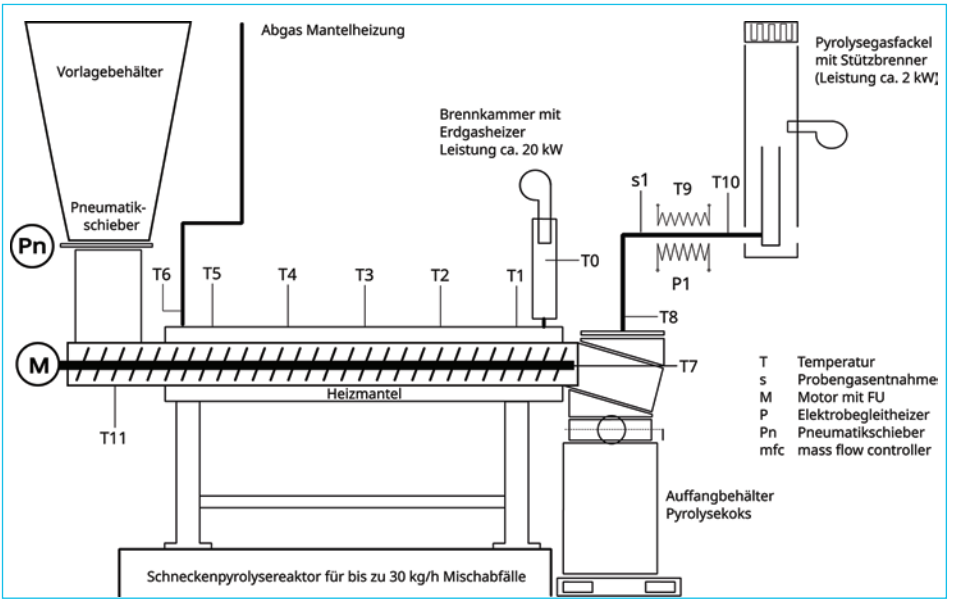


Abb. 3: Schema der Technikumsanlage mit einer Kapazität bis 30 kg/h und einer beheizten Schneckenlänge von 334 cm

Abbildung 4 zeigt einen typischen Temperaturverlauf, hier für einen Testlauf mit 24 kg/h V2-Abfallmix in Brikettform. Der Heizmantel wurde mit 20 kW Heizleistung beaufschlagt. Die Messung des Pyrolysegases an der Stelle s1 ergibt eine trockene Gaszusammensetzung bestehend aus den Brenngaskomponenten CO mit 19 %, H_2 mit 13,3 %, CH_4 mit 13,2 % sowie dem inerten Bestandteil CO_2, welche sich in Summe zu 86,5 % zusammenfügen. Die in der Summe fehlenden 13,5 % könnten in geringem Maße molekularer Stickstoff aus dem

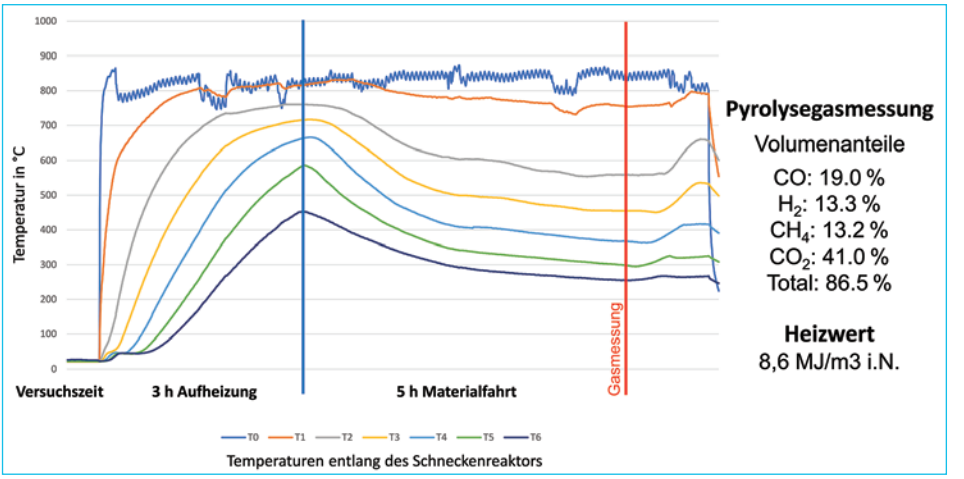


Abb. 4: Temperaturverlauf über die Pyrolyseschnecke während eines Tests mit V2-Mix (Briketts)

Brennstoff sein oder durch Falschlufteintrag in den Prozess eingetragen worden sein. Anhand der Brenngaskomponenten ergibt sich ein Heizwert von 8,6 MJ/m^3 im Normzustand.

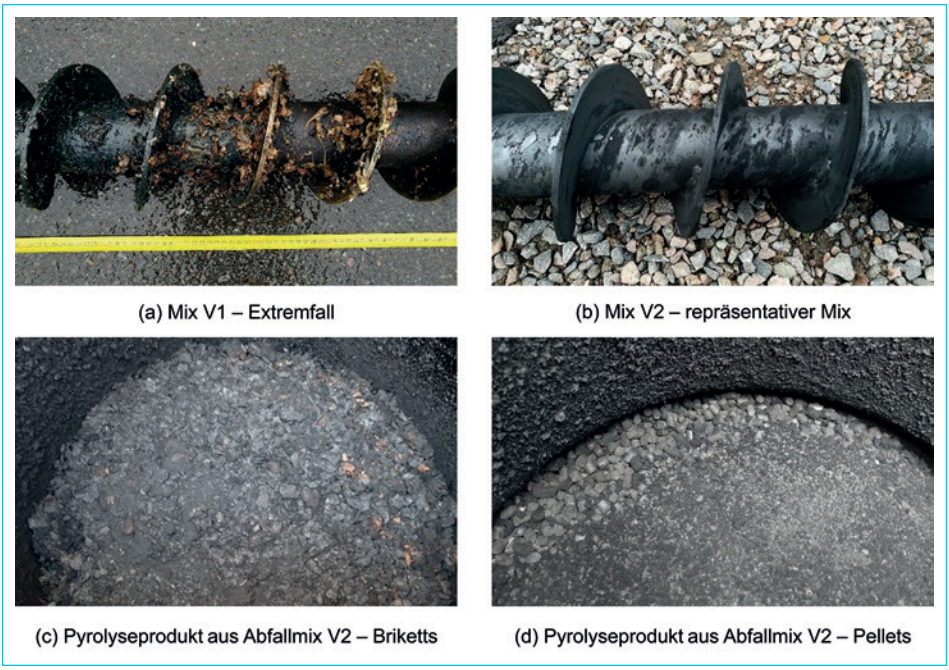


Abb. 5: Erkenntnisse aus den Materialtests an der Pyrolyseschnecke im Technikumsmaßstab

Abbildung 5 (a) zeigt deutlich die Grenzen der Materialgemische auf. Das Extremwertgemisch V1 bestehend aus 50 % Papier/Pappe und 50 % Kunststoffen neigt bereits vor der Thermoelementposition von T5 (< 300 °C) zum Aufschmelzen und Verkleben der Pyrolyseschnecke. Ein Verblocken und Verhindern der Weiterförderung sind mögliche Folgen. Beim Versuch mit dem repräsentativen V2-Mix zeigt sich, dass die Schnecke an derselben Position (T = 300 ... 350 °C) selbstständig durch das Material gereinigt wird und dieses störungsfrei transportiert wird (b). Die Teilabbildungen (c) und (d) veranschaulichen im Hinblick auf die Beschaffenheit der Pyrolyseprodukte die Beobachtungen, dass die etwas loser verdichteten Briketts trotz ausreichender Pyrolysetemperatur eher dazu neigen, nicht vollständig pyrolysiert zu werden. Dies lässt den Schluss zu, dass die groben, weniger hoch verdichteten Briketts den Wärmeeintrag ins Material hemmen. Für beide Brennstoffformen zeigt sich ein hoher Feinanteil in Form von kohlenstoffhaltigem Staub, der bei den Briketts auf die geringere Verdichtung und bei den Pellets auf das separate Pelletieren von Klärschlamm und dem Restmaterial zurückzuführen ist. Diese Feinfraktion ist zur Nachvergasung auf einem Drehrostsystem als ungeeignet zu bewerten, da diese nicht lange

genug auf dem Rost gehalten werden kann und schlechter vom Vergasungsgas durchströmt werden kann. Die Pyrolyseprodukte wurden im Nachgang der Versuche hinsichtlich ihres Restflüchtigengehalts unter Pyrolysebedingungen im Labor analysiert und mittels der Betrachtung des Pyrolysegrades (Abbildung 6) in ihrer Abhängigkeit vom Durchsatz und der mittleren Pyrolysetemperatur dargestellt. Im Vergleich zwischen Holzhackschnitzeln (HHS) und den gemischten Abfällen zeigt sich klar, dass die gemischten Abfallstoffe deutlich mehr Energie zur Pyrolyse und zur Materialaufheizung benötigen als das Holz. Die weniger dichten Holzhackschnitzel erreichen trotz vergleichbarer Massenströme und Heizleistungen im Vergleich zu den anderen Materialien aufgrund ihrer deutlich kürzeren Verweilzeit (VWZ) in der Pyrolyseschnecke von lediglich 22 min bereits bei mittleren Temperaturen von 650 °C bzw. 590 °C einen Pyrolysegrad von nahezu eins. Bei den gemischten Abfällen sinken der Pyrolysegrad und die mittlere Prozesstemperatur trotz deutlich höherer Materialverweilzeit (46 min bis 60 min für die Briketts und 100 min für die Pellets) ab.

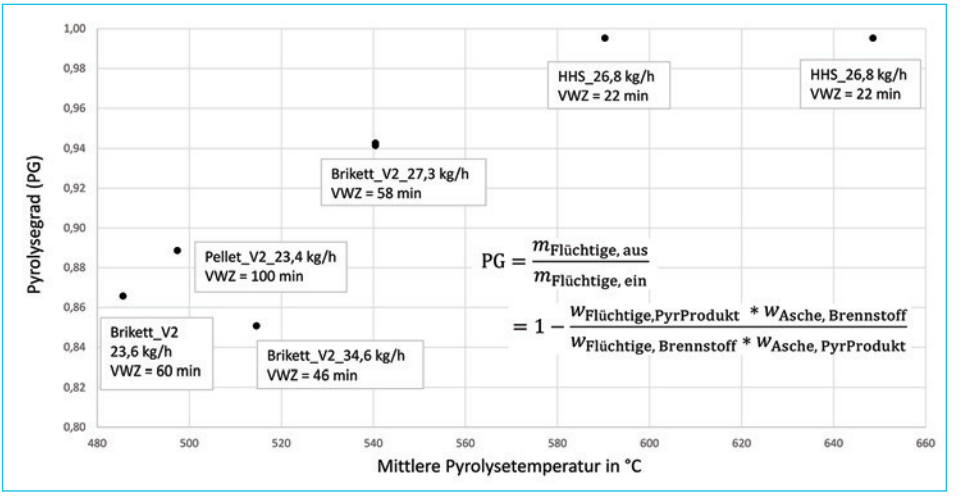


Abb. 6: Pyrolysegrad zur Darstellung der Pyrolyseeigenschaften verschiedener Materialien in Abhängigkeit der mittleren Pyrolysetemperatur

5. Untersuchungen zum mehrstufigen Prozess im Labormaßstab

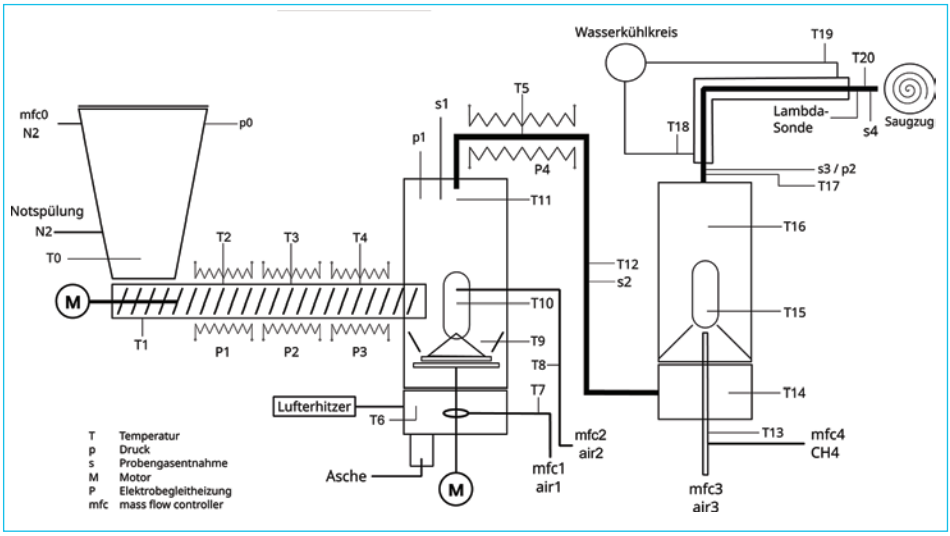


Abb. 7: Schema der Laboranlage zur Pyrolyse (beheizte Schneckenlänge von 825 cm), Vergasung und Nachverbrennung der Produktgase aus gemischten Abfällen von bis zu 3 kg/h

In Abbildung 7 ist das Schema des Versuchsaufbaus im Labormaßstab bis 3 kg/h Material dargestellt. Es werden die Stufen Pyrolyse, Vergasung sowie die Nachverbrennung der entstehenden Prozessgase abgebildet. Die Pyrolyseschnecke wird hier elektrisch über das Mantelrohr in drei separaten Heizzonen beheizt. Dies ermöglicht eine genaue Regelung der Prozesstemperaturen. Das Pyrolyseprodukt wird auf einem automatischen Drehrost vergast, durch welches die Durchströmung und Entaschung gewährleistet wird. Abbildung 8 zeigt einen Versuchsablauf über die Dauer von knapp acht Stunden. Als Material wurden 6 mm Pellets aus dem Abfallmix der Variante 2 verwendet, die jedoch im Gegensatz zu den vorausgehenden Untersuchungen hier in einem Durchgang pelletiert wurden und nicht separat in Klärschlamm und Restmaterial zur Verfügung gestellt wurden. Diese Pelletvariante weist eine enorme Festigkeit auf, was sich bei der Betrachtung des Pyrolyseproduktes nach dem Durchlaufen der Pyrolyseschnecke in einer sehr stabilen Kohlenstoffstruktur zeigt. Die Pyrolysebeheizung ist nur in den Heizzonen 2 und 3 aktiv, um das vom Materialtrichter einlaufende Material nicht zu früh zur Erweichung zu bringen. Dieses Vorgehen verhindert ein Verkleben von Material in der Erweichungszone zuverlässig. Die Vergasung des festen Kohlenstoffs im Pyrolyseprodukt erfolgt bei Temperaturen zwischen 700 °C und 850 °C, dargestellt durch T9, der Temperaturmessstelle innerhalb der aufgehäuften Kohlenstoffschüttung (Abbildung 8). Die sichtbaren Schwankungen im Verlauf zeigen das zyklische Verhalten der

Entaschungsaktivität des Drehrostes. Hier besteht noch Optimierungspotenzial in der Routine, um eine möglichst konstante Vergasungstemperatur zu erreichen und Temperaturspitzen über 800 °C aufgrund der Gefahr der Bildung von Glasasche zu vermeiden. Im Kopf der Vergasungskammer (T10 und T11) stellt sich ab der zweiten Versuchshälfte im Gasraum die gewünschte Temperatur von 800 °C ein, welche ein thermochemisches Cracken der langkettigen Kohlenwasserstoffmoleküle (Teere) begünstigt. In der Brennkammer wird das von den Vorstufen ankommende heiße Prozessgas unter konstanter Zugabe von Verbrennungsluft bei einem Restsauerstoffwert von 3 bis 6 % und einer weitgehend konstanten Temperatur von rund 1.000 °C nachverbrannt. Der Abbrand in der Brennkammer erfolgt sehr stabil und bedarf bereits kurz nach der Aktivierung der Pyrolysebeheizung keiner weiteren Stützgaszumischung von außen. Nähere Untersuchungen zum Vergasungsverhalten und zu den Eigenschaften der Kohlenstoffschüttung sind Teil der weiterhin angestrebten Experimente.

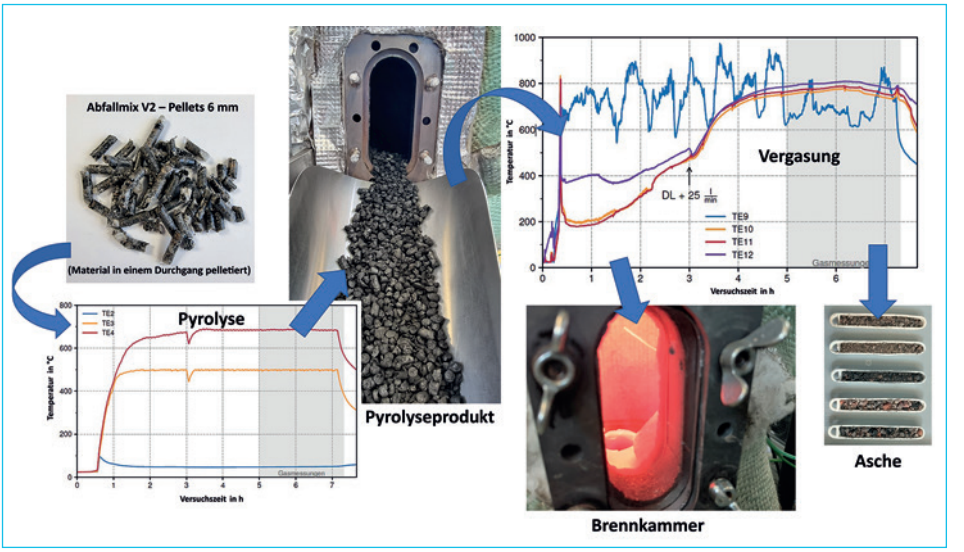


Abb. 8: Betriebsparameter und Darstellung der Feststoffströme durch den Prozess eines Testlaufs an der Laboranlage mit dem V2-Abfallmix in Form von Pellets

6. Zusammenfassung und nächste Schritte

Im laufenden Verbundprojekt MAAT soll als Ziel ein Demonstrator entwickelt werden, welcher in einem mehrstufigen Pyrolyse-, Vergasungs- und Verbrennungsprozess gemischte Abfälle und Klärschlamm sowie Speisereste bis zu 75 kg/h emissionsarm und energieeffizient thermisch umsetzt. Im Rahmen der bereits durchgeführten Untersuchungen konnten einige Auslegungsparameter und Anforderungen an die Anlage für den Betrieb auf großen Passagierschiffen sowie die erforderliche vorgeschaltete Brennstoffvorbereitung ermittelt

werden. So konnte gezeigt werden, dass sich der auf Schiffen im Durchschnitt anfallende Abfallstrom für den Prozess eignet, dass jedoch gewisse extrem einseitige Stoffkombinationen, wie die Mischung aus 50 % Pappe/Papier und 50 % Kunststoffen zu Problemen in der Brennstoffvorbereitung sowie der Pyrolyse/Vergasung führen können. Weiterhin ist ein hoher Verdichtungsgrad und eine gute Formstabilität des Materials sowohl zum Materialtransport als auch für die thermischen Eigenschaften in der Pyrolyse von Vorteil. In den Vorversuchen zur reinen Pyrolyse an einer Testanlage bis zu 30 kg/h Brennstoff konnte gezeigt werden, dass eine signifikante Abhängigkeit des Pyrolysegrades vom Brennstoff, der Temperatur und der Verweilzeit besteht. Im Rahmen von Gasanalysen des Produktgasstroms aus der Pyrolyse von Abfall (Mischung der Variante 2) konnte gezeigt werden, dass das Brenngas einen hohen Heizwert aufweist und damit einen stabilen Verbrennungsprozess begünstigt. An einem Laborversuchsstand mit den Prozessstufen Pyrolyse, Vergasung und Verbrennung mit bis zu 3 kg/h Brennstoff konnte über den kontinuierlichen und über mehrere Stunden stabilen Betrieb gezeigt werden, dass das Verfahren nicht nur für den Referenzbrennstoff Holz, sondern auch mit dem repräsentativen Abfallmix V2 in Pelletform stabil und störungsfrei funktioniert.

Im weiteren Verlauf soll ein Demonstrator bis 75 kg/h Abfallstrom aufgebaut und in verschiedenen Betriebspunkten getestet werden. Hierbei soll neben dem stabilen Betrieb und der Emissionsminderung im Abgas auch die Qualität von Pyrolyse- und Vergasungsgas ermittelt werden. Daraus leitet sich das mögliche weitere Vorgehen ab, nach dem bei ausreichender Brenngasqualität und -reinheit auch eine direkte Verstromung mittels BHKW oder Gasturbine in Betracht gezogen werden kann.

7. Quellen

[1] Aida Cruises, 2026: https://aida.de/unternehmen/presse/archiv/aida-cruises-marktausblick-starke-nachfrage-fuer-2025 (Stand: 06/2026).

[2] Neumeier, F. J., 2026: https://www.cruisetricks.de/372-millionen-kreuzfahrtpassagiere-im-jahr-2025- wachstum-laesst-leicht-nach/ (Stand: 05/2026).

[3] Markovic, S., Petrovic, N., Marinkovic, D. Nikolic, B., Komatina, N.: *Environmental Assessment of Cruise Ships and Superyachts with Multi-Criteria Evaluation of Marine Fuels*, Applied Sciences; 2026, 16, 4287.

[4] Environmental Protection Agenca USA; Cruise Ship Discharge Assessment Report; 2008.

[5] Kotrikla, A., Zavantias, A., Kaloupi, M.: *Waste generation and management onboard a cruise ship: A case study*; Ocean and Coastal Management; 212 (2021) 105850.

[6] International Maritime Organization, Resolution MEPC.244(66), Standard Specification for Shipboard Incinerators, 2014.

[7] European Union: Official Journal of the European Union, Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010, on industrial emissions (integrated pollution prevention and control).

[8] Bundesamt für Justiz: Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen – 17. BImSchV, zuletzt geändert durch Art. 1 V v.13.2.2024 | Nr. 43.

[9] Stolz, B., Held, M. Georges, G. Boulouchos, K.: *The CO_2 reduction potential of shore-side electricity in Europe*, Applied Energy 285 (2021) 116425.

DFB-Gaserzeugung: Von Biomasse zu Wasserstoff, grünem Treibstoff und grünem Gas

Thomas Hausmann und Michael Stollhof

1. Einleitung 230

2. DFB-Gaserzeugung 231

2.1. Vorstellung des Verfahrens 231

2.2. Vorteile und Nachteile der DFB-Gaserzeugung 232

2.3. Eignung des Produktgases für Synthesen 233

3. Produktgasreinigung 233

3.1. Anforderungen an die Produktgasqualität 233

3.2. Typischer Aufbau der Produktgasreinigung 233

4. Syntheseverfahren 234

4.1. Fischer-Tropsch-Synthese 234

4.2. Methanierung 235

4.3. Wasserstoff 236

5. Anforderungen der Syntheseverfahren an das Produktgas 237

6. Gezielte Beeinflussung der Produktgaszusammensetzung 238

6.1. Einfluss der Steam/Fuel Ratio 238

6.2. Einfluss der Betttemperatur im Gaserzeuger 239

6.3. Einfluss der Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsreaktor 240

6.4. Kombination mehrerer Einstellparameter 241

6.5. Strategie für die Einstellung des gewünschten H_2/CO-Verhältnisses 242

7. Zusammenfassung 243

8. Quellen 244

1. Einleitung

Die Bekämpfung des Klimawandels stellt uns in den kommenden Jahrzehnten vor große Herausforderungen. Zur Erreichung der Klimaziele, zu denen sich ein Großteil der Staaten verbindlich verpflichtet hat, muss die Energieversorgung weltweit, wie in Abbildung 1 dargestellt, von größtenteils fossilen Energieträgern auf nachhaltige, erneuerbare Energieträger umgestellt werden. Dies erfordert eine massive Abkehr von fossilen Rohstoffen in den Bereichen der Energieversorgung, Industrie und Mobilität.

Dabei kann die DFB-Gaserzeugung aus nachhaltiger Biomasse zur Produktion von nachhaltigen grünen Treibstoffen wie SAF (Sustainable Aviation Fuels) oder grünen Gasen wie Wasserstoff oder grünem Methan einen wertvollen Beitrag leisten. Weiterhin wird diese Entwicklung durch politische Vorgaben wie die bereits verbindlich beschlossene EU-Verordnung *ReFuelEU Aviation* gefördert, welche verpflichtende, bis 2050 schrittweise auf 70 % ansteigende Beimischquoten von nachhaltigem Flugtreibstoff (SAF) zu Flugkerosin an europäischen Flughäfen vorschreibt. Hierdurch ergibt sich ein Bedarf an SAF, der durch die aktuelle Produktion durch Hydrierung von Pflanzenölen nicht gedeckt werden kann.

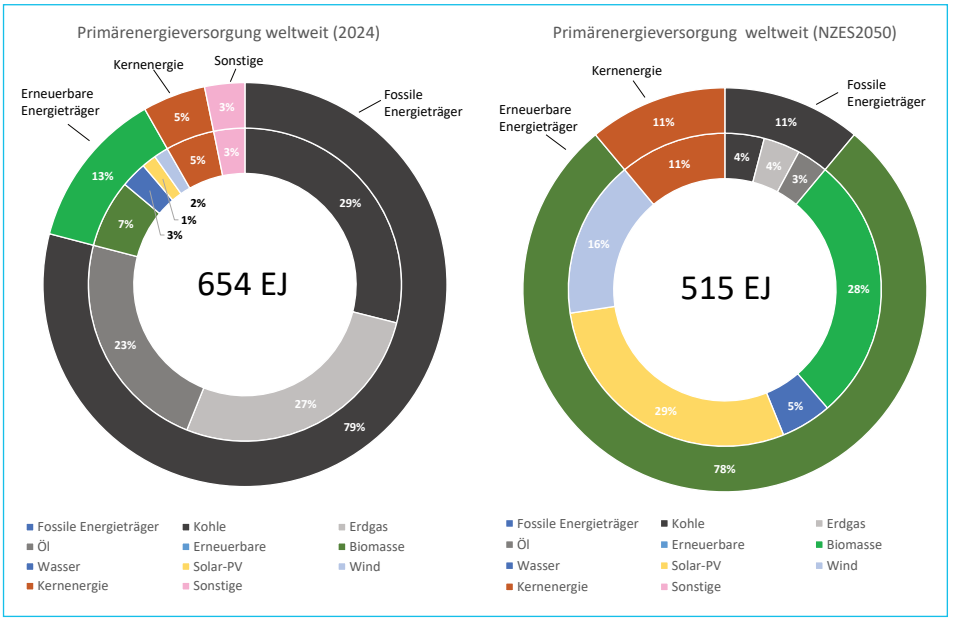


Abb. 1: Vergleich der weltweiten Primärenergieversorgung (Stand 2024) mit der im NZES (Net Zero Emission Scenario) 2050 gemäß IEA World Energy Outlook 2025 [1]

2. DFB-Gaserzeugung

2.1. Vorstellung des Verfahrens

Beim DFB-Gaserzeugungsprozess handelt es sich um eine autotherme, dampfgeblasene Wirbelschicht-Gaserzeugung. DFB steht dabei für Dual Fluidized Bed, also eine Zwei-Bett-Wirbelschicht. Die Funktionsweise des Verfahrens ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt. Der Gaserzeugungsteil ist als blasenbildende, stationäre Wirbelschicht ausgeführt, welche mit Dampf unter Luftabschluss betrieben wird. Beim Verbrennungsteil handelt es sich um eine zirkulierende Wirbelschicht. Diese wird mit vorgewärmter Verbrennungsluft betrieben. Als Bettmaterial kommt Olivin, ein Magnesium-Eisen-Silikat, zum Einsatz. Der Brennstoff reagiert mit dem Heißdampf und bildet das Produktgas, welches größtenteils aus CO, CO_2, H_2, H_2O und CH_4 besteht. Dieser Prozess ist endotherm, benötigt also Energie. Diese wird in Form von thermischer Energie durch heißes Bettmaterial, welches aus dem Verbrennungsreaktor über einen Siphon in den Gaserzeuger gelangt, zugeführt. Im unteren Bereich des Reaktors gelangt das Bettmaterial gemeinsam mit noch nicht umgesetztem Koks über eine Rutsche in den Verbrennungsreaktor, wo der Koks mit Luft verbrannt wird. Im Verbrennungsteil werden auch brennbare Reststoffe, die bei der Reinigung und Verarbeitung des Produktgases anfallen, verbrannt.

Der DFB-Prozess läuft autotherm ab, das heißt die erforderliche Wärme für die Gaserzeugung wird durch die Verbrennung eines Teils des Kokses, der bei der Gaserzeugung entsteht, bereitgestellt.

Die beiden Reaktoren sind durch die Rutsche und den Siphon gasseitig voneinander getrennt, wodurch das Produktgas praktisch frei von Stickstoff ist, was für die nachgeschalteten Synthesen von entscheidender Bedeutung ist.

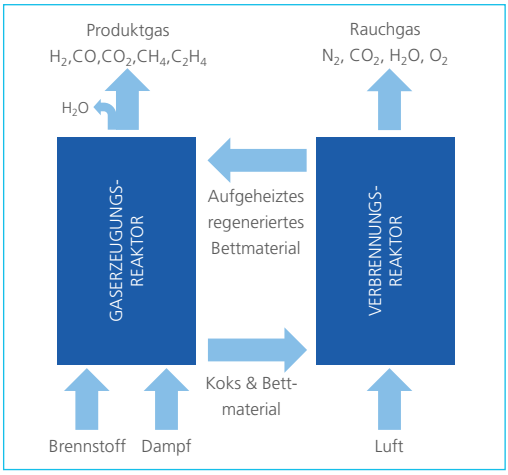


Abb. 2: Schematische Darstellung des DFB-Gaserzeugungsprozesses

Abbildung 3 zeigt eine typische Produktgaszusammensetzung für saubere Biomasse, die in einem DFB-Gaserzeuger umgesetzt wurde. Charakteristisch ist der hohe Wasserstoffgehalt von ca. 38–42 %v,tr sowie ein Methangehalt von 10–12 %v,tr. Neben geringen Mengen an höheren Kohlenwasserstoffen finden sich ca. 45 % CO und CO_2, wobei das Verhältnis zwischen den beiden je nach Betriebsführung eingestellt werden kann.

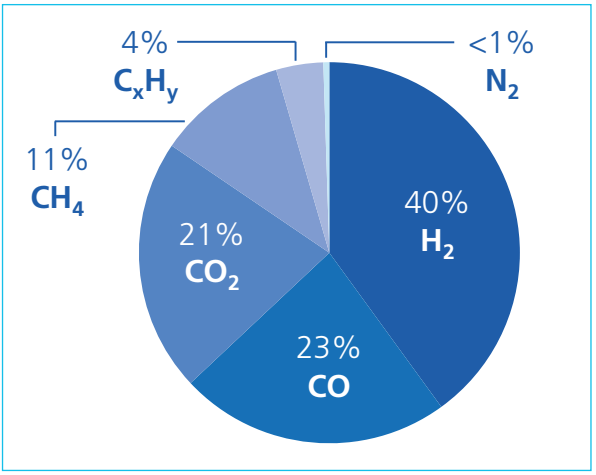


Abb. 3: Typische Zusammensetzung von Produktgas aus sauberer Biomasse aus dem DFB-Gaserzeuger, alle Angaben in %v,tr.

2.2. Vorteile und Nachteile der DFB-Gaserzeugung

Vorteile:

- Praktisch stickstofffreies Produktgas (< 1 %v)
- Produktgas mit hohem Wasserstoffgehalt
- Autothermer Prozess
- Hoher Kaltgaswirkungsgrad > 70 %
- Anfallende Reststoffe der Gasreinigung und Synthesen können im Verbrennungsteil verwertet werden
- Die Anlage ist bei der Verwendung trockener Biomasse abwasserfrei
- Geringe Betriebskosten, es ist keine Luftzerlegungsanlage erforderlich.

Nachteile:

- Wirbelschicht erfordert eine gute Aufbereitung des Brennstoffes
- Höhere Investitionskosten, da zwei Reaktoren benötigt werden

2.3. Eignung des Produktgases für Synthesen

Syntheseprozesse erfordern eine stabile und genau eingestellte Zusammensetzung des Produktgases, um eine gleichbleibende Produktqualität verlässlich sicherzustellen. Die DFB-Gaserzeugung kann durch die genaue Regelbarkeit der Betriebsparameter und die günstigen Wärme- und Stoffübertragungseigenschaften der Wirbelschicht ein solches Produktgas zuverlässig bereitstellen.

3. Produktgasreinigung

Bei der Gaserzeugung entstehen zwangsläufig Teerverbindungen, welche vor den Synthesen entfernt werden müssen. Dabei wird entsprechend der Größe unterschieden.

Gravimetrische Teere

Jener Anteil der im Produktgas enthaltenen Teere, der durch Gravimetrie (Wägung) der in einer Waschflüssigkeit (Isopropanol oder Toluol) kondensierten Teere bestimmt wird.

GCMS-Teere

GCMS-Teere sind jene Teerfraktionen, die mithilfe von Gaschromatographie-Massenspektrometrie (GC-MS) detektiert werden (Benzol bis Coronen).

BTEX

BTEX steht für Benzol, Toluol, Ethylbenzol und Xylol. Diese werden eigens ausgewiesen.

3.1. Anforderungen an die Produktgasqualität

Zum Schutz der Synthese-Katalysatoren muss das Produktgas von Stäuben, Teeren und BTEX, Halogen- und Schwefelverbindungen befreit werden.

3.2. Typischer Aufbau der Produktgasreinigung

Staubfilter

Mittels eines Heißgasfilters wird das Produktgas von staubförmigen Verunreinigungen, die aus dem Gaserzeuger mitgerissen wurden, befreit. Es handelt sich dabei um abgeriebenes Bettmaterial, Flugkoks und Flugasche. Der abgeschiedene Staub wird über ein Rezirkulationssystem in den Verbrennungsreaktor zurückgeführt und dort verbrannt.

RME-Wäscher

Der RME-Wäscher dient der Entfernung von Teeren aus dem Produktgas. Als Waschflüssigkeit hat sich dabei RME (Rapsmethylester) bewährt. Bei den in der Praxis ausgeführten Anlagen sind die Betriebsbedingungen so eingestellt, dass Naphtalin und schwerere Teere annähernd vollständig abgeschieden werden.

Weiterhin kondensiert ein Großteil des im Produktgas enthaltenen Wassers im RME-Wäscher, welches im Wäscher die halogenhaltigen Verbindungen, wie z. B. HCl aufnimmt.

Aktivkohle-Adsorber

Dem Wäscher ist ein Aktivkohle TSA Adsorber (Temperature Swing Adsorption) zur Abscheidung der verbliebenen Teerverbindungen und H_2S nachgeschaltet.

ZnO Filter

Ein ZnO Filter dient dazu, die im Produktgas verbliebenen Reste von Schwefelverbindungen wie H_2S zu entfernen.

4. Syntheseverfahren

4.1. Fischer-Tropsch-Synthese

Die Fischer-Tropsch-Synthese wird genutzt, um langkettige gesättigte Kohlenwasserstoffe (Wachse und Mitteldestillate) zu produzieren. Die Gesamtreaktion folgt der folgenden Reaktionsgleichung:

$$n\ CO + (2n + 1)\ H_2 \rightarrow C_nH_{2n+2} + n\ H_2O$$

Somit wird für die Fischer-Tropsch-Synthese grundsätzlich stöchiometrisch am Reaktoreingang ein molares Verhältnis H_2/CO von etwas mehr als 2 benötigt. Dry [2] empfiehlt bei der Verwendung von Kobalt-Katalysatoren ein typisches H_2/CO-Verhältnis von 2,05–2,15. De Klerk [3] und LeViness [4] haben gezeigt, dass durch die Reduktion des H_2/CO-Verhältnisses die Selektivität zu langkettigen Kohlenwasserstoffen erhöht werden kann. Aus diesem Grunde wird in den realen Anwendungen mit H_2/CO-Verhältnissen zwischen 1,9–2,0 gefahren.

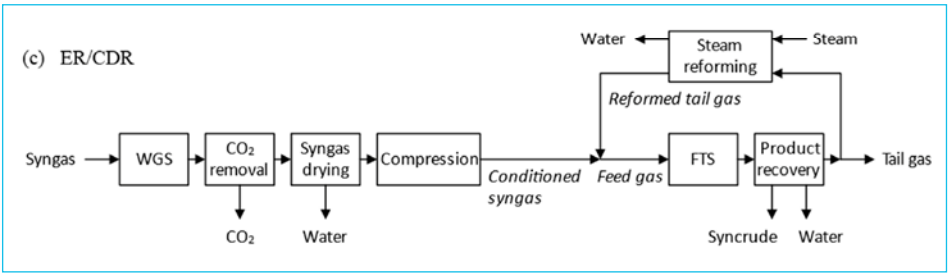


Abb. 4: Typische Anordnung für eine Fischer-Tropsch-Synthese mit Reformer im Tailgas-Recycle wie von Arlt et al. [6] beschrieben. Der Wassergas-Shift (WGS) Reaktor kann entfallen, wenn das erforderliche H_2/CO-Verhältnis bereits im Gaserzeuger eingestellt wird.

Um den Kohlenstoffumsatz und damit die Ausbeute zu steigern, wird das aus dem Reaktor austretende Gas nach Abtrennung der Produkte durch Kondensation als Tailgas wieder an den Reaktoreintritt zurückgeführt und durchläuft den Reaktor dadurch mehrmals (Tailgasrecycle). Wird im Tailgasrecycle ein Reformer angeordnet, werden nicht kondensierte kurzkettige Kohlenwasserstoffe und Methan im Reformer zu CO und H_2 umgewandelt und am Eintritt in den FT-Reaktor wieder zugeführt. Arlt et al. [5] beschreiben, dass für diese Anordnung Produktgas mit einem H_2/CO-Verhältnis im Bereich von 1,3–1,6 benötigt wird.

4.2. Methanierung

Das Syntheseverfahren der Methanierung hat das Ziel, aus dem Produktgas Methan zu erzeugen, welches in die existierenden Gasnetze eingespeist oder in industriellen Prozessen eingesetzt werden kann. Im Methanierungsreaktor werden sowohl CO als auch CO_2 mit H_2 umgesetzt. Die Reaktionen folgen nach Veress [7] den folgenden Haupt-Reaktionsgleichungen:

$$CO + 3\,H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$$

$$CO_2 + 4\,H_2 \rightarrow CH_4 + 2\,H_2O$$

Beide Reaktionen sind stark exotherm. Weiterhin fällt auf, dass sich das Volumen der Gase bei der Umsetzung von CO auf 50 %, bei der Umsetzung von CO_2 auf 60 % reduziert.

Aus den Reaktionsgleichungen lässt sich ableiten, dass das $H_2/(CO+CO_2)$-Verhältnis für eine vollständige stöchiometrische Umsetzung der folgenden Beziehung genügen muss:

$$\frac{H_2}{CO + CO_2} = 3 + \frac{CO_2}{CO + CO_2}$$

Somit ergibt sich, dass das $H_2/(CO+CO_2)$-Verhältnis des Produktgases je nach CO_2-Gehalt zwischen 3 und 4 liegen muss. Weiterhin muss, um die Verkokung des Katalysators zu vermeiden, das H_2/CO-Verhältnis über 3 liegen.

Großtechnisch kommen heute mehrstufige adiabate Festbett-Methanierungsreaktoren mit Zwischenkühlern zum Einsatz. Im Pilotmaßstab wurden auch bereits Wirbelschicht-Methanierungsreaktoren erfolgreich eingesetzt.

Eine typische Anordnung einer Methanierung beinhaltet die folgenden Verfahrensschritte nach der Feingasreinigung:

1. Wassergas-Shift (entfällt bei der Wirbelschichtmethanierung) zur Einstellung des H_2/CO-Verhältnisses
2. Kompression
3. Methanierung
4. Kühlung
5. Ammoniakabscheidung (saurer Wäscher), sofern nicht bereits in der Feingasreinigung erfolgt
6. Wasserabscheidung (Glykoltrockner)
7. CO_2-Abscheidung (Amin-Wäsche, TSA, PSA)
8. H_2-Abscheidung (Membran) und Rückführung in die Methanierung

Einen guten Überblick über die verschiedenen Methanierungsverfahren bietet Veress [7].

4.3.Wasserstoff

Binder et al. [8] beschreiben den typischen Aufbau eines auf einem DFB-Gaserzeuger basierenden Verfahrens für die H_2-Erzeugung, wie in Abbildung 5 dargestellt.

Das Produktgas aus dem DFB-Gaserzeuger wird vor dem Eintritt in den Wassergas-Shift-Reaktor (WGS) auf 300–350 °C abgekühlt. Dabei durchläuft es einen Heißgasfilter zur Staubabscheidung. Kraussler et al. [9] haben gezeigt, dass ein dauerhafter Betrieb des WGS-Reaktors mit teerbeladenem Produktgas möglich ist. Dadurch kann der WGS-Reaktor stromaufwärts des RME-Wäschers in einem günstigen Temperaturfenster betrieben werden.

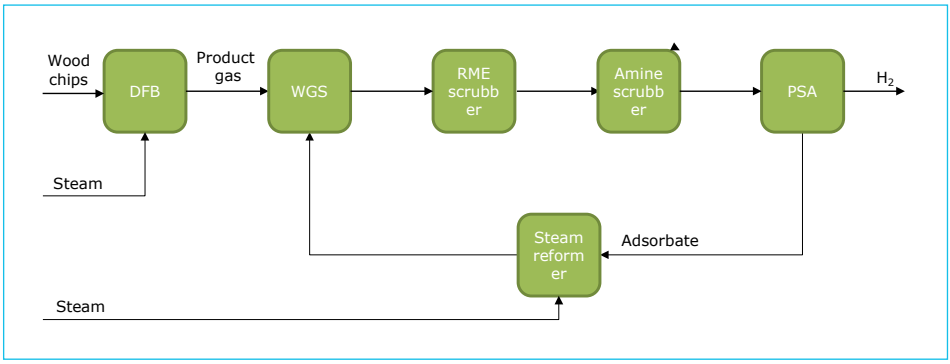


Abb. 5: Typischer Aufbau eines auf dem DFB-Gaserzeuger basierenden Verfahrens zur Wasserstoffherstellung nach Binder et al. [8]

Nach dem WGS-Reaktor ist ein RME-Wäscher zur Entfernung der Teere angeordnet. Anschließend erfolgt die Abtrennung des CO_2 mittels eines Aminwäschers. Durch eine Druckwechseladsorption (PSA), welche mit Aktivkohle als Adsorbens betrieben wird, werden die noch im Gas vorhandenen Verunreinigungen (z. B. CH_4, CO) abgetrennt und hochreiner Wasserstoff (> 99.97 % Reinheit) verlässt die PSA. Die mittels PSA abgetrennten Adsorbate werden über einen Steam Reformer wieder vor den WGS-Reaktor in das System zurückgeführt.

Da dem DFB-Gaserzeuger ein WGS-Reaktor nachgeschaltet ist, kann das H_2/CO-Verhältnis für einen optimalen Gaserzeugerbetrieb frei gewählt werden.

5. Anforderungen der Syntheseverfahren an das Produktgas

Tabelle 1 zeigt zusammengefasst die Anforderungen der im vorherigen Kapitel vorgestellten Synthese- und Gasaufbereitungsverfahren an das Produktgas aus dem DFB-Gaserzeuger.

Tab. 1: Übersicht über die Anforderungen verschiedener Synthese- bzw. Gasaufbereitungsverfahren an das Produktgas

Verfahren	H_2/CO-Verhältnis [m^3/m^3]	$H_2/(CO+CO_2)$-Verhältnis [m^3/m^3]
Methanierung	> 3	3–4
FT (ohne Reformer im Tailgas-Recycle)	1,9–2,0	CO_2 ist unerwünscht → minimieren
FT (mit Reformer im Tailgas-Recycle)	1,3–1,6	CO_2 ist unerwünscht → minimieren
H_2	Kein bestimmtes Verhältnis erforderlich	CO_2 ist unerwünscht → minimieren

6. Gezielte Beeinflussung der Produktgaszusammensetzung

Die Produktgaszusammensetzung am Austritt der DFB-Gaserzeugung kann durch eine geeignete Wahl der folgenden Betriebsbedingungen über einen großen Bereich variiert werden:

- Steam/Fuel Ratio im Gaserzeugungsreaktor
- Betttemperatur des Gaserzeugers
- Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsreaktor

6.1. Einfluss der Steam/Fuel Ratio

Steam/Fuel Ratio

Mit dieser Kennzahl wird beschrieben, wieviel Wasserdampf im Verhältnis zur zugeführten trockenen Brennstoffmenge im Gaserzeuger zur Verfügung steht.

$$\frac{Steam}{Fuel} = \frac{\dot{m}_{Dampf,Fluid} + \dot{m}_{Brennstoff} \cdot x_{Wasser}}{\dot{m}_{Brennstoff} \cdot (1 - x_{Wasser})}$$

$\dot{m}_{Dampf,Fluid}$ ist die Fluidisierungsdampfmenge im Gaserzeuger in kg/s.

$\dot{m}_{Brennstoff}$ ist die feuchte Brennstoffmenge in kg/s.

x_{Wasser} ist der Wassergehalt des Brennstoffs in kg/kg.

Abbildung 6 zeigt den Einfluss der Steam/Fuel Ratio auf die Produktgaszusammensetzung und das für die Synthesen wichtige H_2/CO-Verhältnis sowie den Kaltgaswirkungsgrad, den feuchten Produktgas-Volumenstrom und den Bettmaterialumlauf.

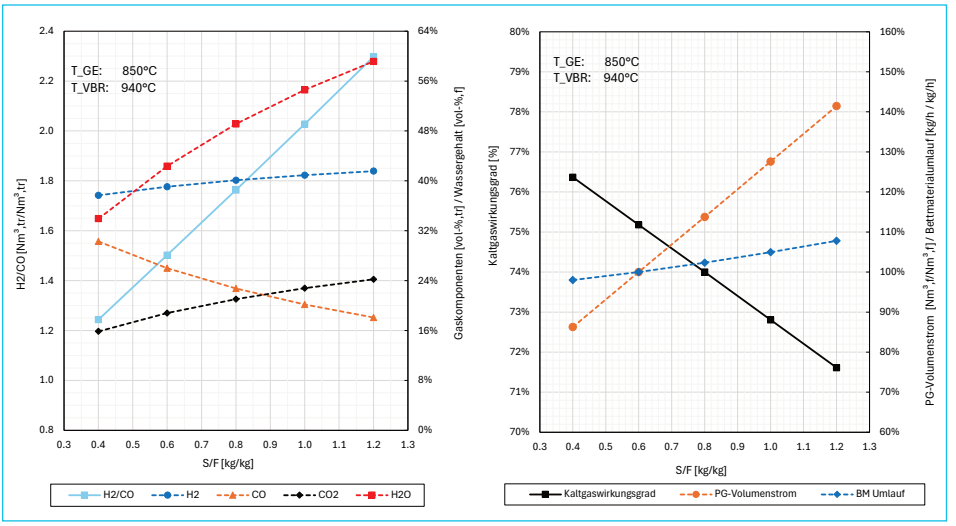


Abb. 6: Einfluss der Steam/Fuel Ratio auf die Produktgaszusammensetzung

Eine Erhöhung der Steam/Fuel Ratio führt zu einer Erhöhung des H_2/CO-Verhältnisses. Gleichzeitig nimmt der feuchte Produktgasvolumenstrom deutlich zu, der Kaltgaswirkungsgrad sinkt deutlich ab.

6.2. Einfluss der Betttemperatur im Gaserzeuger

Eine Erhöhung der Betttemperatur führt zu einer Erhöhung des H_2/CO-Verhältnisses. Da sich die Produktgasmenge dabei nicht erhöht, ist der Einfluss auf den Kaltgaswirkungsgrad nur gering.

Abbildung 7 zeigt den Verlauf der Gaskonzentrationen und das H_2/CO-Verhältnis als Funktion der Betttemperatur. Es ist auch ein deutlicher Anstieg des Bettmaterialumlaufs zu erkennen. Bei geringerer Temperaturdifferenz zwischen den Reaktoren muss mehr Bettmaterial umlaufen, um die erforderliche Energiemenge in den Gaserzeuger zu transportieren.

Es zeigt sich aber deutlich, dass die Betttemperatur eine sehr effektive Methode zur Beeinflussung des H_2/CO-Verhältnisses darstellt.

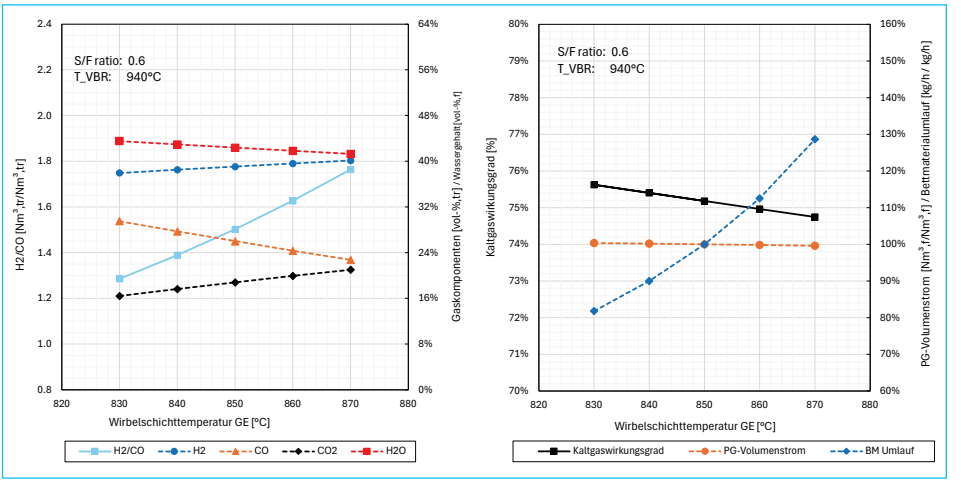


Abb. 7: Einfluss der Betttemperatur im Gaserzeuger auf die Produktgaszusammensetzung

6.3. Einfluss der Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsreaktor

Eine Erhöhung der Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsreaktor hat nur einen geringen Einfluss auf die Produktgas-Zusammensetzung, wirkt sich aber deutlich auf den Bettmaterialumlauf aus (Abbildung 8).

Somit kann die Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsteil gut genutzt werden, um den Bettmaterialumlauf gezielt zu beeinflussen.

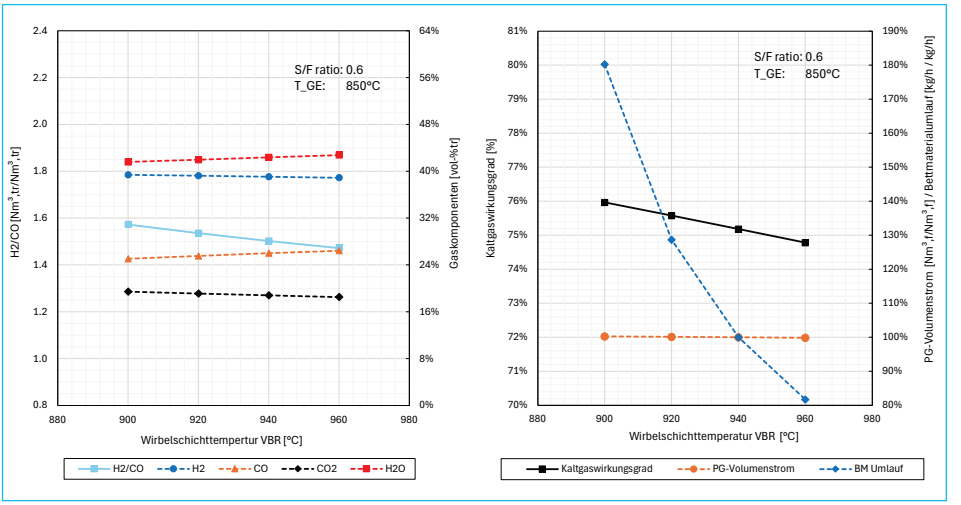


Abb. 8: Einfluss der Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsreaktor auf die Produktgaszusammensetzung, den Kaltgaswirkungsgrad, den Produktgas-Volumenstrom und den Bettmaterialumlauf

6.4. Kombination mehrerer Einstellparameter

Fall 1: Erhöhung des H_2/CO-Verhältnisses bei gleichzeitiger Begrenzung des Bettmaterialumlaufs

Eine Erhöhung der Betttemperatur im Gaserzeuger führt zu einer deutlichen Erhöhung des Bettmaterialumlaufs. Wird allerdings gleichzeitig auch die Austrittstemperatur aus dem Verbrennungsreaktor angehoben, kann dieser Effekt kompensiert werden, während der Einfluss auf die Produktgaszusammensetzung weitestgehend erhalten bleibt. Tabelle 2 zeigt dies sehr deutlich durch Gegenüberstellung der einzelnen Maßnahmen und deren Kombination.

Tab. 2: Auswirkungen der Erhöhung der Betttemperatur im Gaserzeuger und der Austrittstemperatur des Verbrennungsreaktors sowie die Kombination aus beiden Maßnahmen

		Basis	T_GE +20K	T_VBR +20K	T_GE & T_VBR +20K
T Gaserzeuger	°C	850	870	850	870
T Verbrennungsreaktor	°C	940	940	960	960
Steam/Fuel Ratio	-	0,6	0,6	0,6	0,6
Kaltgaswirkungsgrad	%	75,2 %	74,7 %	74,8 %	74,3 %
BM-Umlauf	kg/s / kg/s	1,000	**1,286**	0,817	**1,000**
PG-Volumenstrom	$Nm^3/h,f$ / $Nm^3/h,f$	1,000	0,996	0,999	0,995
CO_2	%v,tr	18,80 %	21,02 %	18,51 %	20,71 %
CO	%v,tr	26,00 %	22,75 %	26,43 %	23,20 %
H_2	%v,tr	39,06 %	40,13 %	38,91 %	39,96 %
H_2O	%v,f	42,37 %	41,29 %	42,78 %	41,70 %
H_2/CO	-	1,50	**1,76**	1,47	**1,72**

Fall 2: Maximierung des H_2/CO-Verhältnisses durch Kombination von höherer Betttemperatur im Gaserzeuger und höherer Steam/Fuel Ratio

Durch Kombination der wirksamen Steam/Fuel Ratio mit der effizienten Erhöhung der Betttemperatur im Gaserzeuger lassen sich sehr hohe H_2/CO-Verhältnisse von bis zu 3,0 im Produktgas erzielen, bei gleichzeitig noch akzeptablem Kaltgaswirkungsgrad > 70 %. Diese Ergebnisse zeigen die Flexibilität und Vielseitigkeit des DFB-Gaserzeugungssystems sehr deutlich (Tabelle 3).

Tab. 3: Auswirkungen der gleichzeigen Erhöhung der Betttemperatur im Gaserzeuger und der Steam/Fuel Ratio

		Basis	H_2/CO = 3.0
T Gaserzeuger	°C	850	875
T Verbrennungsreaktor	°C	940	940
Steam/Fuel Ratio	-	0.6	1,25
Kaltgaswirkungsgrad	%	75,2 %	**70,5 %**
BM-Umlauf	kg/s / kg/s	1,000	**1,517**
PG-Volumenstrom	Nm3/h,f / Nm3/h,f	1,000	**1,444**
CO_2	%v,tr	18,80 %	27,04 %
CO	%v,tr	26,00 %	13,96 %
H_2	%v,tr	39,06 %	42,90 %
H_2O	%v,f	42,37 %	59,47 %
H_2/CO	-	1,50	**3,07**

6.5. Strategie für die Einstellung des gewünschten H_2/CO-Verhältnisses

Aus den vorher beschriebenen Zusammenhängen lassen sich für die Einstellung eines gewünschten H_2/CO-Verhältnisses bei gleichzeitig höchstem Kaltgaswirkungsgrad folgende Strategien ableiten.

Strategie zur Erhöhung des H_2/CO-Verhältnisses

1. Betttemperatur im Gaserzeuger erhöhen, da der Einfluss auf den Kaltgaswirkungsgrad am geringsten ist. Dadurch erhöht sich der Bettmaterialumlauf.
2. Ist der Bettmaterialumlauf nicht weiter steigerbar: Erhöhung der Temperatur am Austritt des Verbrennungsreaktors bis max. 960 °C.
3. S/F Ratio erhöhen.

Strategie zur Erhöhung des Kaltgaswirkungsgrades

1. S/F Ratio so weit wie möglich reduzieren, damit gerade noch ausreichend H_2/CO-Verhältnis erreicht wird.
2. Wenn S/F Ratio den Mindestwert erreicht hat, Betttemperatur im Gaserzeuger absenken, dabei auf die entstehende Teermenge achten (bei geringen Betttemperaturen kann diese stark ansteigen).
3. Temperatur am Austritt des Verbrennungsreaktors gemeinsam mit der Betttemperatur im Gaserzeuger absenken, Mindesttemperatur am Verbrenneraustritt mit ca. 900–920 °C einhalten.

7. Zusammenfassung

Die Herausforderungen der Bekämpfung des Klimawandels erfordern bis 2050 eine massive Abkehr von fossilen Rohstoffen in den Bereichen der Energieversorgung, Industrie und Mobilität. In diesen Bereichen kann die DFB-Gaserzeugung aus nachhaltiger Biomasse zur Produktion von nachhaltigen grünen Treibstoffen wie SAF (Synthetic Aviation Fuels) oder grünen Gasen wie Wasserstoff oder grünem Methan einen wertvollen Beitrag leisten.

Es wird die DFB-Gaserzeugung als autothermes Zwei-Bett-Wirbelschichtverfahren beschrieben, welches ein praktisch stickstofffreies, über einen weiten Zusammensetzungsbereich einstellbares Produktgas liefert. Der grundsätzliche Aufbau der Gasreinigung zur Entfernung von staubförmigen Verunreinigungen und von Teeren wird erklärt.

Weiterhin werden drei Verfahren zur Herstellung von grünen Treibstoffen mittels Fischer-Tropsch-Verfahren, grünem Methan mittels Methanierung und Wasserstoff mittels Wassergas-Shift und Druckwechseladsorption (PSA) vorgestellt und deren spezifische Anforderungen an das Produktgas verglichen.

Abschließend wird die Beeinflussung der Produktgaszusammensetzung durch gezielte Wahl der Betriebsbedingungen im DFB-Gaserzeuger beschrieben und daraus zwei Strategien abgeleitet für die Erhöhung des H_2/CO-Verhältnisses und des Kaltgaswirkungsgrads. Dies zeigt eindrücklich die Flexibilität, mit der die DFB-Gaserzeugung an die Anforderungen nachgeschalteter Syntheseverfahren angepasst werden kann.

8. Quellen

[1] World Energy Outlook 2025, https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025 (Stand: 24.07.2026).

[2] Dry, M.E.; Steynberg, A.P.: *Fischer-Tropsch Technology; Studies in Surface Science and Catalysis*; Elsevier: Amsterdam, The Netherlands, 2004; Volume 152, pp. 196–257; ISBN 978-0-444-51354-0.

[3] De Klerk, A.: *Fischer-Tropsch Refining*, 1st ed.; Wiley: Weinheim, Germany, 2011; ISBN 978-3-527-32605-1.

[4] LeViness, S.; Deshmukh, S. R.; Richard, L.A.; Robota, H.J.: *Velocys Fischer-Tropsch Synthesis Technology – New Advances on State-of-the-Art*. Top. Catal. 2014, 57, 518–525.

[5] Arlt, S.; Köffler, T.; Wustinger, I.; Aichernig, C.; Rauch, R.; Hofbauer, H.; Weber, G.: *Opportunities and Challenges in Reducing the Complexity of the Fischer-Tropsch Gas Loop of Smaller-Scale Facilities for the Production of Renewable Hydrocarbons*. Energies 2025, 18, 5479.

[6] Arlt, S.: *Renewable Carbon Refinery Based on Fischer – Tropsch Synthesis for Industrial Applications*; Ph.D. Dissertation; Technische Universität Wien; Wien, 2025.

[7] Veress, M.: *Optimization of a process concept for the industrial production of Bio-SNG from low-grade fuels*; Diplomarbeit; Technische Universität Wien; Wien, 2020.

[8] Binder, M.; Kraussler, M.; Kuba, M.; Luisser, M.: *Hydrogen from biomass gasification*, IEA Bioenergy: Task 33: December 2018, IEA Bioenergy, ISBN 978-1-910154-59-5.

[9] Kraussler, M.; Binder, M.; Hofbauer, H.: *2250-h long term operation of a water gas shift pilot plant processing tar-rich product gas from an industrial scale dual fluidized bed biomass steam gasification plant*; Int. J. Hydrog. Energy 41, 2016; 6247–6258.

Katalysatorherstellung für die Methanisierung biogener CO_2-haltiger Gase in Mikrospaltreaktoren

Cornell Wüstner, Mandy Thomas, Selina Nieß, William Würpel,
Thomas Schwarz, Carolin Werner und Nicholas Francis Lynn

1. Einleitung 245
2. Materialien und Methoden 247
2.1. Herstellung der papierbasierten Grundstruktur 247
2.2. Katalysatorherstellung 248
3. Ergebnisse und Diskussion 249
3.1. Charakterisierung der papierbasierten Grundstruktur 249
3.2. Katalytische Beschichtung der Keramik 251
4. Ausblick 253
5. Quellen 254

1. Einleitung

Katalysatoren werden bei einer Vielzahl chemischer Reaktionen eingesetzt, um diese bei niedrigeren Temperaturen ablaufen zu lassen, die Reaktionszeit zu verkürzen sowie die Ausbeute und Selektivität zum Zielprodukt zu erhöhen. Ein Beispiel hierfür ist die Reaktion von Kohlenstoffdioxid (CO_2) mit Wasserstoff (H_2) zu Methan (CH_4), welche als Methanisierung bekannt ist (1). Diese Reaktion wird üblicherweise mit Ni- oder Ru-basierten Katalysatoren bei 250–600 °C und 1–30 bar durchgeführt [1].

$$4\ H_2 + CO_2 \rightleftarrows CH_4 + 2\ H_2O \qquad \Delta H_R^0 = -165\ \text{kJ mol}^{-1} \qquad (1)$$

Um die mechanischen, thermischen und massentransferbezogenen Anforderungen des Prozesses zu erfüllen, sollte der Katalysator in Form eines Formkörpers, beispielsweise einer Kugel, eines Zylinders oder eines Monoliths, vorliegen [2].

Solche geformten Katalysatoren werden häufig in Festbettreaktoren verwendet. Diese zeichnen sich durch einen einfachen Aufbau und eine ausgereifte Technologie aus, können jedoch bei exothermen Reaktionen, wie der Methanisierung zu Temperatur-Hotspots und hohen Druckverlusten innerhalb des Reaktors führen. Weitere für die Methanisierung verwendete Reaktorarten sind unter anderem Wirbelschicht-, Membran-, Plasma- und Mikrokanalreaktoren, die bisher höchstens im Demonstrationsmaßstab verwendet werden [3]. Um die Herausforderungen, wie die Bildung von Hotspots anzugehen, eignen sich vor allem Mikrospaltreaktoren. Durch ein hohes Verhältnis von Oberfläche zu Volumen lässt sich in diesen Reaktoren die Wärme effizient über die Reaktorwand abführen, wodurch eine nahezu isotherme Temperatur im Reaktor möglich ist.

Der Katalysator kann auf verschiedene Weisen in Mikrospaltreaktoren eingebracht werden, beispielsweise als Oberflächenbeschichtung auf der Reaktorwand, als Festbett-Schüttung oder in Form eines strukturierten Monoliths. Die Oberflächenbeschichtung der Wand erhöht die Wärmeübertragungseffizienz, jedoch ist diese Methode aufgrund des aufwändigen Katalysatorwechsels nicht für die industrielle Anwendung geeignet. Ein monolithischer Katalysator, der aus einem dreidimensionalen Formkörper besteht, auf den die katalytisch aktiven Komponenten beschichtet sind, lässt sich hingegen leicht auswechseln [3].

Monolithische Formkörper für Katalysatoren können aus Keramik oder Metallen bestehen. Eine interessante Möglichkeit, einen solchen Formkörper zu entwickeln, basiert auf der Verwendung der Papiertechnologie. Dabei werden sogenannte hochgefüllte Papiere als Grünkörper erzeugt, die neben dem Zellstoff einen hohen Anteil an Füllstoff (zum Beispiel Al_2O_3) enthalten. Diese können umgeformt und anschließend gesintert werden, wobei die Zellulose und organische Additive verbrennen und das Füllmaterial eine keramische Struktur ausbildet [4]. Anschließend kann die Struktur mit katalytisch aktiven Materialien beschichtet werden.

In einer Studie wurden bereits keramische Papiere als Platten als Grundstruktur für Katalysatoren für die CO_2-Methanisierung getestet [5]. Es wurden drei verschiedene Ni-Konzentrationen (2,6 Ma.-%, 5 Ma.-% und 10 Ma.-%) auf alumina- und silikahaltiger Keramik mit Alumina-Binder getestet. Die Versuche fanden in einem Festbettreaktor mit zehn übereinandergestapelten Katalysatorplatten statt. Obwohl die Imprägnierung als inhomogen beschrieben wurde, stimmen die Versuchsergebnisse gut mit den Simulationsergebnissen, bei denen eine homogene Ni-Verteilung auf der Oberfläche angenommen wurde, überein. Der höchste CO_2-Umsatz in der Studie (ca. 42 %) konnte mit dem 10 % Ni-Katalysator mit einer Gaszusammensetzung von 1/3,39/1 CO_2/H_2/Ar (60 ml min^{-1}) bei 3 bar und 350 °C erreicht werden. Unter thermodynamischem Gleichgewicht ist unter diesen Bedingungen ein CO_2-Umsatz von bis zu 82 % möglich [5]. In einer wei-

teren Studie wurde ein keramisches Papier für die Synthese von Ethen aus Ethan untersucht. Das keramische Papier wurde mit einer Schwammstruktur, einem Monolith und einem Pulver als Formkörper für einen Ni/Al_2O_3-Katalysator in einem Festbettreaktor verglichen [6]. Im Vergleich zu dem Alumina-Schwamm und Cordierit-Monolith, bei denen eine homogene Verteilung der katalytischen Beschichtung beobachtet wurde, zeigt das keramische Papier NiO-Agglomerate entlang der Fasern und bei 400 °C einen höheren Ethanumsatz (9,9 %) als die Katalysatoren auf der Schwammstruktur (6,9 %) bzw. dem Monolith (6,1 %). Allerdings ist seine Selektivität zu Ethen deutlich geringer. Die Produktivität in g_{Ethan} kg_{Ni}^{-1} des Katalysatorsystems auf dem keramischen Papier ist vergleichbar mit der des reinen NiO-Pulvers [6].

Der Vorteil der Verwendung von Papier als Vorläufer für Keramik ist, dass es sich leicht mit Werkzeugen formen lässt, die in der Papierindustrie üblich sind. Zum Beispiel können wellenförmige Strukturen in einem Mikrospaltreaktor verwendet werden, um Kanäle zu erzeugen und die aktive Oberfläche für Reaktionen zu erhöhen. Die über und unter der Wellenstruktur befindlichen Deckplatten gewährleisten den Kontakt mit der Reaktorwand, sodass die bei der Reaktion entstehende Wärme zuverlässig aus dem Reaktor abgeführt wird.

Dieser Artikel zeigt die ersten Ergebnisse bei der Herstellung von papierbasierten keramischen Strukturen als einfache flache Platten sowie erste Versuche zur Imprägnierung mit Katalysatoren für die CO_2-Methanisierung. Die Katalysatoren sollen perspektivisch für die Methanisierung von Biogas eingesetzt werden.

2. Materialien und Methoden

2.1. Herstellung der papierbasierten Grundstruktur

Die hochgefüllten Papiere als Grünkörper für die papierbasierten Keramiken wurden an einem HAAGE-Blattbildner nach den in DIN ISO 52692 festgelegten Standards in Form von runden Blättern hergestellt (Rapid-Köthen-Prinzip). Es wurde eine Zellstoff-Suspension aus 50 % Langfaser- und 50 % Kurzfaserzellstoff nach DIN EN ISO 5263 hergestellt, wobei in den letzten fünf Minuten der Desintegration Graphit (SC 20 OS, Graphit Kropfmühl GmbH) hinzugegeben wurde. Die Zellstoff-Suspension (0,4 % Zelluloseanteil in Wasser) wurde vorgelegt. Anschließend wurde kationische Stärke hinzugefügt und die Mischung 5 min lang gerührt. Danach wurde eine 40 %-ige Suspension aus Aluminiumoxid-Pulver verschiedener Partikelgrößen (mittlere Partikelgrößen d_{50} = 0,4 µm und d_{50} = 10 µm) in die Zellstoff-Suspension eingearbeitet, gefolgt von der Zugabe eines Styrol-Butadien-Latex unter stetigem Rühren. Schließlich wurde ein kationisches Retentionsmittel auf Polyacrylamid-Basis hinzugefügt. Die Herstellung der hochgefüllten Laborblätter wurde durch Verdünnung der entstandenen

Suspension (mit allen Papier-Bestandteilen) mit Leitungswasser eingeleitet, gefolgt von der Zufuhr von Druckluft, um eine turbulente Homogenisierung zu erreichen. Anschließend wurde die Suspension auf einem Formiersieb verteilt und unter reduziertem Druck entwässert. Das nasse Laborblatt wurde mit einem Karton abgedeckt, mit einer Andruckwalze fest angepresst und anschließend vom Sieb entfernt. Das so entstandene Papier wurde 20 min lang bei 94 °C unter vermindertem Druck mithilfe eines Vakuum-Trockners getrocknet. Die hergestellten Blätter haben einen Durchmesser von 20 cm und finale Grammaturen zwischen 500 und 1000 g m^{-2}. Die mit Aluminiumoxid hochgefüllten präkeramischen Spezialpapiere wurden in einem Hochtemperaturofen (Kammerofen HTK 160/17 DBS, ThermConcept GmbH) unter Luft und mit einer schrittweisen Temperaturerhöhung bis auf 1600 °C gesintert, um die keramischen Grundstrukturen zu erzeugen. Querschnittsbilder der hochgefüllten präkeramischen Papiere und der papierbasierten Keramik wurden mit einem Rasterelektronenmikroskop (JSM-IT210, JEOL) aufgenommen. Die Porosität der Proben wurde mit einem Quecksilberporosimeter (PoreMaster 60 GT, Anton Paar GmbH) bestimmt.

2.2. Katalysatorherstellung

Die keramischen Grundstrukturen wurden mittels Nassimprägnierung mit katalytischen Komponenten beschichtet, zunächst mit den Trägermaterialien γ-Al_2O_3 bzw. CeO_2 und danach mit NiO, welches durch H_2-Reduktion zur Aktivkomponente Ni aktiviert wird. Dafür wurden zuerst die Grundstrukturen auf 60 × 22 mm zugeschnitten und gefeilt. Anschließend wurden sie mit deionisiertem Wasser gespült und in einem Ofen (Nabertherm L 9/11/C450) zunächst mit einer konstanten Heizrate von 6 K min^{-1} auf 350 °C temperiert und danach bei dieser Temperatur für 2 h getrocknet. Die Auftragung von Trägermaterial erfolgte durch Präkursoren AL20 (Nyacol AL20, Nyacol Nano Technologies), welches unverdünnt verwendet wurde, Al ($Al(NO_3)_3 \cdot 9\ H_2O$, Carl Roth GmbH) und Ce ($Ce(NO_3)_3 \cdot 6\ H_2O$, abcr GmbH). Für die Aktivkomponente wurde als Präkursor ($Ni(NO_3)_2 \cdot 6\ H_2O$, Gruessing GmbH) eingesetzt. Aus den Nitraten wurden gesättigte Lösungen mit deionisiertem Wasser hergestellt. In einem Imprägnierungsschritt wurde die Grundstruktur in ein definiertes Volumen von 10 ml für 30 min getaucht und zum Erhalt der oxidischen Form anschließend kalziniert. Um die gewünschte Beladung zu erreichen, wurden mehrere aufeinanderfolgende Imprägnierungsdurchgänge durchgeführt. Die genaue Anzahl ist in der Katalysatorbezeichnung angegeben (2Al_1Ni steht für zwei Al- und einen Ni-Imprägnierungsschritt). Unmittelbar nach Imprägnierung wurde die überschüssige Lösung mit Druckluft (1,5 bar) entfernt. Zur Trocknung der imprägnierten Proben wurden zwei verschiedene Methoden miteinander verglichen. Bei der thermischen Trocknung (TT) wurden die Proben bei 100 °C für 3 h in einem Trocknungsofen (Heraeus UT 6) vorgetrocknet. Bei der Gefriertrocknung

(GT) wurden die Proben in einen Glascontainer gelegt, mit flüssigem Stickstoff eingefroren und über Nacht unter Hochvakuum (etwa 10^{-6} mbar; Vacuubrand HP 40 B2/RZ6) getrocknet. Anschließend wurden die Proben kalziniert. Bei Ce-haltigen Proben wurde die Temperatur zunächst mit 6 K min^{-1} auf 150 °C, anschließend mit 0,5 K min^{-1} auf 250 °C und weiter mit 0,5 K min^{-1} auf 350 °C erhöht. Die abschließende Kalzinierung erfolgte bei 500 °C mit einer Heizrate von 1 K min^{-1}. Bei jeder Temperaturstufe wurde die Temperatur für 3 h konstant gehalten. Die Proben mit γ-Al_2O_3 bzw. NiO als Katalysatormaterial wurden bei 150 °C und 500 °C für jeweils 3 h kalziniert. Die Temperaturstufen wurden mit einer Heizrate von 1 K min^{-1} erreicht. Die Elementverteilung wurde mittels energiedispersiver Röntgenfluoreszenz (EDXRF) mit einem Micro-XRF Spektrometer (M4 Tornado, Bruker) analysiert, wobei Ni, Al und Ce durch Mehrpunkt-Oberflächenkartierung auf Vorder- und Rückseite der Probe bestimmt wurden. Dafür wurden die Proben vor der Messung auf 20 mbar evakuiert. Die Anregung erfolgte durch eine Mikrofokus-Rh-Röntgenröhre (50 kV, 700 µA, 1,0-mm-Kollimator, 30 mm^2 Silizium-Drift-Detektor, SDD), wodurch eine Energieauflösung von unter 145 eV erreicht wurde. Anschließend wurden die Proben der Länge nach in drei Abschnitte geteilt und jeweils die spezifische Oberfläche mittels Mehrpunkt-BET-Modell in einem Oberflächenanalysator (NovaTouch LX4, Quantachrome Instruments) analysiert. Aufgrund des limitierenden Probenraumes wurde jeder Abschnitt in kleinere Bruchstücke zerbrochen. Anschließend wurden sie jeweils 2 h bei 200 °C entgast und bei variierendem Partialdruck die vollständige Sorptionsisotherme von N_2 bei -196 °C aufgenommen.

3. Ergebnisse und Diskussion

3.1. Charakterisierung der papierbasierten Grundstruktur

Das Ziel für die Entwicklung der keramischen Grundstruktur auf Papierbasis ist eine hohe Porosität (> 50 %) und eine mittlere Doppelring-Biegefestigkeit gemäß DIN 51105 von mehr als 10 MPa. Im Rahmen eines Optimierungsprozesses wurden verschiedene Papierzusammensetzungen getestet. Anhand dieser Versuche konnte eine geeignete Zusammensetzung der Grünkörper (Tabelle 1) sowie ein geeignetes Sinterverfahren ermittelt werden, um die gewünschten keramischen Eigenschaften zu erzielen. Das Sintern erfolgte bei einer Höchsttemperatur von 1600 °C. Im Temperaturbereich von 200 °C bis 800 °C kommt es zu einer langsamen und schrittweisen Entbinderung, was zu einer porösen und zugleich stabilen Keramikstruktur führt. Der Querschnitt des erhaltenen blattförmigen Materials vor und nach dem Sintern ist in Abbildung 1 anhand einer Rasterelektronenmikroskopie- (REM) Aufnahme dargestellt.

Tab. 1: Grünkörper-Zusammensetzung. Die Hauptbestandteile ergeben zusammen 100 %, benötigte Additive werden darauf bezogen und addiert.

Hauptbestandteile			**Zusätze**		
Fasern	Keramik-füllstoff	Poren-bildner	Trocken-festmittel	Bindemittel	Retentionsmittel
Zellstoff-Mischung	Alumina-Mischung	Graphit	Kationische Kartoffelstärke	Styrol-Butadien-Latex	Kationisches Polyacrylamid
10 %	80 %	10 %	+2,5 %	+1,5 %	+0,1 %

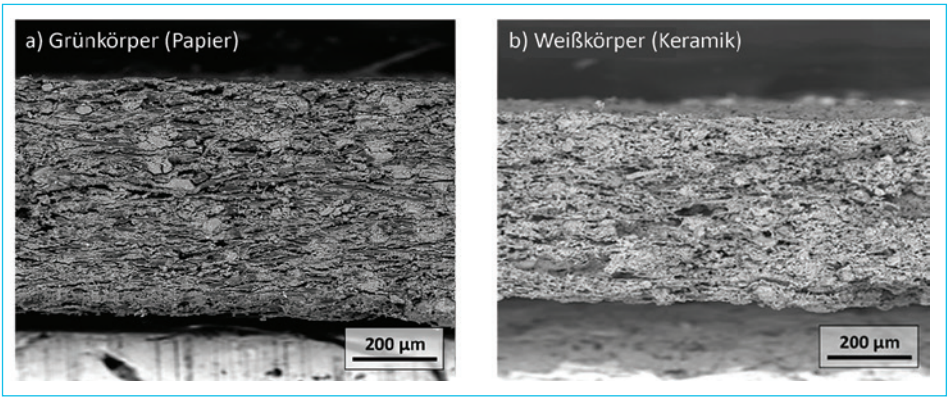


Abb. 1: REM-Aufnahmen vom Querschnitt des hochgefüllten präkeramischen Papiers (a) und der nach dem Sintern entstandenen porösen Keramikstruktur (b)

In Abbildung 1a ist die Papierstruktur vor dem Sintern dargestellt. Die Fasern, die für die strukturelle Integrität des Materials verantwortlich sind, sind in einem dunklen Grauton zu sehen. Einige Fasern sind von links nach rechts ausgerichtet, während andere Stellen den Faser-Querschnitt zeigen. Der in die Fasermatrix eingebettete Füllstoff ist in hellerem Grau zu erkennen. Die Papiere wurden auf ihre Festigkeit geprüft und weisen eine ausreichende Festigkeit für Verarbeitungsschritte wie beispielsweise Schneiden, Rillen oder Falzen auf. Die REM-Aufnahme der hochporösen, keramischen Struktur nach dem Sintern (Abbildung 1b) zeigt in hellgrau den keramischen Füllstoff, der nach dem Sintern als poröse Struktur zurückbleibt. Es wurde eine Gesamtporosität der keramischen Grundstruktur von 55 % bei einer durchschnittlichen Porengröße von 4,6 µm gemessen. Auf der REM-Aufnahme wird außerdem die Schrumpfung durch den Sinterprozess von etwa 20 % in der Materialdicke deutlich, welcher in alle Richtungen auftritt. Die planaren keramischen Strukturen wurden auf ihre Stabilität getestet und sind mit einer Doppelring-Biegefestigkeit von ca. 10 MPa ausreichend stabil, um manuell gehandhabt zu werden. Sie eignen sich somit für die Weiterverarbeitung als Katalysatorträger.

3.2. Katalytische Beschichtung der Keramik

Die keramische Grundstruktur ist katalytisch inaktiv und erfordert eine Aufbringung aktiver Komponenten, um die Methanisierung zu ermöglichen. Um die Imprägnierung der verschiedenen Proben miteinander vergleichen zu können, wurde die Keramikmasse auf 100 % normiert, während das Trägermaterial (AL20, Al, Ce) und Oxidvorstufe der Aktivkomponente (NiO) im Verhältnis dazu angegeben wurden (Tabelle 2). AL20 erreichte nach der ersten Imprägnierung einen Beladungsgrad von 10 Ma.-%, während für die Imprägnierung mit Al zwei Imprägnierungsschritte erforderlich waren, um die gleiche Beladung zu erreichen. Ce erreichte aufgrund seines höheren Molekulargewichts nach einer Imprägnierung bereits 20 Ma.-% bzw. 18 Ma.-%. Im Vergleich zu der unbeladenen Keramik mit einer spezifischen Oberfläche (sBET) von 0,8 $m^2\ g^{-1}$ wird deutlich, dass die BET-Oberfläche durch die Imprägnierung um einen Faktor von bis zu 20 vergrößert wird. Die Vergrößerung der spezifischen Oberfläche kommt durch das Trägermaterial zustande, das im ersten Schritt auf die Keramik imprägniert wird. Bei gleicher Zusammensetzung ergab sich bei thermischer Trocknung ein etwas höherer sBET-Wert als bei Gefriertrocknung. Zudem weist AL20 im Vergleich zu Al einen leicht höheren sBET-Wert auf. Die höchsten sBET-Werte wurden mit Ce bei thermischer Trocknung erzielt.

Tab. 2: Imprägnierte keramische Grundstrukturen mit ihrer jeweiligen Trockenmasse an α-Al_2O_3 (m_{Al2O3}), Masse des imprägnierten Trägermaterials γ-Al_2O_3 oder CeO_2 ($m_{Träger}$), Masse des Nickeloxids (m_{NiO}) und sBET.

	Katalysator-bezeichnung	m_{Al2O3} [g]	$m_{Träger}$ [g]	m_{NiO} [g]	m_{Al2O3} [Ma.-%]	$m_{Träger}$ [Ma.-%]	m_{NiO} [Ma.-%]	sBET [$m^2\ g^{-1}$]
	Unbeladen	-	-	-	-	-	-	0,8
(a)	1AL20_1Ni_GT	1,76	0,17	0,18	100	10	10	14,3
(b)	2Al_1Ni_TT	1,81	0,18	0,17	100	10	10	13,9
(c)	2Al_1Ni_GT	1,74	0,16	0,15	100	9	9	10,2
(d)	1Ce_1Ni_TT	1,94	0,39	0,16	100	20	8	16,3
(e)	1Ce_1Ni_GT	1,73	0,31	0,19	100	18	11	14,3

Die getrockneten Proben zeigen wie in der Literatur beschrieben eine inhomogene Verteilung der katalytischen Komponenten [5] [6]. Fotos sowie die Ergebnisse der EDXRF-Untersuchung sind in Abbildung 2 dargestellt. Da der Röntgenstrahl nicht durch den Probenkörper gelangt, konnte die Ni-Beladung auf beiden Seiten der keramischen Grundstruktur untersucht werden. Allgemein wurde bei beiden Trocknungsverfahren beobachtet, dass jeweils eine Seite der Proben stärker beladen ist als die andere und ebenso die Ränder stärker beladen sind als die Mitte. Grund dafür könnte die Entfernung der überschüssigen Flüssigkeit durch Druckluft sein, was zu einer unvollständigen Porenfüllung und somit zu einer inhomogenen Flüssigkeitsverteilung führt. Die Proben, die über

Gefriertrocknung getrocknet wurden, zeigen tendenziell mehr Fleckenbildung durch die Imprägnierung. Es wird vermutet, dass die Nutzung von flüssigem Stickstoff zu einem zu schnellen Abkühlen führt, wodurch sich salzfreie Eiskristalle an der Oberfläche bilden. Idealerweise sollte die Gefriertrocknung daher knapp unterhalb des Gefrierpunktes stattfinden [7].

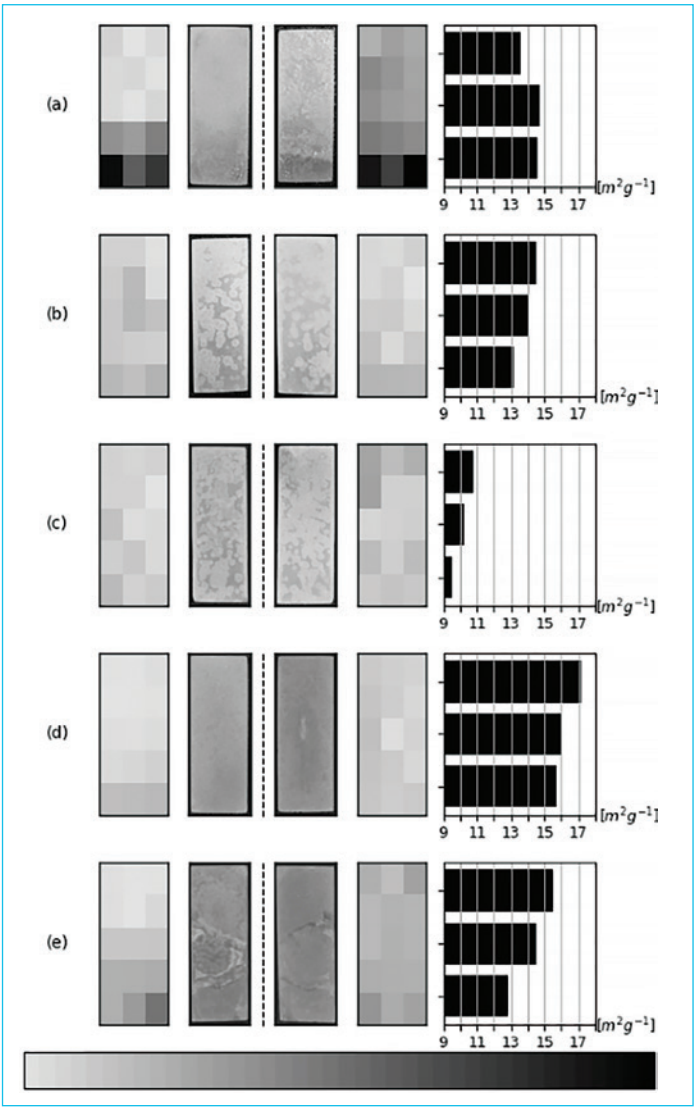


Abb. 2: Links: EDXRF-Auswertung als Matrix und Foto von beiden Seiten der Katalysatorplatten. Rechts: sBET-Messung. Die Farbskala für die Ni-Beladung zeigt in schwarz den höchsten gemessenen Ni-Gehalt. Die hellste Farbe wurde jeweils auf den niedrigsten Wert der Probe normiert.
Die Zeilen (a)–(e) entsprechen den Katalysatorbeladungen in Tabelle 2.

Im Vergleich der Fotos von Probe (a) und Probe (c) in Abbildung 2 wird deutlich, dass trotz gleichem γ-Al_2O_3-Gehalt in der Imprägnierlösung durch den Präkursor AL20 kleinere Spots als mit Al gebildet werden. Der Präkursor scheint demnach auch einen Einfluss auf die Homogenität der Imprägnierung zu haben. Die beiden Proben mit Ce zeigen keine deutlich sichtbaren Spots auf der Keramik. Das hängt jedoch wahrscheinlich mit der höheren Beladung zusammen und kann daher schwer mit den Al_2O_3-Proben verglichen werden. Die unterschiedliche Beladung auf der Keramik spiegelt sich auch in den Ergebnissen der BET-Analyse wider, die jeweils für den oberen, mittleren und unteren Bereich der Probe durchgeführt wurde (Abbildung 2). Die Ergebnisse zeigen, dass das Imprägnierungsverfahren weiter angepasst werden muss. Wahrscheinlich ist eine sanftere Behandlung zur Entfernung der überschüssigen Flüssigkeit notwendig.

4. Ausblick

Die erfolgreiche Herstellung des papierbasierten keramischen Katalysatorformkörpers mit hoher Porosität und geeigneter mechanischer Stabilität bildet die Grundlage für weitere Untersuchungen zu wellenförmigen Strukturen mit Deckplatten. Die Papierherstellung soll perspektivisch auf eine Versuchspapiermaschine übertragen werden, die eine kontinuierliche, branchenorientierte Herstellung der hochgefüllten Grünpapiere ermöglicht. An der Methode zur Imprägnierung der Keramik wird weitergearbeitet. Die verschieden zusammengesetzten Katalysatoren werden dann im Labormaßstab und schließlich im Technikumsmaßstab für die CO_2-Methanisierung untersucht. Ziel ist ein abschließender Dauerversuch im Technikum mit Biogas aus einer anaeroben Vergärung als CO_2-Quelle.

Danksagung

Die in diesem Artikel beschriebenen Studien wurden innerhalb des Projektes MiBioMet (Förderkennzeichen 100742950) durchgeführt, das über den europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) finanziert wird.

Kofinanziert von der Europäischen Union

Diese Maßnahme wird mitfinanziert durch Steuermittel auf der Grundlage des vom Sächsischen Landtag beschlossenen Haushaltes.

5. Quellen

[1] E. Giglio, P. Bruno, E. Catizzone, G. Giordano, M. Migliori: *Optimal design of catalytic reactors for direct biogas methanation through thermodynamic analysis and 2-D reactor modeling*, Fuel Processing Technology 276 (2025) 108287. https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2025.108287.

[2] J. T. García-Sánchez, V. G. Baldovino-Medrano: *Elements of the Manufacture and Properties of Technical Catalysts*, Industrial & Engineering Chemistry Research 62 (2023) 7769–7838. https://doi.org/10.1021/acs.iecr.3c00369.

[3] H. Cheng, Y. Li, D. Tarlet, L. Luo, Y. Fan: *Microreactor technology for CO_2 methanation: A review on process intensification and system integration*, Chemical Engineering and Processing – Process Intensification 221 (2026) 110690. https://doi.org/10.1016/j.cep.2025.110690.

[4] B. Dermeik, H. Lorenz, A. Bonet, N. Travitzky: *Highly Filled Papers, on their Manufacturing, Processing, and Applications*. Advanced Engineering Materials 21 (2019), 1900180. https://doi.org/10.1002/adem.201900180.

[5] A. Sánchez, V. G. Milt, E. E. Miró, R. Güttel: *Ceramic Fiber-Based Structures as Catalyst Supports: A Study on Mass and Heat Transport Behavior Applied to CO_2 Methanation*, Industrial & Engineering Chemistry Research 59 (2020) 16539–16552. https://doi.org/10.1021/acs.iecr.0c01997.

[6] P. Brussino, E. D. Banús, M. A. Ulla, J. P. Bortolozzi: *NiO-based ceramic structured catalysts for ethylene production: Substrates and active sites*, Catalysis Today 383 (2022) 84–92. https://doi.org/10.1016/j.cattod.2020.09.005.

[7] M. Khater: *Freeze drying: General Principles of Freeze Drying (The Lyophilization Process)*, 2014.

Wasserstoff/Ammoniak



Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Zukunftsweisend, innovativ und ganzheitlich.

TÜV SÜD begleitet Ihre Wasserstoff-projekte von der Idee bis zur Umsetzung.

Bei TÜV SÜD setzen wir unser umfassendes Know-how und unsere Erfahrungen mit Wasserstoff und verwandten Technologien ein, um eine sichere und zuverlässige Entwicklung von Wasserstoff-Energielösungen zu unterstützen sowie zu begleiten – von der Erzeugung über die Lagerung und den Transport bis hin zur Anwendung in den verschiedensten Branchen.

Sie stehen vor komplexen Fragestellungen und brauchen individuelle Antworten?
Unsere interdisziplinären Expertenteams ermöglichen nicht nur die ganzheitliche Betrachtung Ihrer komplexen Wasserstoffprojekte, sondern entwickeln auch gemeinsam mit Ihnen individuelle Lösungen für verschiedenste Aufgabenstellungen.
Dies umfasst neben allen technischen Fragestellungen hinsichtlich der Konzeptentwicklung und -planung, der Eignungsprüfung, der Errichtung sowie dem sicheren Betrieb Ihrer Anlagen, auch Mitarbeiterschulungen im Bereich sicherer Umgang mit Wasserstoffsystemen.

Interesse an unserem Leitfaden zur H_2-Readiness von Gaskraftwerken? Sprechen Sie uns direkt an.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH | Dr. Thomas Gallinger
+49 89 5791-3538 I hydrogen@tuvsud.com

TÜV®

Certifying the ammonia-readiness of gas power plants

Pierre Huck, Christian Schüßler and Dominik Voggenreiter

1. Certification of the hydrogen-readiness of gas power plants 257
2. Use of ammonia in power plants 259
3. Certification of the ammonia-readiness of power plants 261
4. Next steps 263
5. References 263

1. Certification of the hydrogen-readiness of gas power plants

Gas power plants are expected to continue to play a role in the future energy market, for example to complement renewable energies as controllable capacities [1]. If the use of natural gas as a fuel is a short-term solution, these power plants also need to reduce their CO_2 emissions in the mid to long term. Depending on the number of operating hours of these plants, solutions such as carbon capture and storage (CCS) or the use of low-carbon fuels like hydrogen, ammonia or methanol are considered. *Hydrogen-readiness* is a widely used term, although there is no single, universally accepted definition. In the context of this article, the term means that a power plant, maybe using natural gas as a fuel in the first place, is ready to be operated with a given concentration of hydrogen in the future, providing that a series of identified measures will be implemented. This term should not be mixed-up with the concept of *hydrogen-capability*, which means that an immediate operation with a given concentration of hydrogen is possible without significant modifications or any replacement of components or subsystems.

Given the interest of the industry in the topic but the lack of unambiguous recognized definitions at the power plant level, TÜV SÜD Industrie Service developed two guidelines on the topic of hydrogen-readiness, one for gas turbine power plants and the other for gas engine power plants ([2] [3]). These guidelines also introduced a certification system, which consists of three stages, in

order to provide a common evaluation framework for all stakeholders involved in a thermal power plant project, from equipment manufacturers (OEMs) and engineering, procurement and construction (EPC) contractors to plant operators. The three stages are further detailed in table 1.

Tab. 1: Three stages in the certification scheme

Stage	1	2	3
Certificate Name	H_2-Readiness Concept Certificate	H_2-Readiness Project Certificate	H_2-Readiness Transition Certificate
Relevant Project Phase	Bidding	Planning / construction with natural gas firing	Actual implementation of retrofit measures to use H_2
Main Focus	Generic concept followed to ensure H_2-Readiness	Implementation of the H_2-Readiness concept for a specific plant	Impact of the implemented retrofit measures on plant operability, safety, and performance
Potential Certificate Holder	Plant manufacturer, EPC, OEM	Plant owner, plant manufacturer, EPC	
Project-Specific	No	Yes	

The system is used to perform a voluntary certification of OEM/EPC concepts, as shown in table 2. It is also used to perform certification of projects or independent evaluation of plant concepts as part of technical due diligences (TDD).

Tab. 2: Completed Concept Certifications based on the TÜV SÜD H_2-Readiness Certification Guidelines. The certifications are presented in chronological order of the first certification. Each certification was performed for specific hydrogen concentrations.

Type of certificate	Delivered certificates for plants based on
Concept Certificate for gas turbine power plants	Siemens Energy SGT-800 Siemens Energy SGT-9000HL Siemens Energy SGT5-4000F Baker Hughes NovaLT16 Solar Turbines Titan 130 Ansaldo Energia GT36
Concept Certificate for gas engine power plants	Innio Jenbacher Type 4 and 6 Wärtsilä 31SG Innio Jenbacher Type 9 Rolls-Royce Solutions Series 4000 L64FNER / FV Everllence 35/44G TS and 49/60G
Concept Certificate for heat recovery steam generators (HRSG)	NEM Energy John Cockerill BHI Amec Foster Wheeler Energia

2. Use of ammonia in power plants

Hydrogen has several drawbacks, especially considering long-distance sea transport and costs. Hence, ammonia is seen as a promising hydrogen derivative for the near future, due to its higher volumetric energy density, moderate liquefaction requirements (-33 °C at 1 bar, 25 °C at 10 bar) and an already widely existing port infrastructure compared to liquefied hydrogen. Therefore, concepts are being developed to use ammonia as a fuel in gas-fired power plants.

Due to the already existing infrastructure, the conditions for using large quantities of ammonia are favourable close to the unloading facilities for long-distance transport vessels. The application of ammonia in large inland power plants will probably mostly depend on the costs of bringing the energy stored in ammonia from the unloading facilities to the engine or turbine: long-distance transport of ammonia by land is expected to continue to be carried out mainly by barge, rail or road, since pipeline networks remain limited to a few regions, such as in the United States, where the main focus is on fertilizer production. Furthermore, on-site storage of ammonia may prove difficult, as local industrial safety regulations will impose limits on the quantities stored due to ammonia's toxic and flammable nature. As an alternative, ammonia may be cracked into hydrogen and nitrogen and then injected into hydrogen pipeline networks. This, however, introduces an additional conversion step, which will result in efficiency loss and additional costs.

The differences in physical properties between hydrogen and ammonia will result in different challenges for the design, operation or retrofit of power plants traditionally using natural gas. Table 3 summarizes the physical and chemical properties of methane (as the main constituent of natural gas), hydrogen and ammonia as potential fuels in gas power plants. The properties of the fuels and the related values are provided for reference to compare the fuels qualitatively. For values given as an approximate value or a value range, more detailed information for the respective properties can be found in literature. Not all properties shown are obtained from experiments.

Tab. 3: Comparison of selected indicative properties of methane, hydrogen and ammonia and selected implications on power plant design and operations

Property	Methane	Hydrogen	Ammonia	Selected Implication
Molecular weight (g/mol)	16	2	17	Tendency to diffusion, leakage and permeation increased for hydrogen compared to methane and ammonia.
Boiling point (°C, 1 bar / 10 bar)	-162/-112	-253/-246	-33/25	Liquid fuel storage and supply concepts relevant for ammonia.
LHV (MJ/m^3, 1 bar, 15 °C)	≈ 34	≈ 10	≈ 14	Hydrogen and ammonia will require larger fuel supply systems compared to methane.
Gas density (kg/m^3, 1 bar, 15 °C)	≈ 0.68	≈ 0.09	≈ 0.73	Hydrogen may require adaptations related to metering and compression.
Wobbe Index (MJ/m^3, LHV, 1 bar, 15 °C)	≈ 48	≈ 41	≈ 24	Substitution of methane with hydrogen easier to manage than with ammonia in terms of e. g. fuel system design.
Autoignition temperature (°C, 1 bar)	540–600	520–585	630–670	Ammonia ignition will be more difficult than methane ignition and significantly more difficult than hydrogen ignition. Combustion will also run slower. Explosion and fire protection should be less of a concern with ammonia than with methane, and even less so than with hydrogen.
Minimum ignition energy (mJ)	≈ 0.3	≈ 0.02	≈ 680	
Laminar flame speed (m/s)	0.35–0.45	2.0–3.0	0.06–0.1	
Flammability limits in air (vol%)	4–17	4–77	14–33	
Adiabatic flame temperature (°C)	≈ 2,300	≈ 2,500	≈ 2,100	Thermal nitrogen oxides (NO_x) formation will be less important with ammonia, but NO_x formation tendency will come from the fuel itself.
NO_x formation tendency	Moderate	Moderate – high	High	Aftertreatment will be required for ammonia, as in the case of hydrogen.
Stoichiometric air-fuel ratio (mass)	≈ 17:1	≈ 34:1	≈ 6:1	Ammonia will have a low air demand but require a high fuel flow (mass basis).
Materials concerns	Mature	Embrittlement	Corrosive to metallic materials	System design can result in different material choices.
Toxicity	Nontoxic (asphyxiant)	Nontoxic (asphyxiant)	Toxic, pungent	Exposure to and release of ammonia must be prevented.

Unlike hydrogen in the early 2020s, there is already a wealth of experience regarding the applications of ammonia. On the one hand, the solution of ammonia and water (amongst others known as *ammonia water*, *ammonia liquor*, or, although chemically incorrect, *ammonium hydroxide*) is used as a cleaning agent in domestic applications. On the other hand, it is widely used as a refrigerant (Number R-717) in industrial cooling systems, e. g. in breweries or warehouses. For this later application, there are established rules and standards for the safe use of ammonia available. Nevertheless, these rules need to be adapted, if ammonia shall be used as future fuel in a power plant. This is one of the starting points that motivated the development of a guideline on the topic of ammonia-readiness for power plants.

3. Certification of the ammonia-readiness of power plants

The existing Certification Guideline on the hydrogen-readiness of gas engine power plants served as the starting point for the development of the new Certification Guideline on the ammonia-readiness of engine power plants. During the development of the hydrogen-readiness guidelines, one of the key development tasks was to define a meaningful structure, covering all relevant differences between the application of natural gas and hydrogen as fuel in a power plant.

Based on the differences in the fuel properties outlined in table 3, the relevance of the topics used in the structure of the hydrogen-readiness guideline was first assessed. It was concluded that they all remain valid, although not necessarily with the same relative importance as for hydrogen. In addition, the topic of toxicity protection must be taken into account for ammonia, which was not considered a relevant difference between natural gas and hydrogen operation. For this reason, this point was not included in the hydrogen-readiness guideline.

As a result, table 4 shows the structure used in the ammonia-readiness guideline and the points to be considered in particular, when using ammonia in an engine power plant.

Tab. 4: Structure used in the ammonia-readiness guideline and key points to be considered with ammonia

Topic	Key points to be considered with ammonia
1. Plant-related fuel gas supply	On top of material compatibility with corrosive media, design measures should be considered to limit exposure to ammonia (e. g. double-wall piping, welded connections, collection of any leakage, venting prior to maintenance).
2. Engine	Both high-pressure liquid and low-pressure gas combustion concepts are possible with the potential use of a pilot fuel to improve combustion behaviour.
3. Plant-related exhaust gas system	N_2O emissions and ammonia slip must be kept under control, either based on combustion features or an aftertreatment system, e. g. based on selective catalytic reduction (SCR).
4. Auxiliaries	Due to its toxicity, any potential ammonia leak must be captured by a suitable collection and disposal system.
5. Building	Potential sources of leakage should be separated into distinct enclosed spaces. Drainage, location of life saving appliances, potential ammonia spread based on wind direction and distances to surrounding facilities should be considered in the design.
6. Heating, ventilation and air-conditioning	Constant ventilation can be a key element to limit exposure to ammonia.
7. Plant-related instrumentation and control	Due to its toxicity, ammonia detectors with low triggering levels shall be considered.
8. Overall plant performance	The balance that needs to be struck to achieve stable and reliable combustion whilst limiting emissions will certainly have an impact on the plant's output and efficiency.
9. Toxicity protection concept	Occupational and environmental toxicity will require several design choices aimed at limiting exposure (piping, sealing, recovery of potentially vented fluids).
10. Explosion protection concept	Although less severe than with hydrogen, explosion and fire protection remain a concern, especially for indoor applications. Features required to limit exposure to ammonia also support explosion and fire protection concepts. Pilot fuel should be considered in the explosion and fire protection concepts.
11. Fire protection concept	
12. Hazard and risk analysis	In addition to the safety measures mentioned above, personal protective equipment or restricted-access areas should be considered in hazard and risk analyses. The preparation of an emergency response plan should be performed in accordance with the local regulations.
13. Conformity	While new systems or components required for the use of ammonia must be accompanied by the relevant declarations of conformity, existing systems or components must be reviewed to determine whether a new conformity assessment is required.
14. Permits	Depending on the quantity of ammonia processed in the engine power plant, the related permit requirements might change.

4. Next steps

The Certification Guideline *Ammonia-readiness of engine plants* is currently being peer-reviewed by industry players. This phase will enable the finalization of the first version of the guideline, which will then be used in a pilot Concept Certification of a power plant concept based on an ammonia-fuelled combustion engine. In parallel, an extension to the case of gas turbine combined cycle power plants is planned in the medium term. In the long term, the overarching principle of the Certification Guidelines could be extended to methanol as a further low-carbon fuel, if deemed relevant by the industry.

5. References

[1] Bundesnetzagentur, *Versorgungssicherheit Strom Bericht*, September 2025.

[2] Huck, P., Gallinger, T.: *Latest developments and experiences in certifying the hydrogen readiness of power plants*. In: Tagungsband des Kraftwerkstechnischen Kolloquiums, 2022.

[3] Huck, P., Voggenreiter, D., Gallinger, T.: *Guidelines and certification of the hydrogen-readiness of power plants*. In: vgbe energy journal 7, 2024.

INDAVER

INDUSTRIELLE ABFALLVERWERTUNG UND ENTSORGUNG IN DER CIRCULAR ECONOMY

DAMIT AUS RESTSTOFFEN ROHSTOFFE WERDEN



INDAVER

IHR PARTNER FÜR DIE KREISLAUFWIRTSCHAFT

Noch keinen Partner? Kontaktieren Sie uns:
06258 / 895-0

Portal Green II – Genehmigung und technische Umsetzung von Wasserstoffleitungen und PtG-Anlagen

Josephine Glandien, Janosch Rommelfanger und Florian Berchtold

1. Ausgangslage, Zielsetzung und Methodik 266

2. Die Leitfadenfamilie: Aufbau und inhaltliche Ausrichtung 267

2.1. Überblick über die Leitfadenfamilie 267

2.2. Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für H_2-Netzinfrastrukturen 267

2.3. Technischer Leitfaden für H_2-Netzinfrastrukturen 269

2.4. Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für PtG-Anlagen 270

2.5. Technischer Leitfaden für PtG-Anlagen 271

2.6. Leitfaden für Wasserstoffanlagen in der technischen Gebäudeausrüstung 271

3. Zentrale Ergebnisse 271

4. Offene Punkte und weiterer Klärungsbedarf 272

5. Fazit 273

6. Quellen 273

Abkürzungen

BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FID	Final Investment Decision
GRS	Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit

H_2	Wasserstoff
NIS-2	Network and Information Security Directive
PtG	Power-to-Gas
TGA	Technische Gebäudeausrüstung

Förderhinweis

Das diesem Beitrag zugrundeliegende Vorhaben *Portal Green II* wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms gefördert. Die Verantwortung für die Inhalte dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

1. Ausgangslage, Zielsetzung und Methodik

Mit der zunehmenden Bedeutung von Wasserstoffleitungen und Power-to-Gas-(PtG)-Anlagen wächst der Bedarf an praxistauglichen Orientierungshilfen für Planung, Genehmigung und technische Auslegung. Die rechtlichen Rahmenbedingungen entwickeln sich dynamisch, während Erfahrungswerte oftmals noch begrenzt sind. Vor diesem Hintergrund wurde im Projekt Portal Green II, aufbauend auf Portal Green, eine Leitfadenfamilie mit fünf Dokumenten entwickelt, die unterschiedliche Anwendungssituationen abbildet und sich auf die öffentliche Gasversorgung der 5. Gasfamilie nach DVGW-Arbeitsblatt G 260 ($H_2 \geq 98$ mol-%) konzentriert [1].

Portal Green II wurde von DBI, DVGW und GRS durchgeführt und durch die assoziierten Partner Thüga, Westnetz, TÜV Rheinland, EWE Netz, Avacon, Matthes Ingenieurbüro und epeg Energieplanung unterstützt. Die Laufzeit erstreckte sich von Januar 2023 bis Dezember 2025. Die Förderung erfolgte durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms.

Die Leitfäden basieren auf der Analyse von Rechtsgrundlagen, technischer Normung und bisheriger Genehmigungspraxis sowie auf Umfragen, Interviews und Fachgesprächen mit Behörden, Netzbetreibern und Prüforganisationen.

Ergänzend fanden vier Workshops mit jeweils mehr als 80 Teilnehmenden statt, die dem fachlichen Austausch sowie der Überprüfung und Nachschärfung der Inhalte dienten.

2. Die Leitfadenfamilie: Aufbau und inhaltliche Ausrichtung

2.1. Überblick über die Leitfadenfamilie

Die Leitfadenfamilie umfasst fünf Dokumente: jeweils einen genehmigungsrechtlichen und technischen Leitfaden für Wasserstoffleitungen sowie für PtG-Anlagen und einen ergänzenden Leitfaden für Wasserstoffanlagen in der technischen Gebäudeausrüstung (TGA) (Abbildung 1). Sie adressieren wesentliche Fragestellungen bei Planung, Genehmigung und technischer Auslegung von PtG-Anlagen beziehungsweise Wasserstoffleitungen und richten sich an Planer, Vorhabenträger, Prüforganisationen und Behörden. Mit insgesamt über 800 Seiten stehen alle Leitfäden kostenfrei unter www.portal-green.de zur Verfügung [2].



Abb. 1: Überblick über die Leitfadenfamilie Portal Green II [2]

2.2. Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für H_2-Netzinfrastrukturen

Der genehmigungsrechtliche Leitfaden für H_2-Netzinfrastrukturen beschreibt Anzeige- und Genehmigungsverfahren bei Umstellung und Neubau von Leitungen. Neben den rechtlichen Grundlagen werden Verfahrensabläufe, einzureichende Unterlagen, Fristen und zuständige Behörden dargestellt. Themen

wie fakultative Planfeststellung, Öffentlichkeitsbeteiligung, Möglichkeiten des vorzeitigen Baubeginns sowie die Verzahnung mit weiteren Fachgesetzen werden praxisorientiert erläutert. Ergänzend werden offene Rechtsfragen, Optimierungspotenziale und Erfahrungen aus realen Verfahren aufgegriffen.

Die Inhalte werden durch schematische Übersichten ergänzt. Abbildung 2 zeigt eine Entscheidungslogik zur Einordnung von Umstellvorhaben. Ausgangspunkt ist die sogenannte Zulassungsfiktion nach § 43l Abs. 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), wonach bestehende Genehmigungen grundsätzlich ihre Gültigkeit behalten [3]. Unabhängig davon ist nach § 113c Abs. 3 EnWG eine Anzeige bei der Energieaufsichtsbehörde erforderlich, die spätestens acht Wochen vor der tatsächlichen Umstellung einzureichen ist und eine gutachterliche Äußerung umfasst [3]. Mit Umsetzung der EnWG-Novelle wird dies voraussichtlich nur noch für Leitungen mit einem Druck über 16 bar gelten. Inhaltlich stehen dabei insbesondere sicherheitsrelevante Fragestellungen im Fokus.

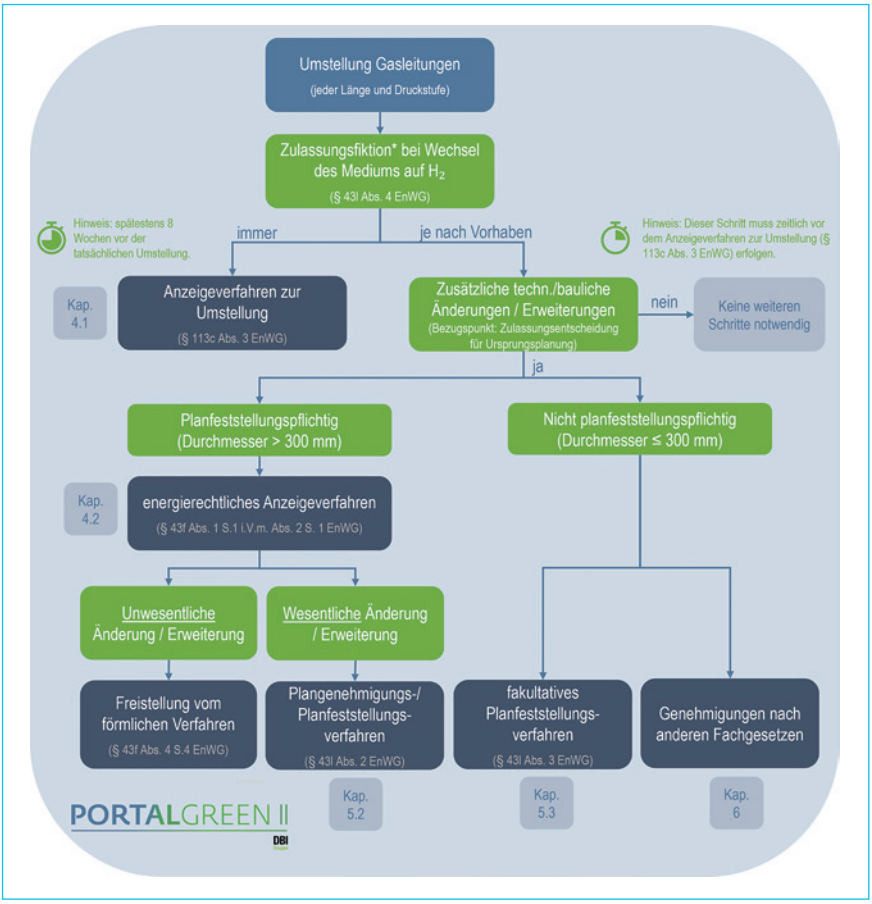


Abb. 2: Entscheidungsbaum zu Anzeige- bzw. Genehmigungsverfahren bei der Umstellung von Erdgasleitungen auf Wasserstoff [2]

Im weiteren Verlauf ist zu prüfen, ob im Zuge der Umstellung Änderungen oder Erweiterungen durchgeführt werden müssen, wobei insbesondere der Leitungsdurchmesser eine entscheidende Rolle spielt. Je nach konkreter Maßnahme können zusätzliche Fachgesetze einschlägig werden, etwa wasserrechtliche Erlaubnisse oder naturschutzrechtliche Genehmigungen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit eines fakultativen Planfeststellungsverfahrens auf Antrag gemäß § 43l Abs. 3 EnWG [3]. In der Praxis wird ein solches Verfahren häufig bei Neubauvorhaben mit Leitungen unter 300 mm genutzt, um zusätzliche Rechtssicherheit zu schaffen und Konflikte mit Eigentumsrechten zu vermeiden, während bei Umstellungen überwiegend Einzelgenehmigungen dominieren. Bei Leitungen mit einem Durchmesser über 300 mm ist dagegen regelmäßig das energierechtliche Anzeigeverfahren nach § 43f Abs. 1 EnWG maßgeblich [3].

2.3. Technischer Leitfaden für H_2-Netzinfrastrukturen

Der technische Leitfaden für H_2-Netzinfrastrukturen beschreibt die technischen Grundlagen und Anforderungen an Umstellung und Neubau. Im Mittelpunkt stehen Fragestellungen zur H_2-Tauglichkeit bestehender Infrastrukturen sowie ein Prozessschema, mit dem sich die Eignung systematisch bewerten lässt. Dazu werden Werkstoffe, Gasnetzanbindung, Druckprüfungen und Dichtheitsnachweise, Komponenten und Anlagen, Gefährdungsbeurteilungen, Explosionsschutz, Odorierung sowie verschiedene Nachweisverfahren erläutert und verglichen. Ergänzend enthält der Leitfaden Hinweise zu Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung sowie Erfahrungen aus Praxisprojekten.

Grundlage des technischen Leitfadens sind aktuelle Ergebnisse aus Regelwerk, Forschung und Praxisprojekten, darunter rund 40 Regelwerke und Forschungsberichte, die erst im Laufe der Projektlaufzeit zwischen 2023 und 2025 veröffentlicht wurden. Der Leitfaden bezieht sich auf den Verantwortungsbereich von Gasnetzbetreibern sowie Betreibern von Wasserstoffnetzen gemäß § 3 Nr.10b EnWG [3]. Abbildung 3 zeigt die zugrunde gelegten Systemgrenzen des Projektes.

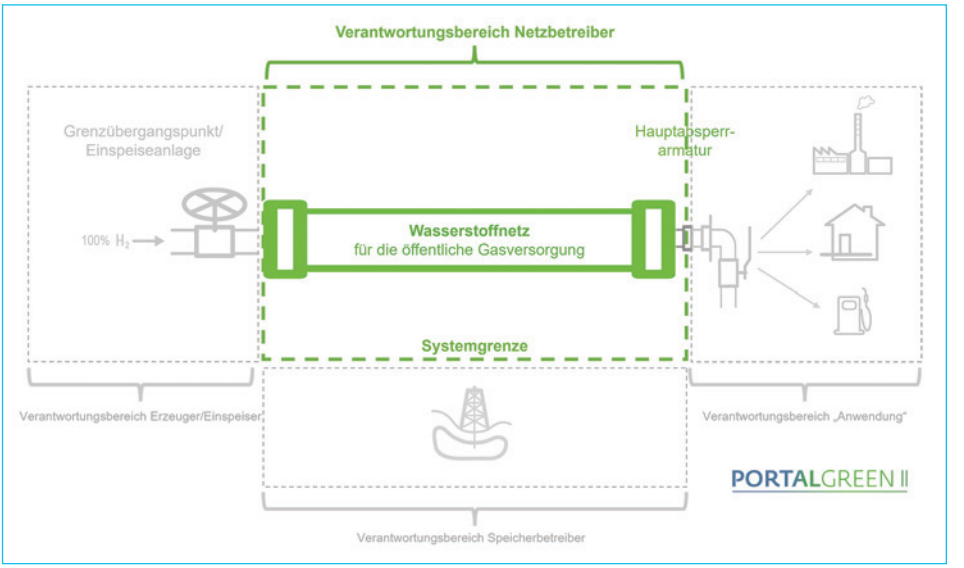


Abb. 3: Systemgrenzen des Projektes Portal Green II [2]

Der Fokus liegt auf Gasverteilernetzen mit Drücken bis 16 bar, die zukünftig mit Wasserstoff betrieben beziehungsweise zu Wasserstoffnetzen umgestellt werden. Betreiber von Gasverteilnetzen mit höheren Drücken sowie Fernleitungsnetzbetreiber können ebenfalls von den Inhalten profitieren. Darüber hinaus richtet sich der Leitfaden an Planungsbüros und weitere Dienstleister, denen ein Überblick über relevante Themenstellungen und weiterführende Informationsquellen geboten wird.

Anforderungen bei Anschlussnutzern und Einspeisern sind nicht Gegenstand dieses Leitfadens. Details zu industriellen, häuslichen oder mobilen Wasserstoffanwendungen im Verantwortungsbereich der Nutzer können dem DVGW-Merkblatt G 655 *Leitfaden H_2-Ready Gasanwendungen* entnommen werden [4].

2.4. Genehmigungsrechtlicher Leitfaden für PtG-Anlagen

Der genehmigungsrechtliche Leitfaden für PtG-Anlagen bildet die Grundlage für die Einordnung und Durchführung von Genehmigungsverfahren bei Elektrolyseuren und nachgeschalteten PtG-Prozessen. Er erläutert energierechtliche, immissionsschutzrechtliche und baurechtliche Anforderungen und beschreibt die typischen Genehmigungsschritte und Prüfungen im Rahmen von Antragsverfahren. Grundlage sind zahlreiche Erfahrungen aus realen Projekten. Zielgruppen sind neben Betreibern und Planungsbüros insbesondere Behörden.

2.5. Technischer Leitfaden für PtG-Anlagen

Im technischen Leitfaden für PtG-Anlagen werden technische Fragestellungen von der Planung bis zum Betrieb behandelt. Ein Schwerpunkt liegt auf der Wasserstoffproduktion und -speicherung sowie auf Betreiberpflichten einschließlich möglicher Herstellerpflichten. Weitere Inhalte betreffen technische Anforderungen an Komponenten und unterschiedliche Nutzungszweige von Wasserstoff, beispielsweise Einspeisung, Wasserstoff-Tankstellen, Industrie oder Rückverstromung. Dabei wird der Rechtsstand von September 2025 berücksichtigt, unter anderem das Produktsicherheitsgesetz, das Gesetz über überwachungsbedürftige Anlagen sowie die Betriebssicherheitsverordnung. Ergänzend werden Anforderungen an die Informationssicherheit, etwa zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie und des Cyber Resilience Acts, behandelt.

2.6. Leitfaden für Wasserstoffanlagen in der technischen Gebäudeausrüstung

Der Leitfaden für Wasserstoffanlagen in der technischen Gebäudeausrüstung behandelt Anlagen mit geringer elektrischer Nennleistung unter 100 kW zur Eigenversorgung, die insbesondere zur saisonalen Energiespeicherung eingesetzt werden können. Dazu zählen sowohl private als auch gewerbliche Anwendungen sowie Quartierslösungen. Charakteristisch ist, dass die Anlagen als vollständige Systeme geliefert und nicht an das öffentliche Gasnetz angeschlossen werden. Aufgrund der bislang begrenzten Erfahrungen mit Wasserstoffanlagen im Gebäudebereich enthält der Leitfaden Empfehlungen für einen sicheren Betrieb. Da entsprechende Anlagen bereits heute in mehreren Bundesländern verfahrensfrei gestellt sind, ist künftig mit einer zunehmenden Marktbedeutung zu rechnen.

3. Zentrale Ergebnisse

Zentrales Ergebnis des Projektes ist die Leitfadenfamilie selbst, die genehmigungsrechtliche und technische Fragestellungen systematisch aufbereitet, Entscheidungswege transparent macht und die Abstimmung mit Behörden erleichtert. Die Dokumente unterstützen damit die Vorbereitung und Durchführung von Projekten und schaffen eine einheitliche Grundlage für die Strukturierung von Planungs- und Genehmigungsprozessen.

Die Gespräche mit Erfahrungsträgern haben gezeigt, dass insbesondere frühe Kommunikation, transparente Abstimmung und eine möglichst vollständige Antragsvorbereitung entscheidend für effiziente Verfahren sind. Behörden sollten frühzeitig eingebunden werden und offene Fragestellungen sollten möglichst

bereits vor Einreichung formaler Unterlagen geklärt werden. Unvollständige Unterlagen führen gerade bei Wasserstoffprojekten häufig zu Verzögerungen und zusätzlichen Rückfragen.

Ergänzend wurde mit www.h2-einspeisung.de eine interaktive Karte zur Wasserstoffeinspeisung in Deutschland entwickelt [5]. Sie bietet einen Überblick über Praxisprojekte und Anlagen, die Wasserstoff in das öffentliche Gasnetz einspeisen. Berücksichtigt werden aktive beziehungsweise bereits abgeschlossene Vorhaben sowie Projekte mit Final Investment Decision (FID) oder Projekte in der Bauphase. Die Karte basiert auf einer umfassenden Recherche und wird fortlaufend aktualisiert, um einen möglichst aktuellen Überblick über die Wasserstoffeinspeisung in Deutschland bereitzustellen (Abbildung 4).

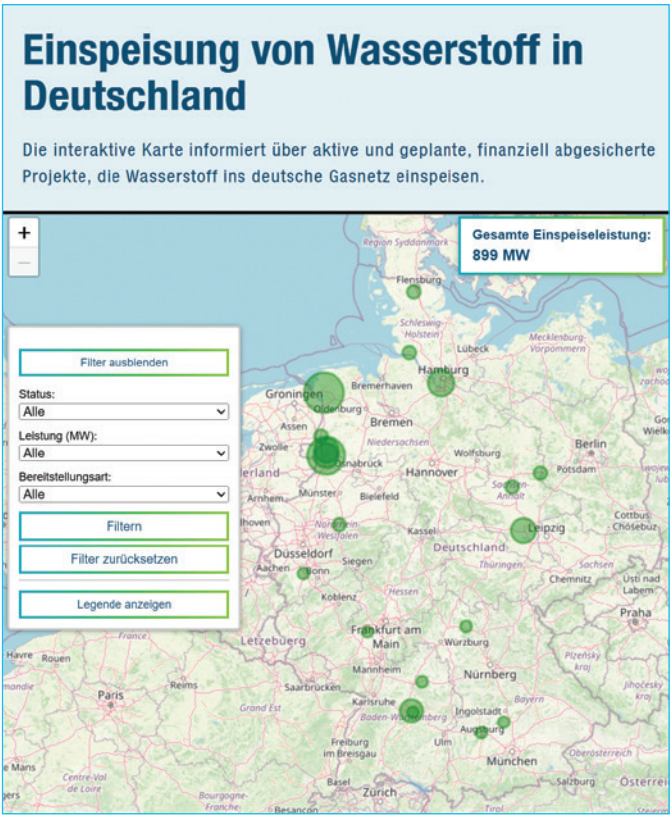


Abb. 4: Interaktive Karte zur Wasserstoffeinspeisung [5]

4. Offene Punkte und weiterer Klärungsbedarf

Trotz der umfangreichen Aufarbeitung bleiben zahlreiche Fragestellungen offen, die sich insbesondere aus der dynamischen Entwicklung des Rechts- und Normungsrahmens ergeben.

Aus genehmigungsrechtlicher Sicht betrifft dies insbesondere die uneinheitliche Auslegung zentraler Begriffe wie der *wesentlichen Änderung*, die Abgrenzung zwischen Reparatur- und Änderungsmaßnahmen sowie die Anwendung der Zulassungsfiktion bei Altanlagen. Auch Fragen zur Planfeststellungspflicht, insbesondere im Zusammenhang mit der 300-mm-Grenze, werden in der Praxis teilweise unterschiedlich bewertet und bedürfen aus Sicht vieler Beteiligter weiterer Konkretisierung.

Weitere Herausforderungen ergeben sich aus Schnittstellen zwischen energierechtlichen Verfahren und Anforderungen des Natur-, Wasser-, Bau- oder Immissionsschutzrechts sowie aus Fristregelungen, die in der praktischen Anwendung nicht immer ausreichende Planungssicherheit bieten. Hinzu kommt, dass Umfang und Entscheidungswirkung des Anzeigeverfahrens nach § 43f EnWG weiterhin unterschiedlich interpretiert werden, was zu divergierenden Behördenpraktiken führt.

Auch aus technischer Sicht bestehen offene Punkte, die sich insbesondere aus fortschreitender Normung, Materialfragen und sicherheitstechnischen Anforderungen ergeben und in zukünftigen Aktualisierungen weiter auszuarbeiten sind. Die bisherigen Erfahrungen zeigen jedoch, dass die technische Umstellung auf Wasserstoff unter Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften des Mediums grundsätzlich möglich ist und bereits erfolgreich in ersten Projekten umgesetzt wurde.

5. Fazit

Die Leitfadenfamilie aus Portal Green und Portal Green II bietet eine strukturierte und praxisorientierte Hilfestellung für genehmigungsrechtliche und technische Fragestellungen von Wasserstoffleitungs- und PtG-Projekten. Sie unterstützt die Planung und Umsetzung von Vorhaben in einem dynamischen Umfeld und macht gleichzeitig bestehenden Klärungs- und Harmonisierungsbedarf transparent.

Durch die enge Einbindung von Netzbetreibern, Behörden, Prüforganisationen und weiteren Stakeholdern konnten zahlreiche Praxiserfahrungen berücksichtigt werden. Die Leitfäden leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Unterstützung des Wasserstoffhochlaufs und zur Umsetzung der Energiewende.

6. Quellen

[1] DVGW G 260 (2021). Gasbeschaffenheit. DVGW-Arbeitsblatt, 09/2021.

[2] Portal Green II: Leitfadenfamilie zur Genehmigung und technischen Umsetzung von Wasserstoffleitungen und PtG-Anlagen. URL: www.portal-green.de (Stand: 22.05.2026).

[3] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 20.12.2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405).

[4] DVGW G 655 (2024). Leitfaden H_2-Ready Gasanwendungen. DVGW-Merkblatt, Bonn, 2024.

[5] DVGW: H_2-Einspeisekarte. URL: www.h2-einspeisung.de (Stand: 22.05.2026).

Stock-Flow Modelling of Germany's Onshore Wind Energy System: Decommissioning Dynamics and Material Flow Implications

Inês Almeida, Simon Unz and Michael Beckmann

1. Introduction 276
2. Methodology 277
2.1. Historical Dataset Reconstruction 277
2.2. Derived Operational Indicators 277
2.3. Cohort-Based Retirement Modelling 278
2.4. Target Capacity Derivation 278
2.5. Forward Projection Framework 279
2.6. Cohort Dynamics and Turbine Size Evolution 280
2.7. Material Flow Assessment 280
3. Results and Discussion 281
3.1. Projected Capacity and Decommissioning Trajectories 281
3.2. Material Demand Quantification 282
4. Model Contribution 284
5. Limitations and Future Work 284
6. Conclusion 284
7. References 285

1. Introduction

Germany has committed to achieving climate neutrality by 2045, a target that requires a substantial expansion of renewable energy capacity across all technologies [1]. While CO_2-free technologies like nuclear energy, coal and gas combustion, including oxyfuel-technologies remain debated options, renewable energy sources are set to play the central role in this transition [2]. However, growing electrification of sectors such as mobility, industry and heating, combined with the intermittency of renewable generation, places increasing demands on storage infrastructure, grid management and sector coupling technologies [3]. Addressing this transition therefore requires studies that go beyond technical assessment to include material demand and environmental impact analysis. In this context, this study focuses on onshore wind energy, whose continued expansion simultaneously triggers the end-of-life of first-generation turbines, places significant pressure on raw material supply chains and exposes unresolved gaps in recycling and recovery infrastructure [4].

Several studies have addressed the material and decommissioning implications of wind energy expansion in Germany. Zimmermann et al. [5] conducted one of the earliest quantitative assessments for material flows from large-scale wind deployment in Germany until 2050, covering bulk materials, plastics and rare earth materials across multiple expansion scenarios using a Weibull distribution to model turbine discard patterns. Viebahn et al. [6] extended this perspective by assessing the supply risk of critical minerals – particularly neodymium and dysprosium – identifying permanent-magnet wind generators as a key vulnerability. Shammugam et al. [7] further refined the material demand analysis by considering eight different drive-train configurations and accounting for maintenance, repair and component replacement, identifying copper and dysprosium as the most critical metals. More recently, Kramer et al. [8] proposed a component and material flow forecasting model for blade recycling capacity planning in Denmark and Germany, incorporating empirical data on second-lifecycle pathways and showing that approximately 50 % of decommissioned German turbines were exported rather than recycled domestically. Johst et al. [9] developed a hybrid forecasting methodology for end-of-life blade waste volumes in Germany until 2050, combining statistical, deterministic and stochastic service life models and incorporating material composition and geographical distribution.

Despite these contributions, existing studies address decommissioning and material flows in isolation, focusing on specific streams such as rotor blades or rare earth elements, and over relatively short horizons. This study takes a different approach by integrating a dynamic stock-flow model reconstructing Germany's onshore wind energy system from WindGuard annual data (2005–2025) [10], projecting the capacity pathway to 2045 using a logistic S-curve, and applying

a cohort-aging structure with empirically derived retirement rates to compute decommissioning volumes and gross additions endogenously across 14 materials. The model yields a cumulative gross capacity of 310 GW, total material costs of approximately 65 billion €, and embodied CO_{2eq} emissions of 97 Mt over the study period. Furthermore, the model is designed for scalability: the same framework will be extended to offshore wind, photovoltaics, electrolysers and storage technologies in future work, enabling a full system-level material and environmental footprint assessment of Germany's 2045 energy transition with reference on green hydrogen economy.

2. Methodology

2.1. Historical Dataset Reconstruction

Deutsche WindGuard annual status reports (2013–2025) [10] were used as the primary source for detailed data on capacity additions, decommissioning and end-of-year stocks for 2012–2025. For the years 2005–2011, annual capacity additions and decommissioning in MW were reconstructed by visual extraction from published WindGuard graphics, and were used exclusively for trend-consistent interpolation rather than turbine count analysis. Each annual report contains data regarding gross added capacity (power [MW] and number of wind turbines [WT]), repowering additions ([MW] and [WT]), decommissioned capacity ([MW] and WT]), net added capacity and end-of-year stock ([MW] and [WT]). Net additions and stock values are defined as:

$$Net_t = Gross_t - Decommissioned_t \quad (1)$$

$$Stock_t = Stock_{t-1} + Net_t \quad (2)$$

Stock values were fixed to the WindGuard 2025 report, which revised cumulative figures retroactively. The fixed values for end-of-year 2025 are 68,177 MW and 29,190 WT. Historical stocks were recalculated backwards from this anchor using the reported net additions. An exception applies for 2012, in which WindGuard published aggregated onshore and offshore data without distinction between them. Offshore additions were therefore included in the onshore stock, justified by absence of associated repowering or decommissioning activity in that year.

2.2. Derived Operational Indicators

Average turbine ratings were derived from gross flows rather than net changes, since material demand and recovery are driven by the actual turbines being built and dismantled, not by net capacity changes.

For 2012–2025, three ratings were computed annually – gross additions, repowering and decommissioning – each defined as the ratio of the respective capacity in MW to the corresponding unit count in WT,

$$P_{avg}\,(\mathrm{MW/WT}) = \mathrm{Capacity\ (MW)} / \mathrm{Unit\_count\ (WT)} \quad (3)$$

where this expression is applied independently to each of the three ratings.

The distinction between the average ratings of decommissioned and newly installed turbines is particularly relevant for material outflow composition, as decommissioned turbines are systematically smaller. For 2005–2011, where only MW data are available for additions, the average added turbine rating was extrapolated backwards using a linear trendline fitted to 2012–2017 observations (slope: +0.0969 MW/WT per year), applied cumulatively from the 2012 fixed value. Repowering intensity was calculated annually as the share of repowering additions in total gross additions:

$$\mathrm{Repowering\ share}_t\,(\%) = \mathrm{Repowering}_t / \mathrm{Gross}_t \times 100 \quad (4)$$

2.3. Cohort-Based Retirement Modelling

WindGuard disaggregates decommissioning data by installation year ranges, defining five fixed cohorts: 0–5, 5–10, 10–15, 15–20, 20+. To enable dynamic simulation, these blocks were reinterpreted as age-based classes: 0–5, 6–10, 11–15, 16–20 and 21+, where turbine age is defined as the difference between the simulation year and the installation year, and therefore increases by one year at each annual step. Empirical retirement rates for each cohort *(c)* were derived from WindGuard stock and decommissioning data over three consecutive annual intervals (2022–2023, 2023–2024, 2024–2025) and averaged:

$$r_c\,(\%) = \mathrm{Decommissioned}_t\,(\mathrm{WT}) / \mathrm{Stock}_{t-1}^{\mathrm{end}}\,(\mathrm{WT}) \quad (5)$$

A ‘residual category’ was computed to ensure cohort balance since in some cases the cohort sums did not match exactly reconciled total stock due to reporting revisions and incomplete attribution to the year of installation. Cohort data are not used to determine absolute stock values but exclusively to derive empirical retirement rates for the forward projection.

2.4. Target Capacity Derivation

The gross electricity demand target for 2045 was set at 1,252 TWh, corresponding to the median of projections from energy scenario reports published in 2025 [11] [12] [13]. Earlier reports were excluded from the median calculation as their projections are systematically lower and likely less representative of current policy and demand trajectories.

Based on the Ariadne Technologiemix scenario [13], the renewable share of gross electricity consumption in 2045 was estimated at 89.7 %. Of this, onshore wind accounts for approximately 45 % of gross consumption – equivalent to 550–600 TWh – yielding a production target of 563.4 TWh for onshore wind. The required installed capacity was calculated assuming a capacity factor of 0.30 (consistent with Ariadne estimates for 2045):

$$P_{2045} = (563.4\ \text{TWh} \times 10^3) / (8{,}760\ \text{h} \times 0.30) \approx 214\ \text{GW} \quad (6)$$

The model also incorporates a linearly increasing average turbine size from 5.5 MW in 2026 to 7.5 MW in 2045.

2.5. Forward Projection Framework

The historical capacity trajectory (2005–2025) exhibits a characteristic pattern of slow early build-up followed by accelerated expansion, consistent with technology diffusion dynamics. A logistic S-curve [14] was selected to project the capacity pathway to 2045, reflecting the expected slow early growth, peak mid-period expansion, and saturation as the target is approached. The logistic function is:

$$L_t = 1 / (1 + e^{-k(t-t_0)}) \quad (7)$$

where t_0 is the inflection point (year of the fastest growth) and k refers to the steepness of the curve. The function is normalised to span the 2025 stock (considered onshore capacity: 68 GW [15]) to the 2045 target (214 GW):

$$S_t = (L_t - L_{2025}) / (L_{2045} - L_{2025}) \quad (8)$$

$$P_{required,t} = P_{start} + (P_{2045} - P_{start}) \times S_t \quad (9)$$

Two parameterisations are tested to assess sensitivity to growth rate assumptions. First, a gradual scenario (k = 0.12, t_0 = 2025), implying that the system is already in its fastest growth phase in 2025, so the ramp rate decreases from the outset and secondly, a steep scenario (k = 0.50, t_0 = 2030), producing a more concentrated expansion in the early 2030s with a clear S-shape. Annual net additions are derived from the required capacity pathway following Equation 10.

$$Net_t = P_{required,t} - P_{required.t-1} \quad (10)$$

Gross capacity additions are not exogenous inputs but are computed endogenously as the sum of net additions and total modelled decommissioning following Equation 1. This ensures that replacement capacity for retiring turbines is explicitly accounted for, rather than being conflated with net growth.

2.6. Cohort Dynamics and Turbine Size Evolution

At each year *(t)* of the projections, the cohort structure evolves as follows. Each cohort begins the year with the stock from the end of the previous one. Retirements are applied using the empirical cohort-specific retirement rates derived in Section 2.3. Decommissioned units and capacity for each cohort *(c)* are given by Equations 11 and 12.

$$\text{Decommissioned}_{c,t}\,(\text{WT}) = r_c \times \text{Stock}_{c,t}^{\text{start}} \tag{11}$$

$$\text{Decommissioned}_{c,t}\,(\text{MW}) = \text{Decommissioned}_{c,t}\,(\text{WT}) \times \text{MW}_{\text{per WT}} \tag{12}$$

The 21+ cohort absorbs both the turbines that were not yet decommissioned and those graduating from the 16–20 class, while gross additions for the year enter the 0–5 cohort. The average size of newly installed turbines increases linearly from 5.5 MW in 2026 to 7.5 MW in 2045, expressed as

$$P_{\text{avg new},t} = 5.5 + (7.5 - 5.5) \times (t - 2026) / (2045 - 2026) \tag{13}$$

The annual turbine count of gross additions follows directly from dividing gross capacity additions by the corresponding average turbine size. The model was verified at each time step, confirming that the projected total stock equals the required capacity pathway, ensuring internal consistency throughout the simulation.

2.7. Material Flow Assessment

Annual material inflows and outflows are derived by applying material intensity coefficients to gross addition and decommissioning flows, respectively. Intensity values (tonnes per GW, disaggregated by turbine component) are taken from [16], which provides material requirements for wind energy in the context of the EU energy transition. The materials covered span the main turbine sub-systems: concrete and rebar (foundation), steel and iron (tower and nacelle structure), glass and carbon-fibre composites and polymers (rotor blades), copper (electrical systems), aluminium, zinc, chromium, manganese, molybdenum, nickel, boron and rare earth elements (neodymium, dysprosium, praseodymium, terbium) in the permanent magnets.

Material costs per tonne were derived from current market data and specialist commodity reporting services [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23], [24], [25], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32]. CO_{2eq} intensities (kg CO_{2eq} per kg material) were taken from life cycle assessment literature [33], [34], [35], [36], [37]. Cumulative demand, total cost and total CO_{2eq} were calculated over the full study period using the cumulative gross capacity of 310 GW installed from 2005 until 2045.

3. Results and Discussion

3.1. Projected Capacity and Decommissioning Trajectories

Both projection scenarios are designed to reach the 214 GW installed onshore wind power target by 2045, though they differ substantially in the timing and pace of capacity additions and the resulting decommissioning profiles (figure 1).

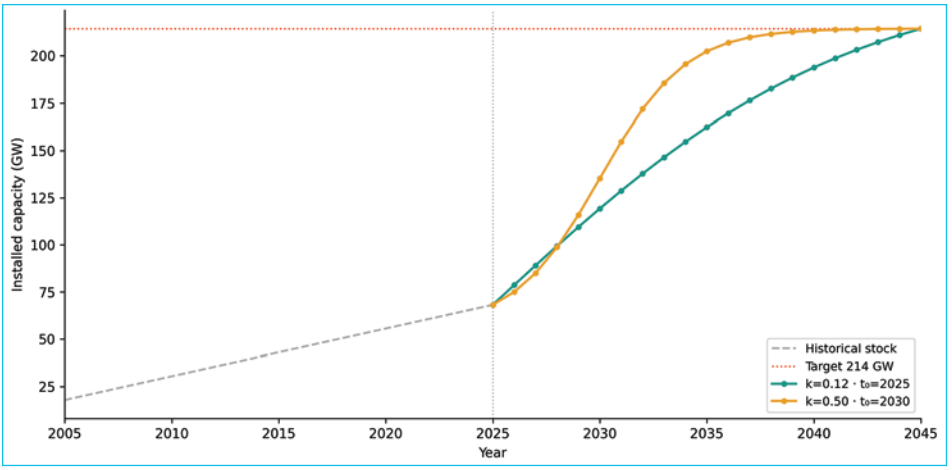


Fig. 1: Historical and projected installed onshore wind capacity in Germany (2005–2045).

Under the gradual scenario, annual gross additions peak at 11.3–13.2 GW per year in the period of 2026–2032, then decline as net growth requirements slow and decommissioning moderates (figure 3, left). Annual commissioning reaches 2,215 WT in 2030 and 1,575 WT in 2045, with a final stock of 39,586 WT (figure 2, left). Under the steep scenario, the expansion is more concentrated. Gross additions peak at approximately 23 GW per year around 2031 (figure 3, right), with annual commissioning reaching 3,827 WT in 2030 before declining to 1,225 WT by 2045, yielding a final stock of 40,165 WT (figure 2, right).

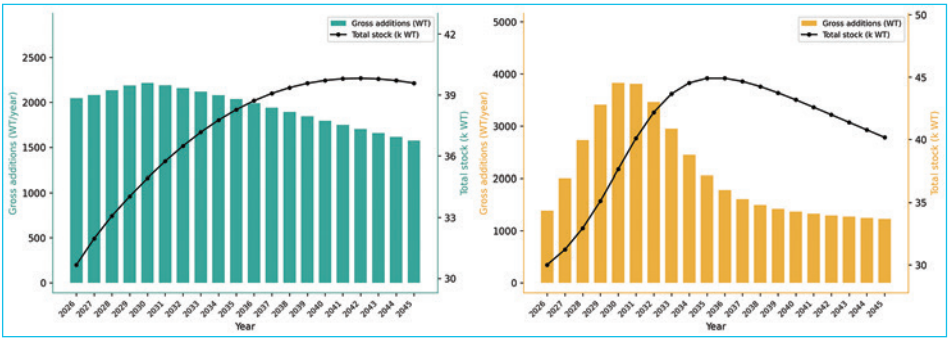


Fig. 2: Annual gross additions (bars) and total turbine stock (line) under the gradual scenario (left, k = 0.12, t_0 = 2025) and the steep scenario (right, k = 0.50, t_0 = 2030) for the period 2026–2045.

Annual decommissioning volumes, defined as the MW retired each year as turbines reach their end-of-life, remain modest throughout the projection period. Nonetheless, they grow steadily as first-generation turbines installed in the late 1990s and early 2000s progressively reach the end of their operational lifetime. By 2045, the sum of annual retirements will have grown from approximately 747 MW in 2026 to over 8,444 MW, even though year-on-year volumes remain small throughout (figure 3). This growing volume of retired wind turbines, even if spread over time, poses substantial challenges for dismantling capacity, site repowering and secondary material markets, underscoring the urgency of recycling and dismantling infrastructure planning.

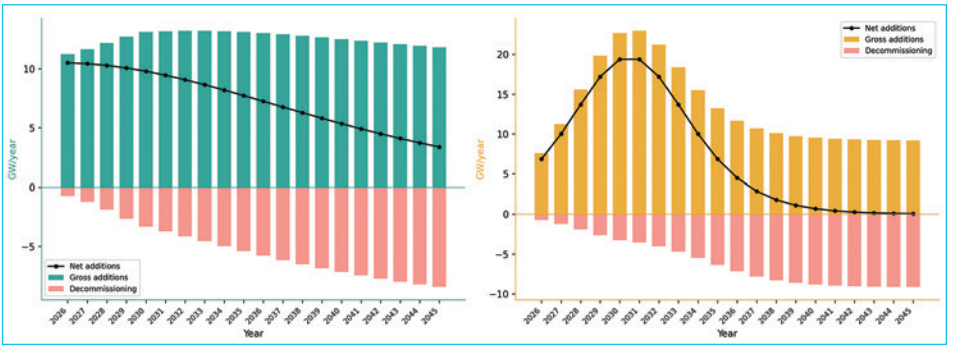


Fig. 3: Annual gross additions, net additions and decommissioning volumes in GW per year under the gradual scenario (left, k = 0.12, t_0 = 2025) and the steep scenario (right, k = 0.50, t_0 = 2030) for the period 2026–2045.

Figure 3 present values starting in 2026 since the decommissioning wave is assumed to be significant only from that year on. For the previous years the decommissioning values were too low to be considered. To ensure a cohesive analysis, the gross addition values presented also start in 2026 in figure 2.

3.2. Material Demand Quantification

The cumulative gross capacity installed from 2005 to 2045 amounts to 310 GW, forming the basis for material demand calculations. Table 1 presents the results across all materials, translating stock-flow outputs into cumulative mass demand, cost and embodied CO_{2eq} emissions by applying material intensity coefficients (t/GW), unit cost factor (€/t) and emission factors (kg CO_{2eq}/t) to the gross addition pathway derived from the cohort aging model.

Tab. 1: Cumulative material demand, cost per material and CO_{2eq} implications per material (2005–2045, 310 GW cumulative gross capacity) for onshore wind energy expansion until 2045.

Material	t/GW	Cumulative demand (t)	€/t	Total cost (M€)	CO_{2eq} (Mt)
Concrete	328,250	101,909,000	52	5,299	10.19
Steel	119,600	37,100,000	800	29,680	55.65
Iron	19,400	6,022,946	100	602	9.03
Zinc	5,500	1,707,536	2,820	4,815	5.29
Glass composites	8,050	2,499,000	1,210	3,024	3.47
Polymers	4,600	1,428,000	1,045	1,492	5.68
Copper	2,975	923,622	11,000	10,160	2.59
Aluminium	1,050	325,984	3,000	978	2.67
Chromium	525	162,992	2,450	399	0.39
Nickel	340	105,557	14,000	1,478	0.69
Manganese	290	245,264	1,000	245	0.25
Molybdenum	109	33,840	50,000	1,692	0.19
Boron	3	931	525	0.49	0.001
Rare earth	96.5	29,958	various	4,578	0.86
Total	490,789	152,494,630		~ 65,000	97

Steel and concrete together dominate both mass and embodied emissions, accounting for approximately 68 % of total CO_{2eq} (65.8 Mt combined). Steel alone contributes 55.65 Mt CO_{2eq}, reflecting its large cumulative volume of 37.1 million tonnes and a relatively high emission intensity of 1.5 kg CO_{2eq} per kg. Concrete, while carrying a much lower emission factor of 0.1 kg CO_{2eq} per kg, contributes 10.19 Mt CO_{2eq} through sheer volume at over 100 Mt cumulatively. Despite representing only approximately 30 tonnes per GW, rare earth elements (neodymium, dysprosium, praseodymium and terbium) are of critical strategic importance. Their combination of high unit cost, with dysprosium at 750,000 € per tonne and neodymium at 101,000 € per tonne, concentrated supply predominantly from China, and limited recycling infrastructure, places them into the highest supply risk category. Copper represents a comparable concern from a cost perspective: a cumulative demand of approximately 924,000 tonnes at 11,000 € per tonne contributes 10.2 billion € to total material costs, disproportionate relative to its share by mass. In aggregate, total material costs amount to approximately 65 billion € and total embodied CO_{2eq} emissions to 97 Mt (value calculated only considering the CO_2 emissions of each material, not considering any process emissions) over the 40-year period. This represents an average of 2.4 Mt CO_{2eq} per year and approximately 0.32 % of Germany's average annual emissions over the same period [34]. These figures suggest that the embodied

carbon burden of the onshore wind energy expansion is modest relative to the emissions avoided by displacing fossil fuel generation, while the material cost and supply-chain implications are substantial and require long-term planning.

4. Model Contribution

The proposed model combines S-curve projection, cohort-based retirement and endogenous gross additions within a single consistent framework, treating decommissioning as a model outcome rather than a fixed exogenous input. The time-varying turbine size assumption further ensures that unit counts and material intensities evolve more realistically over the projection horizon. Unlike other studies, which typically cover only 10–15-year horizons without integrating cost and CO_{2eq} implications, this framework is designed for scalability to a full system-level assessment of Germany's renewable energy material footprint.

5. Limitations and Future Work

The retirement rates are derived from only three annual observations and may not fully capture long-run retirement behaviour, particularly for older cohorts whose decommissioning has historically been influenced by policy incentives such as feed-in tariff expiry. The material intensity coefficients from Carrara et al. [16] represent 2020 technology and do not account for improvements in material efficiency in newer turbine generations, likely leading to a slight overestimate of material demand. Future work will incorporate recycling and recovery technologies to refine material intensity estimates by technology type. These technologies will provide a more accurate representation on the intensity of each material per type of available technology. The same applies to the CO_{2eq} emissions. The current analysis focuses only on the emissions associated with the material itself. In future work it is planned to include emissions from manufacture processes and other life cycle stages beyond material itself. All values used as assumptions carry an uncertainty that must be refined in future developments.

6. Conclusion

This paper presented a dynamic stock-flow model of Germany’s onshore wind energy system, covering the 2005–2045 window, with four principal findings. First, reaching the 214 GW target requires 310 GW of cumulative gross additions once turbine replacement is accounted for. Gross additions cannot be derived from net targets alone, and endogenous decommissioning is a critical model component. Second, a significant retirement wave is imminent in both projection scenarios, concentrated in the late 2020s and early 2030s, posing chal-

lenges for dismantling infrastructure, site repowering and secondary material markets that demand proactive policy and investment. Third, for onshore wind alone, total material costs amount to approximately 65 billion euros and embodied CO_{2eq} emissions to 97 Mt over 40 years. Steel and concrete dominate by mass and emission volume, while copper and rare earth elements present the highest cost and supply-chain risks. Finally, the modelling framework is scalable to offshore wind, PV, electrolysers, and storage, and provides a quantitative foundation for recycling capacity planning, supply-chain risk assessment and energy transition policy design. Important to notice that a fully mature wind fleet at 214 GW still requires continuous repowering, material throughput, and decommissioning at scale. The 2045 status is not an endpoint but the beginning of a steady state in which the material, economic and environmental pressures identified in this study persist indefinitely.

Acknowledgements

The authors gratefully acknowledge the support of the Friedrich und Elisabeth Boysen Stiftung and the Technische Universität Dresden.

7. References

[1] A. E. Torkayesh and S. Venghaus, *Germany's Power-to-X policy for climate-neutral transport*, Energy, vol. 313, p. 134020, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.134020.

[2] A. C. Marques and T. M. Junqueira: *European energy transition: Decomposing the performance of nuclear power*, Energy, vol. 245, p. 123244, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123244.

[3] S. Kigle et al.: *TransHyDE-Sys: An Integrated Systemic Approach for Analyzing and Supporting the Transformation of Energy Systems and Hydrogen Infrastructure Development*, Energy Technology, vol. 13, no. 2, p. 2300828, 2025, doi: https://doi.org/10.1002/ente.202300828.

[4] R. McKenna et al.: *System impacts of wind energy developments: Key research challenges and opportunities*, Joule, vol. 9, no. 1, p. 101799, 2025, doi: https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.11.016.

[5] T. Zimmermann, M. Rehberger, and S. Gößling-Reisemann: *Material Flows Resulting from Large Scale Deployment of Wind Energy in Germany*, Resources, vol. 2, no. 3, pp. 303–334, 2013, doi: 10.3390/resources2030303.

[6] P. Viebahn, O. Soukup, S. Samadi, J. Teubler, K. Wiesen, and M. Ritthoff: *Assessing the need for critical minerals to shift the German energy system towards a high proportion of renewables*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 49, pp. 655–671, 2015, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.070.

[7] S. Shammugam, E. Gervais, T. Schlegl, and A. Rathgeber: *Raw metal needs and supply risks for the development of wind energy in Germany until 2050*, Journal of Cleaner Production, vol. 221, pp. 738–752, 2019, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.223.

[8] K. J. Kramer et al.: *Quantifying circular economy pathways of decommissioned onshore wind turbines: The case of Denmark and Germany*, Sustainable Production and Consumption, vol. 49, pp. 179–192, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.spc.2024.06.022.

[9] P. Johst, M. Bühl, C. Enderle, R. Kupfer, N. Modler, and R. Böhm: *Forecasting wind turbine blade waste with material composition and geographical distribution: Methodology and application to Germany*, Resources, Conservation and Recycling, vol. 211, p. 107876, 2024, doi: https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107876.

[10] *Deutsche WindGuard*. Available: https://www.windguard.de/(Stand: 02.07.2026).

[11] C. Thelen et al.: *Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Bundesländer im Transformationsprozess*, Fraunhofer ISE, Freiburg im Breisgau, Nov. 2024.

[12] *Genehmigung Szenariorahmen 2025*, Bundesnetzagentur (BNetzA), 2025. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-04/Genehmigung%20Szenariorahmen%202025_0.pdf

[13] *Ariadne Report Szenarien 2025*, Mar. 2025. [Online]. Available: https://ariadneprojekt.de/media/2025/03/Ariadne-Report_Szenarien2025_Maerz2025_highres.pdf

[14] D. Lerede and L. Savoldi: *Might future electricity generation suffice to meet the global demand?*, Energy Strategy Reviews, vol. 47, p. 101080, 2023, doi: https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101080.

[15] B. Burger and L. Gandhi: *Electricity Generation in Germany in 2025*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Jan. 2026. Accessed: Jun. 02, 2026. Available: https://www.energy-charts.info/downloads/electricity_generation_germany_2025.pdf.

[16] S. Carrara, P. Alves Dias, B. Plazzotta, and C. Pavel: *Raw materials demand for wind and solar PV technologies in the transition towards a decarbonised energy system*. 2020. doi: 10.2760/160859.

[17] Investing.com: *Aluminium Price Today*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://www.investing.com/commodities/aluminum.

[18] IMARC Group: *Boron Prices, Trends Analysis, Chart and Forecast 2026*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://www.imarcgroup.com/boron-pricing-report (Stand: 02.07.2026).

[19] A. Janisch: *Current steel prices: development and forecast*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://jactio.com/en/stahlpreisentwicklung-aktuell/.

[20] Strategic Metals Invest: *Dysprosium Price Now – Historical Prices – 2025 Forecast*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://strategicmetalsinvest.com/dysprosium-prices/.

[21] MarkSpark Solutions: *Europe Chopped Glass Fiber Market Size, Share | Trends Report* 2033. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://marksparksolutions.com/reports/europe-chopped-glass-fiber-market.

[22] Federal Reserve Bank of St. Louis: *Global price of Iron Ore (PIORECRUSDQ)*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://fred.stlouisfed.org/series/PIORECRUSDQ.

[23] CarbonCredits.com: *Live Nickel Prices Today – Nickel Spot and Futures Price*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://carboncredits.com/nickel-prices-today.

[24] IMARC Group: *Manganese Prices, Trend, Chart, Index & Forecast 2026*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://www.imarcgroup.com/manganese-pricing-report

[25] Westmetall GmbH & Co. KG: *Market Reports*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://www.westmetall.com/de/marktberichte.php.

[26] Cbonds: *Molybdenum, LME spot price (IMF)*. Accessed: Apr. 01, 2026. Available: https://cbonds.com/indexes/181099/.

[27] Trading Economics: *Neodymium – Seltene Erde – Preis*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://de.tradingeconomics.com/commodity/neodymium.

[28] AgMetalMiner: *Rare Earths Prices Stabilize, but Supply Chains at Risk*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://agmetalminer.com/2025/06/06/rare-earths-prices-stabilize/.

[29] K-Zeitung: *Rohstoffpreise Kunststoffe – Marktbericht*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://www.k-zeitung.de/rohstoffpreise-kunststoffe-marktbericht.

[30] PricePedia: *Update on ferroalloy prices as of November 2025*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://www.pricepedia.it/en/magazine/article/2025/11/03/update-on-ferroalloy-prices-as-of-november-2025/.

[31] AnyHelpNow: *Was kostet 1 Kubikmeter Beton?* Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://anyhelpnow.com/blog/was-kostet-1-kubikmeter-beton.

[32] Cbonds: *Zinc spot price*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://cbonds.com/indexes/26899/.

[33] W. and W. D. City of Winnipeg: *Appendix 7: Emission Factors*, Winnipeg, MB, Canada, 2012. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://legacy.winnipeg.ca/finance/findata/matmgt/documents/2012/682-2012/682-2012_appendix_h-wstp_south_end_plant_process_selection_report/appendix%207.pdf

[34] V. Quaschning: *CO_2-Emissionen in Deutschland seit 1990*. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://www.volker-quaschning.de/statistiken/co2-deutschland-1990-2025/index.php

[35] European Environment Agency (EEA): *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, EEA Indicators. Accessed: Apr. 01, 2026. [Online]. Available: https://www.eea.europa.eu/en/analysis/indicators/greenhouse-gas-emission-intensity-of-1.

[36] E. A. Smoucha, K. Fitzpatrick, S. Buckingham, and O. G. G. Knox: *Life cycle analysis of the embodied carbon emissions from 14 wind turbines with rated powers between 50 kW and 3.4 MW*, Journal of Fundamentals of Renewable Energy and Applications, vol. 6, no. 4, p. 211, 2016, doi: 10.4172/20904541.1000211.

[37] P. Nuss and M. J. Eckelman: *Life Cycle Assessment of Metals: A Scientific Synthesis*, vol. 9, no. 7, p. e101298, 2014, doi: 10.1371/journal.pone.0101298.

Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH

wurde mit dem Ziel gegründet, einen Beitrag zu leisten, verfahrenstechnische Prozesse zu entwickeln und zu optimieren, dabei gleichzeitig die Umwelt und Ressourcen im Sinne ökologischer Nachhaltigkeit zu schonen und Schadstoffe zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Im Hinblick auf die derzeitigen Entwicklungen (Energiewende, steigendes Umweltbewusstsein, Verknappung der Ressourcen, steigende Energiepreise) analysieren und beantworten wir insbesondere Fragen

- zur Effizienz,
- zur Emissionsvermeidung bzw. -reduzierung
- sowie der Wirtschaftlichkeit

verfahrenstechnischer Prozesse der Energieversorgung, der Abfallwirtschaft und der Grundstoffindustrie. Dabei setzen wir Methoden und Werkzeuge für Recherchen, Messungen, Modellierungen, Bilanzierungen - unter Nutzung kommerzieller wie auch selbst entwickelter Hard- und Software - ein. Sie profitieren von unserem detaillierten Grundlagenwissen, den Erfahrungen aus Industrie, Wissenschaft und Administration und unserer Leidenschaft Ihre Fragen zu beantworten.

Dienstleistungen

- Beratung und Gutachten
- Machbarkeitsstudien
- Bewertung von Konzepten und Investitionsvorhaben
- wissenschaftliche Analysen
- Planung und Modernisierung von Anlagen
- Erstellung von Entwurfs-, Ausschreibungs-, Antrags- und Genehmigungsunterlagen
- Schadensanalysen
- usw.

ENVERUM GmbH
Dr.-Ing. Martin Pohl
Hohe Straße 17
01069 Dresden

Telefon: +49 (0) 351 / 87 32 92 70
Telefax: +49 (0) 351 / 87 32 92 75
E-Mail: info@enverum.de
URL: www.enverum.de

Dynamic Analysis of an Integrated Hydrogen Production and High-Pressure Storage System Using Dymola-System-Model

Krishnakumar Rana, Sebastian Rochau, Simon Unz and Michael Beckmann

1. Introduction....291
2. System Description and Modeling Approach....291
2.1. Overall System Architecture....291
2.2. Dynamic Modeling Approach....292
3. Component Models....293
3.1. Alkaline Electrolyzer....293
3.1.1. Electrical Model and Current Density Lag....293
3.1.2. Ulleberg-Type Cell Voltage Model....293
3.1.3. Hydrogen Production and Faradaic Efficiency....293
3.1.4. Stack Thermal Energy Balance....294
3.2. Hydrogen Purification: De-Oxo Catalytic Reactor....295
3.3. Lower-Pressure Buffer Tank....295
3.4. Four-stage Intercooled Compressor Train....295
3.4.1. Stage Thermodynamics....295
3.4.2. Intercoolers....296
3.5. High-pressure Real-gas Storage trailer....296
3.5.1. Vessel Thermodynamic Model....296
3.5.2. Sequential Filling Logic....297
3.6. Battery Storage and Power Allocation Logic....297
4. Control and Power Management Architecture....297

4.1. Power Management – Direct Allocation 297
4.2. Buffer Tank PI Pressure Control 298
4.3. Sequential Storage Filling (State Machine) 298
5. Simulation Setup and Evaluation Methodology 299
5.1. Boundary Conditions and Initial Conditions 299
5.2. Process-Level Evaluation Focus 299
6. Results and Discussion 300
6.1. System Start-up and Power Allocation 300
6.2. Electrolyzer Dual-lag Dynamics and Hydrogen Production 301
6.3. Thermal Coupling, Waste Heat, and Intercooler Thermal Loads 302
6.4. High-pressure Storage Filling with Real-gas Effects 303
6.5. Significance of the Integrated Dynamic Modeling Approach 304
7. Conclusion and Future Work 305
7.1. Summary of Findings 305
7.2. Future Work and Outlook 305
8. References 305

Green hydrogen produced by alkaline water electrolysis might be a pivotal technology for the decarbonization of industrial energy systems, enabling long-duration storage of surplus renewable electricity and sector coupling across power, industry, and mobility. Accurate dynamic process models of integrated hydrogen production and storage systems are prerequisites for engineering process design, performance prediction, and digital twin development – yet the majority of existing studies either focus on isolated component models or employ quasi-static system representations or neglect real-gas thermodynamic effects as well as inter-subsystem thermal coupling. This paper presents a physics-based, multi-domain dynamic model of an integrated hydrogen production and high-pressure storage system implemented in *Dymola*, motivated by the *Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau)* industrial reference concept. The process model chain encompasses an alkaline electrolyzer (Ulleberg-type voltage model), a De-Oxo

purification reactor, a buffer tank, a four-stage intercooled compressor, and five sequential real-gas HP storage cylinders. A two-battery system in combination with power allocation manages renewable power distribution over a 24-hour diurnal renewable profile. Three dynamic phenomena are resolved: the dual electrolyzer lag (electrical and thermal); inter-subsystem thermal coupling; and real-gas vessel filling thermodynamics with PID temperature governance.

1. Introduction

The large-scale integration of intermittent renewable electricity generation requires flexible, long-duration energy storage and cross-sector energy carriers. Green hydrogen – produced by electrolysis of water using surplus renewable power – satisfies this requirement by offering high gravimetric energy density, seasonal storage capability, and versatility as a feedstock for industry, mobility, and grid stabilization via re-electrification [1] [2] [3]. Integrated hydrogen systems – alkaline electrolysis, catalytic purification, multi-stage compression, and high-pressure trailer storage – motivated by *Reallabor*-like concepts such as the *Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau)* [4], are technologically complex: they span multiple physical domains and operate across a 30–580 *bar* pressure range. Existing studies use quasi-static models [5] [6] or isolated component behavior [7] [8], neither of which resolves real-gas thermodynamics in high pressure storage or inter-subsystem thermal coupling through the complete chain. This paper addresses these gaps with a complete *Dymola* dynamic model, and a novel two-battery power management architecture. Four scientific contributions are made: (i) a complete model chain from renewable electric power to 580-bar storage with real-gas media; (ii) Ulleberg-type electrolyzer model with dual-lag (electrical + thermal) and physics-based nonlinear heat losses; (iii) dual-battery parallel system with power management; and (iv) four-stage compression with zero final intercooling (*273.15 K*) and real-gas high pressure (HP) storage filling with PID temperature control (T_{max} = *85 °C,* p_{max} = *580 bar*).

2. System Description and Modeling Approach

2.1. Overall System Architecture

The modelled system represents an integrated hydrogen production and high-pressure storage chain motivated by the *RefLau* reference concept [4]. Figure 1 shows the *Dymola* block diagram. The process chain comprises six major subsystems connected in series: (1) renewable power source from the local grid connected to two parallel battery packs and direct power allocation; (2) alkaline electrolyzer [9] with active thermal management; (3) De-Oxo catalytic purification and intercooler to *283.15 K*; (4) low-pressure (30 bar) buffer tank with PI pressure control; (5) four-stage intercooled compressor train; and (6) five

sequential real-gas high-pressure hydrogen storage sections. All fluid streams use *Modelica.Fluid* connectors; all heat exchange is resolved through *Modelica.Thermal.HeatTransfer.Interfaces.HeatPort* connectors; real-gas thermodynamic properties for hydrogen, oxygen, water, and air are provided by the custom media package throughout [10].

2.2. Dynamic Modeling Approach

All component models use physics-based lumped-parameter formulations within the acausal *Dymola* environment, solving all equations simultaneously via DASSL differential-algebraic equation (DAE) integrator, enabling full dynamic coupling between physical states and control actions. Real-gas media are essential above ~100 bar where the hydrogen compressibility factor Z > 1 causes significant departure from ideal-gas behavior [10]. Thermal exchange at every subsystem boundary is resolved through *HeatPort* connectors. The renewable power profile is the sole electric input; auxiliary battery and compressor losses are absorbed within their respective sub-models.

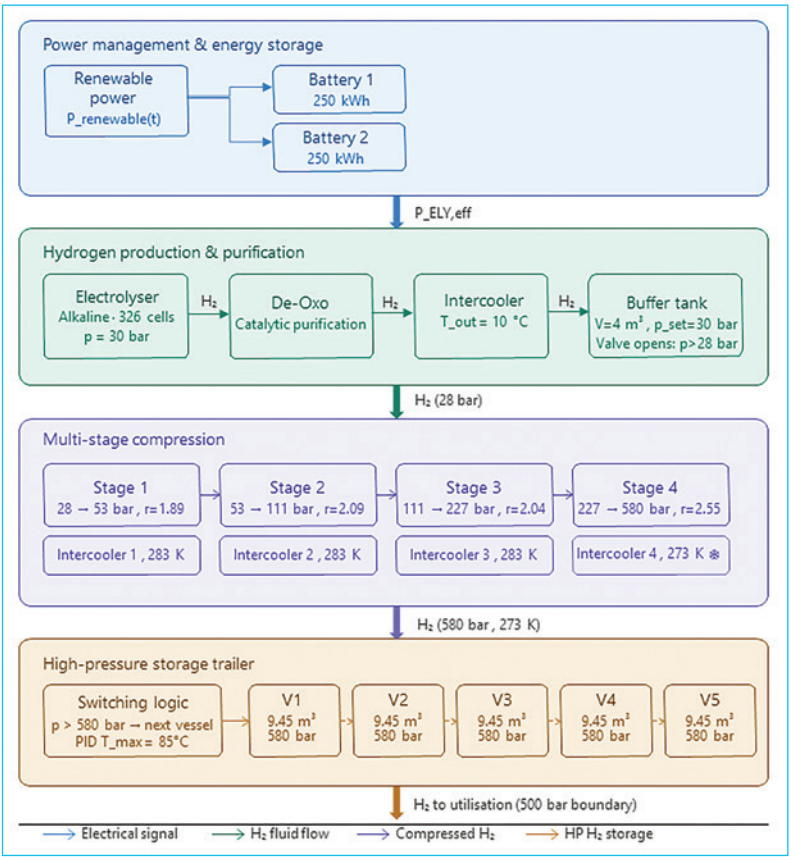


Fig. 1: Dymola top-level system block diagram

3. Component Models

3.1. Alkaline Electrolyzer

3.1.1. Electrical Model and Current Density Lag

The electrolyzer input power is converted to a desired current density i_{des} (A/m^2) through:

$$i_{des} = \frac{P_{input}}{A_{cell} * N * V_{cell}} \quad (1)$$

A first-order electrical lag with assumed assumed τ_{elec} represents the finite response of the power electronics and stack inductance:

$$\frac{di}{dt} = \frac{(i_{des} - i)}{\tau_{elec}} \quad (2)$$

This lag τ_{elec} introduces a delay between power input changes and the actual current density response, creating an initial transient that is distinct from- and precedes- the thermal stack warm-up. The total cell current is $I = i * A_{cell}$ (A).

3.1.2. Ulleberg-Type Cell Voltage Model

The cell terminal voltage V_{cell} (V) is computed using the Ulleberg semi-empirical formulation [8], decomposing overvoltage into open-circuit, activation, and ohmic components:

$$V_{cell} = U_{OCV} + s * \ln\left[t_1 + \frac{t_2}{(T-273)} + \frac{t_3}{(T-273)^2 * i} + 1\right] + \left(r_1 + r_2 * (T - 273)\right) * i \quad (3)$$

With empirical parameters: $s = 0.1795\ V$, $t_1 = 0.002\ m^2/A$, $t_2 = 1.0 * 10^{-5}\ m^2.°C/A$, $t_3 = 35\ m^2.°C^2/A$ (activation), $r_1 = 8.0 * 10^{-5}\ \Omega.m^2$, $r_2 = -7.63 * 10^{-7}\ \Omega.m^2/°C$ (ohmic) [9]. The open-circuit voltage includes the Nernst potential and KOH electrolyte activity correction (*molality* $m = 7.638\ mol/kg$):

$$U_{OCV} = U_{rev} + \frac{RT}{nF} * \ln\left[\frac{p_{H_2} * {p_{O_2}}^{0.5}}{\alpha_{elec}}\right] \quad (4)$$

$$\alpha_{elec} = \exp\left(-0.05192 * m + 0.003302 * m^2 + \frac{(3.177 * m - 2.131 * m^2)}{T}\right) \quad (5)$$

The reversible potential is temperature-dependent [8]:
$U_{rev} = 1.229 - 9 * 10^{-4} * (T - 298.15)\ V$, giving $U_{rev} = 1.1795\ V$ at $353.15\ K$ and $1.2245\ V$ at $303.15\ K$ (cold start).

3.1.3. Hydrogen Production and Faradaic Efficiency

The Faradaic efficiency, accounting for parasitic currents and diaphragm gas crossover:

$$\eta_F = 0.95 - 0.01 * i * 10^{-3} \quad (6)$$

Hydrogen mass production rate (kg/s):

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{i * A_{cell} * N * \eta_F * M_{H_2}}{nF} \tag{7}$$

Where $M_{H2} = 2.016 * 10^{-3}$ *kg/mol, n = 2, F = 96485 C/mol.* Oxygen production: $\dot{m}_{O_2} = \frac{\dot{m}_{H_2} * M_{O_2}}{2 * M_{H_2}}$. Cross-contamination fractions are assumed: 0.8248 *vol% O_2* in the hydrogen stream (cathode crossover) and 0.4312 *vol% H_2* in the oxygen stream (anode crossover) [11].

3.1.4. Stack Thermal Energy Balance

The stack energy balance uses lumped thermal mass:

$$C_{th} = \frac{dT_{stack}}{dt} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{sens} - \dot{Q}_{rad} - \dot{Q}_{conv} - \dot{Q}_{cool} \tag{8}$$

Heat flux generation from the difference between actual and thermoneutral voltage *(U_{th} = 1.48 V)*:

$$\dot{Q}_{gen} = \max(0,\ (V_{cell} - U_{th}) * i * A_{cell} * N) \tag{9}$$

Sensible enthalpy carried away by produced gas streams, including the assumed contribution from 20 % of unreacted water:

$$\dot{Q}_{sens} = \frac{\dot{m}_{H_2} * c_{p,H_2} * (T - T_{amb})}{M_{H_2}} + \frac{\dot{m}_{O_2} * c_{p,O_2} * (T - T_{amb})}{M_{O_2}} + 0.2 * \frac{\dot{m}_{H_2} * \frac{M_{H_2O}}{M_{H_2}} * c_{p,H_2O} * (T - T_{amb})}{M_{H_2O}} \tag{10}$$

With temperature-dependent specific heat capacities from polynomial correlations and T_{amb} = *303.15 K* two physically distinct heat loss mechanisms are resolved:

Radiation loss (Assumed Stefan-Boltzmann constant,ε = 0.8):

$$\dot{Q}_{rad} = \varepsilon * \sigma * A_{stack} * \left({T_{stack}}^4 - {T_{amb}}^4\right) \tag{11}$$

Natural convection loss correlation in Eq. (12) can be obtained by the approach proposed for electrolyzers by Diequez [12]:

$$\dot{Q}_{conv} = k * (T_{stack} - T_{amb}) * A_{stack} = 1.32 * \left[\frac{(T_{stack} - T_{amb})}{d}\right]^{0.25} * (T_{stack} - T_{amb}) * A_{stack} \tag{12}$$

Where, $k = 1.32 * \left[\frac{(T_{stack} - T_{amb})}{d}\right]^{0.25}$ is the average heat transfer coefficient [13]. These are genuinely nonlinear and temperature-dependent; $\dot{Q}_{loss} = \dot{Q}_{rad} + \dot{Q}_{conv}$ flows through the *totalHeatLossPort* to a fixed-temperature ambient sink. Active cooling is triggered only when T_{stack} > *353.15 K*:

$$\dot{Q}_{cool} = \max\left(0,\ \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{sens} - \dot{Q}_{rad} - \dot{Q}_{conv}\right) \tag{13}$$

$\dot{Q}_{cool}$ exits through the *usefulHeatPort* at stack temperature, representing recoverable process heat.

3.2. Hydrogen Purification: De-Oxo Catalytic Reactor

Hydrogen leaving the electrolyzer cathode contains contamination by O_2 from diaphragm crossover, which the De-Oxo reactor removes by complete catalytic oxidation on a Pt-group metal catalyst [11]:

$$H_2 + {}^1/_2\, O_2 \rightarrow H_2O, \Delta\dot{H}_{reaction} = -241.8\ kJ/mol \tag{14}$$

Outlet temperature from the reactor, distributed between purified H_2 and produced water streams:

$$T_{H_2,out} = T_{H_2,in} + \frac{\dot{Q}_{reaction}}{C_{p,H_2} * \dot{m}_{H_2,out} + C_{p,H_2O} * \dot{m}_{H_2O,out}} \tag{15}$$

The downstream intercooler removes the reaction heat and chills hydrogen to *283.15 K* temperature for buffer-tank entry.

3.3. Lower-Pressure Buffer Tank

The buffer tank uses *Modelica.Fluid.Vessel.ClosedVolume* as the mass and energy balance core, with a thermal conductance of the wall of the vessel. This near-infinite wall conductance constrains the gas temperature to essentially *283.15 K* at all times – the buffer tank behaves as a near-isothermal vessel. The governing balances are:

$$\frac{dm}{dt} = \dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} \tag{16}$$

$$\frac{dh}{dt} = \dot{m}_{in} * h_{in} - \dot{m}_{out} * h_{out} - k * A_{wall} * \left(T - T_{fixed}\right) \tag{17}$$

Tank pressure p_{tank} is determined from the thermodynamic state via the real-gas hydrogen equation of state. The inlet valve has hysteresis: closes at $p_{tank} \geq 30\ bar$, reopens at $p_{tank} \leq 29\ bar$. The external compressor inlet valve opens when $p_{tank} > 28$ bar, ensuring the compressor train operates only at adequate supply pressure.

3.4. Four-stage Intercooled Compressor Train

3.4.1. Stage Thermodynamics

Each hydrogen compressor stage imposes its pressure ratio as a boundary condition and computes the outlet temperature via the isentropic compression formula with $\eta_{isentropic}$ and γ:

$$T_{out} = T_{in} + T_{in} * \left(\frac{\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)-1}}{\eta_{isen}} \right) \tag{18}$$

The outlet thermodynamic state is determined from the real-gas media, yielding outlet enthalpy. Stage shaft power:

$$W = \dot{m}_{H_2} * (h_{out} - h_{in}) \tag{19}$$

Tab. 1: Stage-by-stage compressor parameters

Stage	p_in (bar)	p_out (bar)	(p_out/p_in)	T_out (K)	Intercooler T_set (K)	Δ T (K)
1	28.2	53.3	1.89	358.45	283.15	75.3
2	53.3	111.4	2.0909	371.71	283.15	88.6
3	111.4	227.6	2.0434	368.67	283.15	85.5
4	227.6	580	2.55	398.91	273.15	125.8

3.4.2. Intercoolers

An intercooler model follows each compression stage. All four compressor intercoolers have set explicit low temperature value to maximize the density of hydrogen entering the high-pressure storage vessels, increasing the effective volume utilization. The isobaric intercooler heat flux removal is:

$$\dot{Q}_{intercooler} = \dot{m}_{H_2} * \left[h\left(p, T_{out,compressor}\right) - h(p, T_{cooled})\right] \tag{20}$$

Where *h(p,T)* is the real-gas specific enthalpy.

3.5. High-pressure Real-gas Storage trailer

3.5.1. Vessel Thermodynamic Model

Each of the hydrogen storage vessels contains an *Modelica.Fluid.Vessel.ClosedVolume* element with a *ThermalConductor (G)*. The mass and energy balances per vessel are:

$$\frac{dm_{cyl}}{dt} = \dot{m}_{fill} - \dot{m}_{discharge} \tag{21}$$

$$\frac{dh_{cyl}}{dt} = \dot{m}_{fill} * h_{fill} - \dot{m}_{discharge} * h_{discharge} - k * A * \left(T_{cyl} - T_{cool}\right) \tag{22}$$

The real-gas hydrogen media resolves compressibility factor *Z(p,T) > 1* at high pressures [10], critical for accurate inventory estimation: the actual stored mass *m = pV/ZRT* deviates substantially from ideal-gas predictions above ~100 bar. Temperature evolution during active filling is governed by the balance between incoming enthalpy flux, internal energy accumulation, and wall heat dissipation toward 313.15 *K*.

The filling inlet valve is controlled by a PID temperature controller embedded within the vessels:

$$valve_{in} = PID\left(T_{max,set} - T_{cyl}\right), T_{max,set} = 358.15\ K \quad (23)$$

This controller throttles the inlet valve as vessel temperature approaches *85 °C*, preventing uncontrolled temperature excursions and material overload during fast filling.

3.5.2. Sequential Filling Logic

Sequential filling is governed by a *Modelica* when-statement with integer state variable *activeStorageTank* ∈ *{1,2,...,5}*:

$$activeStorageTank = \min(prev + 1{,}5) \ \ when \ \ p_{cyl}[active] \geq p_{high} \quad (24)$$

The filling valve *storageValve[i]* has *opening = 1* for *i = activeStorageTank* and *opening = 10*$^{-6}$ for all others; *allowReversalFlow = false* prevents hydraulic back-flow through inactive valves. When switching occurs, the compressor discharge boundary changes from *~580 bar* to *~30 bar* (the initial pressure of the next vessel), driving a transient mass flow perturbation upstream through the compressor train.

3.6. Battery Storage and Power Allocation Logic

The battery system comprises two identical parallel units, each implemented using battery model with *U = 692 V, Q_{nom} = 1425600 C (~396 Ah, ~274 kWh per battery), $P_{max,charge}$ = $P_{max,discharge}$ = 250 kW, and SOC_{start} = 0.10.* The available battery power $P_{battery,}$ avail is split equally between the two units via gain blocks *(k = 0.5 each)*, giving 250 kW per battery at peak allocation. The battery self-discharge rate is 2 % of SOC per month and the charge/discharge efficiency is $\eta_c = \eta_d = 0.95$. SOC dynamics per battery:

$$\frac{dSOC}{dt} = \frac{\eta_c * I_{batt}}{Q_{nom}} - self\ discharge\ rate \quad (25)$$

4. Control and Power Management Architecture

4.1. Power Management – Direct Allocation

The power management uses a direct, continuous allocation scheme. Battery charge power is limited by the minimum of available renewable power and the maximum allowable battery power, conditional on *SOC*.

$$P_{battery,charge} = \min\left(P_{renewable}, P_{battery,max}\right) \ if\ SOC_{battery} < SOC_{max} = 0.90 \quad (26)$$

$$P_{battery,charge} = 0\ if\ SOC_{battery} \geq 0.90 \quad (27)$$

Where $P_{battery,max}$ = *500 kW total* (*250 kW* per battery). The electrolyzer power is computed directly as:

$$P_{ely,calc} = P_{renewable} - P_{battery,charge} \tag{28}$$

This calculated value is passed directly to the power limiter min-block without any minimum threshold check or energy buffer smoothing. The effective electrolyzer command before equals:

$$P_{ely,eff} = \min\left(P_{ely,calc}, P_{PI}\right) \tag{29}$$

Where P_{PI} is the output of the buffer tank PI pressure controller. This direct allocation means the electrolyzer receives any positive net power above battery charging needs – it can operate even at very low power levels but with potentially lower efficiency at very low current densities.

4.2. Buffer Tank PI Pressure Control

A proportional-integral controller regulates buffer tank pressure p_{tank} to p_{set} = *30 bar* by adjusting electrolyzer power:

$$P_{PI}(t) = k * (p_{set} - p_{tank}) + \left(\frac{k}{T_i}\right) * \int (p_{set} - p_{tank})dt \tag{30}$$

With $k = 10^{-4}\frac{W}{Pa}$ is the proportional gain, τ_i = *0.001 s* is the integral time constant. Limits: $0 < P_{PI} \leq 2.5$ *MW*. An Override logical comparator *(pTankHighTrip)* in the model forces P_{PI} = *0 whenever* $p_{tank} > 30$ *bar*, preventing tank overpressure. The compressor inlet valve threshold:

$$valve_{opening} = 1\ if\ p_{tank} > 28\ bar\ else\ 0 \tag{31}$$

The PI controller has a fundamental limitation: it cannot compensate the electrolyzer's dual lag (τ_{elec} + thermal warm-up). These intrinsic lags manifest as predictable pressure excursions at the buffer tank during power ramp events.

4.3. Sequential Storage Filling (State Machine)

The vessel switching logic (Eq. 24) activates when p_{cyl} *[active]* ≥ p_{high}. With *allowReversalFlow=false*, inactive vessels cannot act as sources. After switching, stored hydrogen in completed vessels discharges through a 50 MPa boundary condition representing downstream utilization.

5. Simulation Setup and Evaluation Methodology

5.1. Boundary Conditions and Initial Conditions

Simulations are conducted over a physical time horizon of 24 hours, matching the given diurnal renewable power profile period. The DASSL solver with relative tolerance 10^{-5} is used; the actual computational time is substantially less than 24 hours and depends on the frequency of switching events and stiffness of the DAE system. Cold-start initial conditions represent a realistic system start-up: all HP vessels at $p = 30\ bar$ and $T = 313.15\ K$; both batteries at $SOC = 0.10\ (10\ \%)$; electrolyzer stack at $T_{stack} = 303.15\ K$ (cold ambient).

The diurnal renewable power profile (table 2) represents a solar-dominated generation plant with a characteristic morning ramp, midday peak at t = 12 h, and evening decline. Grid interaction (export or import) is not modelled to this time; the renewable profile is the sole electrical supply.

Tab. 2: Diurnal renewable power input profile

Time(h)	P_renewable (kW)	Time(h)	P_renewable (kW)	Time(h)	P_renewable (kW)
0	0	8	3000	16	3200
1	850	9	3600	17	2600
2	870	10	4100	18	2100
3	900	11	4400	19	1700
4	1100	12 (Peak)	4600	20	1400
5	1400	13	4500	22	1100
6	1800	14	4200	23	1000
7	2400	15	3800	24	900

5.2. Process-Level Evaluation Focus

The simulation characterizes three aspects of dynamic process behavior inaccessible to quasi-static or decoupled modeling approaches:

A) Electrolyzer dual-lag dynamics: The electrolyzer begins receiving power as soon as $P_{ely,calc} > 0$. The first evaluation axis tracks the interplay between the electrical lag (Eq. 2) and the thermal warm-up governed by C_{th} (Eq. 8) create compounding production delays, with combined effect on $\dot{m}_{H_2}(t)$ and $p_{tank}(t)$. Of particular interest is the early-morning period when both batteries are charging and $P_{ely,calc}$ is very small – the electrolyzer operates at extremely low current densities, testing Faradaic efficiency model limits (Eq. 6).

B) Thermal coupling, nonlinear heat losses, and waste heat dynamics: The nonlinear radiation and natural-convection losses (Eq. 11–12) produce temperature-dependent heat flows that couple electrolyzer thermal state to buffer tank inlet conditions and compressor inlet temperature. The *273.15 K* final intercooler in Stage 4 introduces a new thermal feature – sub-zero cooling – that maximizes storage density but represents an additional thermal load. The model resolves these coupling pathways through the chain of *HeatPort* and fluid connector connections.

C) Sequential real-gas HP storage filling and switching hydraulics: The PID temperature controller (Eq. 23) interaction with real-gas vessel thermodynamics (Eq. 22) is analyzed, including the throttling effect near T_{max} = *85 °C*. The hydraulic perturbation at each vessel switching event (Eq. 24) – the transient mass flow surge driven by the pressure step from *~580 bar* to *~30 bar* – is characterized in terms of duration, amplitude, and propagation through the compressor train to the buffer tank.

6. Results and Discussion

This section discusses simulation results for cold-start operation of the integrated system driven by the 24-hour diurnal profile, structured around the three key dynamic phenomena.

6.1. System Start-up and Power Allocation

At *t = 0–1 h*, both batteries begin charging from *SOC = 0.10* (the battery power limiter directs available power to charging); each battery follow identical *SOC* trajectories due to half the allocated charge power via the 0.5-gain split blocks; once both batteries approach *SOC = 0.90*, further charge power allocation drops to zero (*SOC* condition in *batteryAllowedPower* expression), and the full renewable surplus is directed to the electrolyzer. This creates a period of very low-power electrolyzer operation during *t ≈ 1–3 h* before significant hydrogen production begins. At midday *(t ≈ 12 h)*, virtually all power beyond battery maintenance drives electrolysis at near-maximum rate.

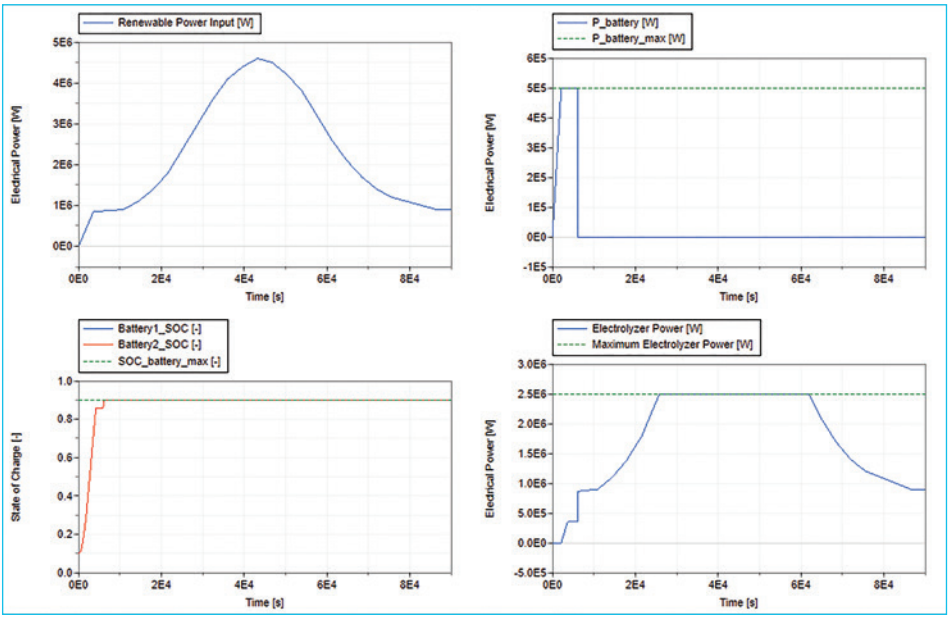


Fig. 2: Power allocation dynamics over the 24-hour diurnal cycle

6.2. Electrolyzer Dual-lag Dynamics and Hydrogen Production

The electrolyzer response involves two coupled lag mechanisms. The first is the electrical current density lag (Eq. 2): when $P_{ely,eff}$ changes, the desired current density i_{des} changes proportionally (through V_{cell}), but actual i responds with an exponential time constant. The second mechanism is the thermal stack warm-up: starting from $T_{stack} \approx 303.15\ K$, the energy balance (Eq. 8) evolves temperature with a net heat-up rate of $\frac{\dot{Q}_{net}}{C_{th}}$ – the order of $\frac{dT}{dt} \approx 0.05 - 0.09 \frac{K}{s}$, requiring ~*600–1000 s* to warm the stack by *50 K*.

As T_{stack} rises from cold start toward toward T_{set} = *353.15 K*, the Ulleberg model (Eq. 3) predicts improving electrochemical performance: overpotentials decrease and hydrogen yield per unit power improves progressively during warm-up. Below $U_{rev}, T_{stack} < T_{set}, Q_{cool} = 0$ (Eq. 13) and heat accumulates in the stack; above T_{set} active cooling engages and the *usefulHeatPort* outputs recoverable thermal power [7] [8].

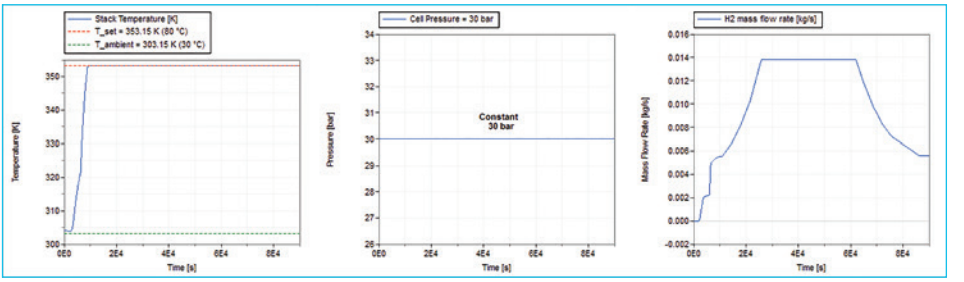


Fig. 3: Electrolyzer dual-lag dynamics

The direct power allocation means the electrolyzer operates at very low current densities during early morning. At such densities, the Faradaic efficiency (Eq. 6) remains near 0.95, but $-0.01 * i * 10^{-3}$ (Eq. 9) is minimal, leading to slow thermal warm-up. The early-morning period thus exhibits simultaneously low production rate and delayed warm-up – visible only in a full dynamic model.

6.3. Thermal Coupling, Waste Heat, and Intercooler Thermal Loads

The model resolves distinct thermal contributions at each process stage. The electrolyzer *totalHeatLossPort* carries the combined radiation ($\dot{Q}_{rad}$, Eq. 11) and natural convection loss ($\dot{Q}_{conv}$, Eq. 12) to the *298.15 K* ambient sink. The nonlinearity of these terms means that losses grow faster than linearly with stack temperature; at cold start losses are minimal, while near $\dot{Q}_{rad} \propto T^4$ and $\dot{Q}_{conv} \propto \Delta T^{0.25}$ – they become substantial and partly offset the cooling system's recovery potential.

The De-Oxo exothermic heat (Eq. 15) is proportional to incoming O_2 contamination mass flow and scales with $\dot{m}_{H_2}$. Under nominal operating conditions this contribution is small but contributes to the temperature of hydrogen entering the downstream intercooler, which must therefore remove both the De-Oxo reaction heat and bring the stream to *283.15 K*.

At the compressor train, intercooler duties (Eq. 20) scale linearly with $\dot{m}_{H_2}$ and are distributed as shown in Table 1; stage 4 carries the largest heat removal per unit mass flow (lowest final temperature of *273.15 K*). The total compressor intercooling duty at peak throughout represents a significant fraction of stage shaft work.

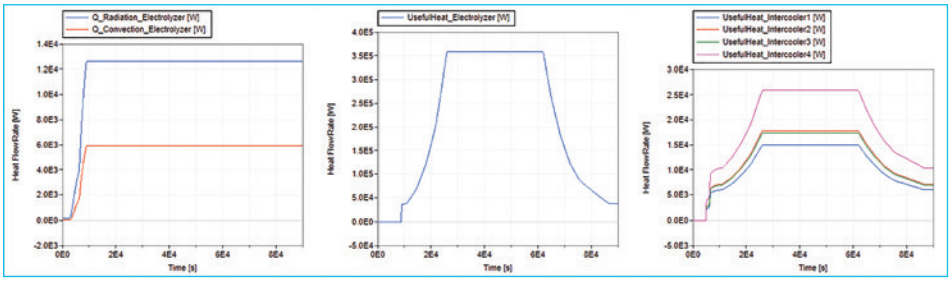


Fig. 4: Heat flow rate at Electrolyzer and Intercoolers thermal ports

A key system-level finding enabled by the unified simulation is the identification of upstream-to-downstream thermal coupling: elevated electrolyzer outlet temperature during warm-up propagates through the De-Oxo reactor and De-Oxo intercooler to the buffer tank inlet. Because the buffer tank has G_{wall} defined, gas temperature is effectively fixed; however, transient thermal disturbances in gas enthalpy at the inlet during warm-up events are absorbed by the *ClosedVolume* energy balance and can create small but detectable pressure perturbations – a coupling effect inaccessible to partitioned or quasi-static models.

6.4. High-pressure Storage Filling with Real-gas Effects

The sequential filling of vessels over 24 hours produces a stepped pressure profile across the storage array (figure 5). Hydrogen enters the active vessel at approximately *273.15 K* (after last stage intercooler) and *~580 bar* – the vessel pressure is below the compressor outlet pressure during active filling.

The real-gas energy balance (Eq. 22) resolves temperature evolution during filling. Incoming hydrogen at *273.15 K* carries enthalpy $h_{fill} = h$ *(580 bar, 273.15 K)* substantially exceeding the vessel's initial internal energy at *30 bar* and *313.15 K*, with temperature evolution described by Eq. (32):

$$\frac{dT_{cyl}}{dt} \approx \frac{[\dot{m}_{fill} * (h_{fill} - u_{cyl}) - G * (T_{cyl} - T_{cool}}{m_{cyl} * C_{v,H_2}} \tag{32}$$

The incoming hydrogen at *273.15 K* is colder than the vessel content at *313.15 K*, meaning the enthalpy flux could either heat or cool the vessel depending on the real-gas enthalpy of the compressed stream relative to the vessel internal energy. For hydrogen at high pressure, real-gas effects dominate: the Joule-Thomson effect and compressibility work determine whether the vessel heats or cools during filling [14] [15]. The PID temperature controller (Eq. 23) monitors T_{cyl} and throttles the inlet valve if T_{cyl} approaches *358.15 K* (*85 °C* safety limit), regardless of pressure.

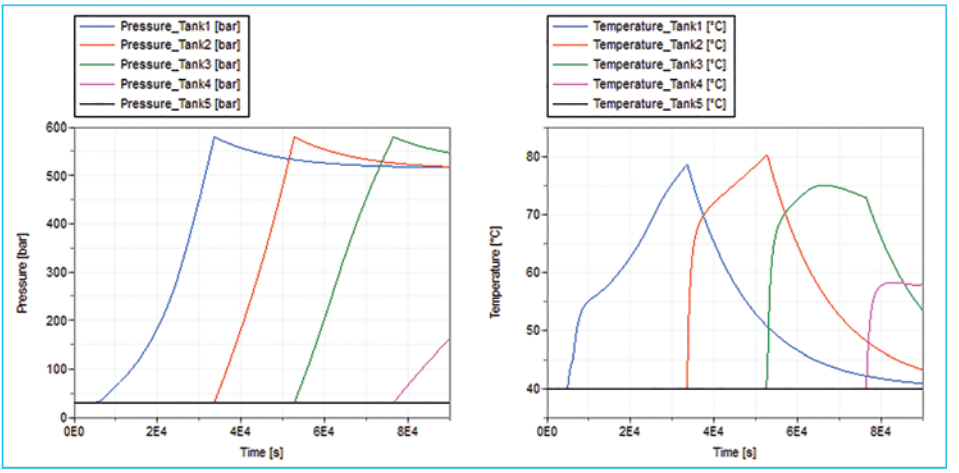


Fig. 5: Pressure evolution and temperature transient in all High-Pressure storage vessels over 24 hours

The *580 bar* switching criterion (Eq. 24) means that when active vessel reaches *580 bar*, hydrogen flow switches to the next vessel at *30 bar*. The resulting pressure step at the compressor discharge causes a transient hydraulic perturbation that propagates upstream through the four compressor stages to the buffer tank. With *allowReversalFlow=false* in the storage valves, this perturbation cannot propagate backwards into completed vessels.

6.5. Significance of the Integrated Dynamic Modeling Approach

The results demonstrate three categories of process insight exclusively accessible through integrated dynamic modeling: (i) the dual electrolyzer lag creates a compounding production delay that neither quasi-static representations nor decoupled models capture [5] [7] [8]; (ii) thermal coupling from electrolyzer stack through the De-Oxo and intercooler chain to buffer tank creates measurable inter-subsystem disturbances invisible to partitioned models [5] [6]; and (iii) real-gas storage thermodynamics – $Z(p,T) > 1$, PID-governed fill throttling at *85 °C*, and thermal relaxation toward *313.15 K* – determine both achievable hydrogen inventory and the character of hydraulic switching transients [10] [14] [15].

The direct power allocation scheme allows continuous electrolyzer operation throughout the diurnal cycle, including at very low early-morning power levels where dynamic modeling is essential for accurate process stability assessment.

7. Conclusion and Future Work

7.1. Summary of Findings

A physics-based multi-domain dynamic *Dymola* model of an integrated hydrogen production and high-pressure storage system has been presented. The model implements: the Ulleberg-type electrolyzer cell voltage with KOH activity correction and dual-lag response; physics-based nonlinear heat losses; De-Oxo catalytic purification with exact stoichiometry; a dual-battery parallel system, and continuous electrolyzer allocation; four-stage intercooled compression; and five sequential real-gas HP storage vessels.

Three key dynamic phenomena are characterized: the dual-lag electrolyzer response; inter-subsystem thermal coupling from stack temperature through purification to storage; and real-gas HP storage filling thermodynamics with sequential vessel switching hydraulics.

7.2. Future Work and Outlook

Future work includes: publication of quantitative simulation results with time-series plots; experimental validation of the electrolyzer model against alkaline stack measurements; extension to variable-speed compressor maps; systematic comparison of direct versus minimum-threshold power allocation strategies; full heat integration analysis for district heating applications; and implementation of model predictive control (MPC) for tighter buffer pressure regulation.

Acknowledgement

This work was carried out within the framework of the project *Referenzkraftwerk Lausitz (RefLau)*, funded by the German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy *(Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, BMWE)* under funding reference number [FKZ 03EWR018D].

8. References

[1] I. Renewable Energy Agency, *World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway*. 2022. [Online]. Available: www.irena.org (Stand: 29.06.2026).

[2] I. – International Energy Agency, *World Energy Outlook 2023*, 2023. [Online]. Available: www.iea.org/terms (Stand: 29.06.2026).

[3] I. Staffell et al., *The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system*, Feb. 01, 2019, Royal Society of Chemistry. doi: 10.1039/c8ee01157e.

[4] *RefLau_Projekt*.

[5] M. Götz et al., *Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review*, Jan. 01, 2016, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.

[6] G. Gahleitner, *Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications*, Feb. 19, 2013, Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.12.010.

[7] M. Hammoudi, C. Henao, K. Agbossou, Y. Dubé, and M. L. Doumbia, *New multi-physics approach for modelling and design of alkaline electrolyzers*, Int. J. Hydrogen Energy, vol. 37, no. 19, pp. 13895–13913, Oct. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.07.015.

[8] I. Ulleberg, *Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach*, 2003. [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/ijhydene (Stand: 29.06.2026).

[9] G. Sakas, A. Ibáñez-Rioja, V. Ruuskanen, A. Kosonen, J. Ahola, and O. Bergmann, *Dynamic energy and mass balance model for an industrial alkaline water electrolyzer plant process*, Int. J. Hydrogen Energy, vol. 47, no. 7, pp. 4328–4345, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.11.126.

[10] J. W. Leachman, R. T. Jacobsen, S. G. Penoncello, and E. W. Lemmon, *Fundamental equations of state for parahydrogen, normal hydrogen, and orthohydrogen*, J. Phys. Chem. Ref. Data, vol. 38, no. 3, pp. 721–748, 2009, doi: 10.1063/1.3160306.

[11] S. A. Grigoriev, V. N. Fateev, D. G. Bessarabov, and P. Millet, *Current status, research trends, and challenges in water electrolysis science and technology*, Int. J. Hydrogen Energy, vol. 45, no. 49, pp. 26036–26058, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.03.109.

[12] P. M. Diéguez, A. Ursúa, P. Sanchis, C. Sopena, E. Guelbenzu, and L. M. Gandía, *Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling*, Int. J. Hydrogen Energy, vol. 33, no. 24, pp. 7338–7354, 2008, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.09.051.

[13] J. P. Holman and J. H. Boggs, *Heat Transfer to Freon 12 Near the Critical State in a Natural-Circulation Loop*, 1960. [Online]. Available: http://asmedigitalcollection.asme.org/heattransfer/article-pdf/82/3/221/5555268/221_1.pdf (Stand: 29.06.2026).

[14] E. Rothuizen, W. Mérida, M. Rokni, and M. Wistoft-Ibsen, *Optimization of hydrogen vehicle refueling via dynamic simulation*, Int. J. Hydrogen Energy, vol. 38, no. 11, pp. 4221–4231, Apr. 2013, doi: 10.1016/j.ijhydene.2013.01.161.

[15] M. Monde, P. Woodfield, T. Takano, and M. Kosaka, *Estimation of temperature change in practical hydrogen pressure tanks being filled at high pressures of 35 and 70 MPa*, Int. J. Hydrogen Energy, vol. 37, no. 7, pp. 5723–5734, Apr. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2011.12.136.

CCS/CCU

AUTONOMOUS OPERATIONS

Schrittweise zur autonomen Anlage

Auf dem Weg zur autonomen Industrieanlage durch das Zusammenwirken von Automatisierung, Digitalisierung und KI-gestützen Systemen.



Mehr erfahren

Innovative integration of Combined Cycle with CCS application

Marcus Scholz and Majed Sammak

1. Introduction 311
2. Post Combustion Carbon Capture 312
3. Exhaust Gas Recirculation 314
3.1. Capex Reduction with EGR 315
3.2. Performance Improvements with EGR 316
3.3. Part Load Efficiency Improvement with EGR 318
4. EGR Impact on Cost of Electricity 319
5. Conclusions 320
6. References 320

BOP	Balance of Plant
CapEx	Capital Expenditure
CCP	Carbon Capture Plant
CCS	Carbon Capture and Storage
CO	Carbon Monoxide
CO_2	Carbon Dioxide
DCC	Direct Contact Cooler
DF	Diffusion Factor
EGR	Exhaust Gas Recirculation
FCR	Fixed Charge Rate

FEED	Front End Engineering Study
GT	Gas Turbine
HRSG	Heat Recovery Steam Generat.
HR	Heat Rate
HSS	Heat Stable Salts
HP	High Pressure
IP	Intermediate pressure
MEA	Monoethanolamine
MECL	Min. Emission Compliant Load
NETL	Nat. Energy Technology Lab
LP	Low pressure
OpEx	Operational Expenditure
PLE	Part Load Efficiency
RH	Relative Humidity
ST	Steam Turbine
UHC	Unburned Hydro Carbon

This paper discusses the optimization of a post-combustion carbon capture plant with the natural gas combined cycle (NGCC) through application of exhaust gas recirculation (EGR), a technology that recirculates a fraction of the flue gas from the stack back into the gas turbine inlet, where it is mixed with ambient air. The EGR application increases the concentration of CO_2 in exhaust gas while decreasing the amount of flue gas sent to the carbon capture plant (CCP). This dual effect enables the reduction of both CCP's total energy consumption and capital expenditures. The study also investigated the EGR impact on NGCC performance at base load and part load operation. Carbon Capture and Storage (CCS) is a key technology for decarbonizing hard-to-abate industries and equally suitable for natural gas-fired Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) with relatively low CO_2 concentration in the exhaust gas. The CO_2 partial pressure of the flue gas is a key indicator for the preferred capture application due to the varying driving forces for separation and the use of either heat or pressure for

the de-sorption and the recovery of the sorption medium or fluid. Further optimization can be achieved through the integration of the steam provided by the NGCC using steam extraction, to support the desorption energy requirement.

1. Introduction

Carbon capture and storage (CCS) is a pivotal technology in the global effort to mitigate climate change and reduce greenhouse gas emissions. As industries and governments worldwide strive to meet ambitious carbon reduction targets, CCS emerges as a critical component of the solution. It involves capturing CO_2 emissions from sources like power plants and industrial processes, preventing them from entering the atmosphere. According to the International Energy Agency's energy projections, carbon capture storage from power plants might reduce CO_2 emissions by 10 % by 2050 [1].

CCS is currently being applied to the largest NGCC under construction at BP's Teeside facility in UK, an 800 MW plant with over 90 % Carbon Capture with storage of the CO_2 in liquid form under the Noth Sea in depleted Oil and Gas fields.

The concept applied here is a scale-up of smaller existing plants and experiences from commercially available carbon capture plants (CCP).

The integration of CCP with NGCC was defined through Front End Engineering Design (FEED) studies. These FEED studies provide a framework for the configuration, performance, cost analysis, and operation of carbon capture plants that are integrated with natural gas combined cycles. GE Vernova (GEV) completed several FEED studies including a DOE-funded FEED study titled *Retrofittable Advanced Combined Cycle Integration for Flexible Decarbonized Generation*. The study focused on retrofitting Southern Company's JM. Barry Electric Generating Plant in Bucks, Alabama, with CCS technology capable of capturing up to 95 % of the plant's CO_2 emissions [2]. Applying EGR to reintroduce a fraction of the exhaust gas into the gas turbine's inlet requires appropriate cleaning, conditioning and mixing with ambient air. Recirculating fraction of the gas turbine exhaust gas back to the gas turbine inlet increases CO_2 concentration which improves carbon capture plant capture rate. Furthermore, EGR reduces the flue gas directed towards the carbon capture plant, which consequently reduces the size of the CCP and its footprint, such reduces the carbon capture plant capital expenses (CapEx), operational expense (OpEx) and footprint.

2. Post Combustion Carbon Capture

Today's operating carbon capture plants are typically using aqueous monoethanolamine (MEA) solvent to remove carbon dioxide from flue gases.

This technology has been extensively studied in the literature [3] [4] [5] [6] [7] and solvent-based carbon capture plants have been commercially deployed in refineries, chemical industries and acid gas sweetening in the oil and gas sectors. Post-combustion carbon capture with chemical solvents has been recognized as an important and cost-effective solution for combined cycle plants, as it can be applied to both new and retrofitted units.

Solvent-based carbon capture is a cyclic process governed by variations in temperature. Figure 1 shows the flow of gases and liquids.

The CCP comprises four main systems: flue gas cleaning system or direct contact cooler (DCC), absorption system, CO_2 regeneration system (stripper) and CO_2 compression.

While the DCC operates in a temperature range of 45 °C – 55 °C and at atmospheric pressure, variable-frequency blowers are employed to move the flue gas from the DCC to the absorber and to overcome the pressure drop in the main ducts and the absorber column. CO_2 is absorbed into a relatively cool amine solution in the absorber, which is then heated in the regenerator to reverse the chemical reaction, resulting in the release of CO_2. The absorber and stripper are configured as a packed tower with high-performance packing to enable efficient mass transfer while lowering column diameter and pressure drop.

The packing height will be calculated based on the required level of CO_2 capture efficiency. Due to the exothermic nature of the CO_2 absorption reaction into the amine solution, the flue gas must be cooled to maintain a constant temperature. Therefore, a lean solvent cooler is installed before the absorber. The rich CO_2 solution at the bottom of the absorber is pumped through the lean/rich amine cross heat exchanger and heated to approximately 100 °C before being sent to the top of the stripper column. The stripper receives heat through a stripper reboiler which is situated at the bottom of the stripper. The reboiler is a kettle heat exchanger where steam flows through the tube bundle and exits as condensate and the solvent is heated against the steam. The CO_2 lean solution in the amine regenerator is fed back to the absorber via the lean/rich amine cross heat exchanger.

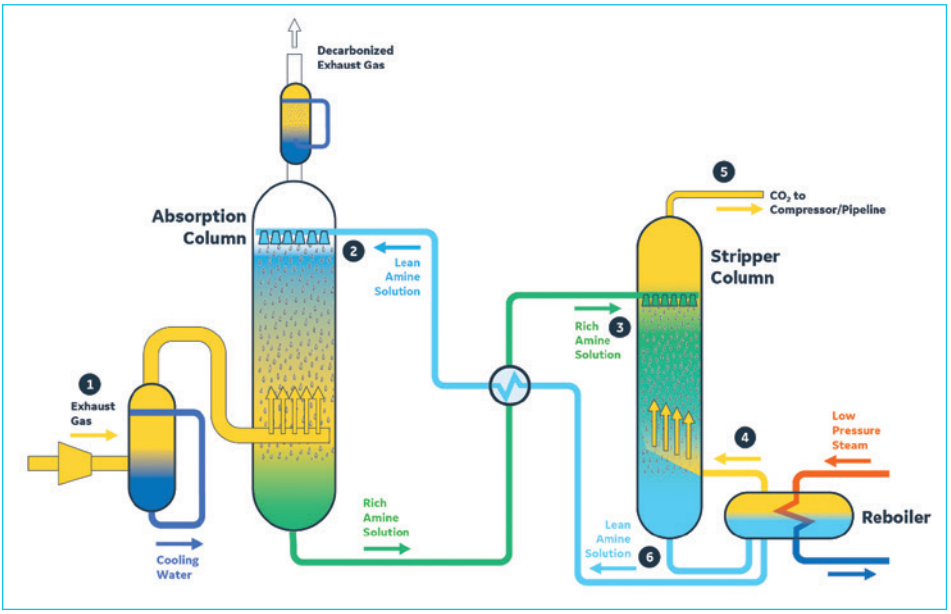


Fig. 1: Carbon Capture process with MEA solvents

As the final CO_2 rich stream exits the stripper column, it needs to be purified, dried and compressed to fulfil the requirements of the CO_2 transportation pipelines and CO_2 storage.

Conditioned CO_2 gas needs to be exported at supercritical denser phase at the plant boundary limit and typically using integrally geared centrifugal compressors.

The main factors that control the chemistry of CO_2 in the absorber and stripper are CO_2 diffusion, mass and heat transfer, and CO_2 reactions, all of which are covered in detail in the literature [8]. The main absorber and stripper reactions can be summarized in the below two equations 1 and 2 [8]:

Absorber $$2RNH_2 + CO_2 \rightarrow RNH_3^+ + RNHCOO^- + heat \quad (1)$$

Stripper $$RNH_3^+ + RNHCOO^- + heat \rightarrow 2RNH_2 + CO_2 \quad (2)$$

The CO_2 concentration in exhaust gas from various sources varies greatly, which has an impact on the performance, size and configuration. Increasing the CO_2 partial pressure improves the overall mass transfer coefficient which helps in reducing costs by engineering a shorter absorber.

A concentration gradient between the gas and liquid phases causes CO_2 diffusion into the solvent until equilibrium is achieved. The concentration gradient is referred to as the driving force and can be mathematically represented by the equations 3 and 4 [8].

$$DF = P_{CO_2} - P^*_{CO_2} \quad (3)$$

$$N_{CO_2} = K_G (P_{CO_2} - P^*_{CO_2}) \quad (4)$$

Above correlations indicate that CO_2 diffusion and mass transfer are directly proportional to CO_2 partial pressure in the flue gas. P and P^* are respectively CO_2 partial pressure and equilibrium partial pressure, N is the rate of CO_2 mass transfer and K overall mass transfer coefficient.

3. Exhaust Gas Recirculation

EGR is a viable approach for increasing flue gas CO_2 concentration and hence CO_2 partial pressure, which improves absorber performance and reduces the amount of work required for CO_2 capture, resulting in lower energy consumption, as shown by Wilcox et al. [9], who calculated the minimum work required to separate CO_2 from a gas mixture using the first and second laws of thermodynamics and the Gibbs free energy equation. The calculations revealed that as CO_2 concentration increases, the minimum work required for separation decreases.

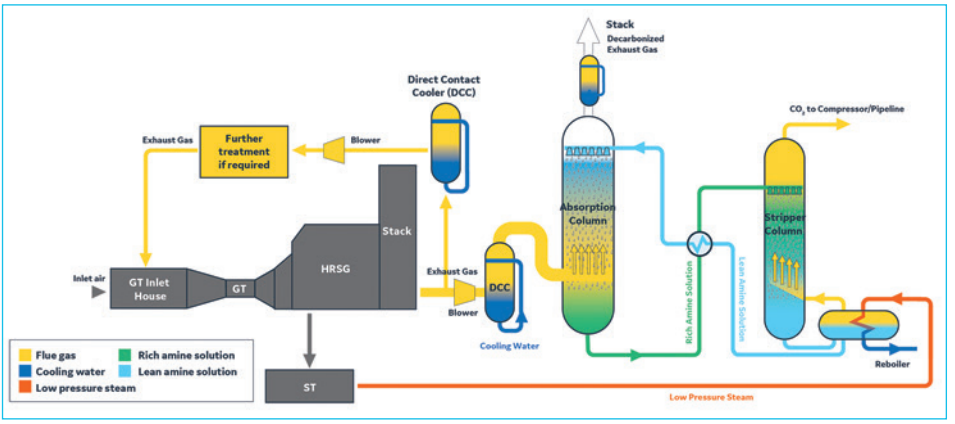


Fig. 2: Combined cycle with carbon capture and EGR

The integration of EGR as illustrated in figure 2 requires typically a cooling loop with a dedicated DCC, to meet cleaning and cooling targets for a safe gas turbine operation. The EGR DCC is configured as a packed quench column, with cooling water recirculated to the top and sprayed in a counter-current manner.

After the DCC, an inlet gas turbine mixer must be introduced within the inlet gas turbine filter house to mix the EGR flow with the intake gas turbine air. The gas turbine inlet mixer is engineered aiming to achieve uniform mixing of the incoming ambient air and the recirculating EGR flow.

Potential applications of EGR have been considered for various reasons, including an anti-icing system, NO_x emissions control and part load efficiency improvements (PLE).

3.1. Capex Reduction with EGR

EGR increases the CO_2 concentration in the flue gas, allowing the CCP to capture the same amount of CO_2 from exhaust gases while treating a smaller volume of flue gas. This reduces the CCP equipment's size and footprint. The significant reduction in CCP size with EGR is primarily in the DCC system and absorption system, including columns, heat exchangers, blowers, pumps, piping and instrumentation. The DCC and absorber systems are configured based on the volumetric flow of flue gas. The volume of the columns and column packing decreases proportionally with the EGR ratio, resulting in a significant reduction in both direct and indirect costs associated with DCC and absorber equipment, including materials, building, installation, engineering, and labor. The size of the stripper system and CO_2 compression system changes slightly when CCP is configured with EGR versus without EGR. EGR offers a substantial CapEx advantage in the engineering of modular CCP. The modular carbon capture configuration encompasses predefined equipment dimensions, including column diameter, blower capacity, and heat exchanger duty. The dimensions of the equipment generally correlate with the volumetric flow of flue gas; thus, capturing CO_2 from large, combined cycle power plants may require multiple modular carbon capture plants. Reducing flue gas cuts the number of modules, resulting in a direct decrease in the overall capital and operational expenditures of the CCP.

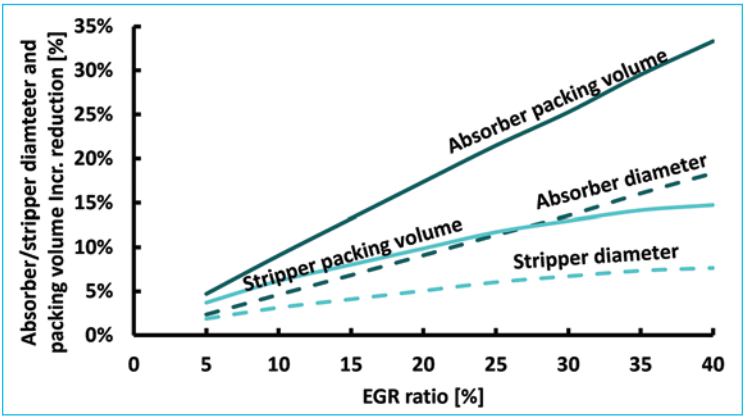


Fig. 3: Incremental decrease in absorber and stripper diameter corresponding to an increase in the EGR ratio

The chart clearly shows that the reduction in absorber diameter exceeds that of the stripper diameter (figure 3). The absorber diameter is reduced by 13 % at 30 % EGR, whereas the stripper diameter has a reduction of only 6 %.

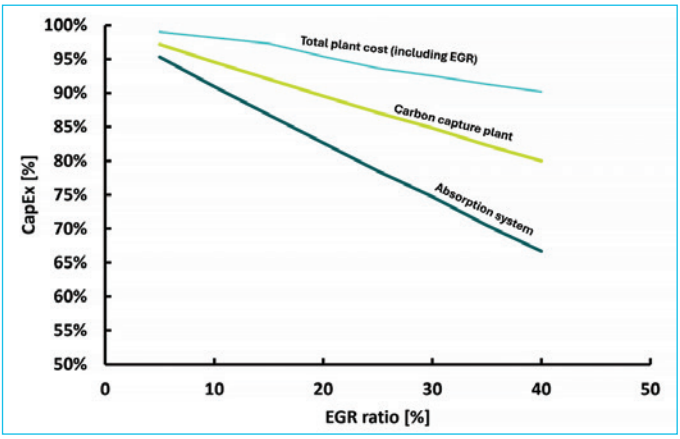


Fig. 4: Potential CapEx reduction of absorption system, carbon capture plant and total plant cost including installation and EGR cost

The absorption system CapEx reduction at 30 % EGR is around 25 % while the total cost of the CCP, including the absorption system, regeneration system, and CO_2 compression train is around 15 % in comparison to the non EGR scenario (figure 4). Furthermore, the physical footprint of CCP is a major concern for many NGCC sites, especially in retrofit situations where space is limited adjacent to the NGCC plant. EGR helps reducing the CCP's dimensions and footprint, making the NGCC site feasible for CCP integration.

3.2. Performance Improvements with EGR

Following the integration of an NGCC with CCP, its performance is affected by several aspects, including the cooling source, NGCC configuration, reboiler steam supply, and solvent selection for the carbon capture plant. EGR reduces the amount of work required by the carbon capture plant by increasing the CO_2 concentration and decreasing the flue gas flow to CCP. The main reason for the reduction in power consumption at the carbon capture plant is increased CO_2-rich loading, which in turn increases the cycle capacity, which is the difference between lean and rich CO_2 stream loading. The specific reboiler duty is thus reduced, reducing steam extraction while improving the electrical output of the steam turbine. Previous work [14] analyzed the integration of a NGCC power plant with a CCP plant that was designed for a 40 % capture rate. The paper reported a decrease of approximately 14.7 % in net output, along with a 10-percent-point loss in efficiency.

With the aid of a ProMax simulation, the power consumption of a carbon capture plant was analyzed, including reboiler duty, CCP auxiliary power (balance of plant BOP) and CO_2 compression train power consumption.

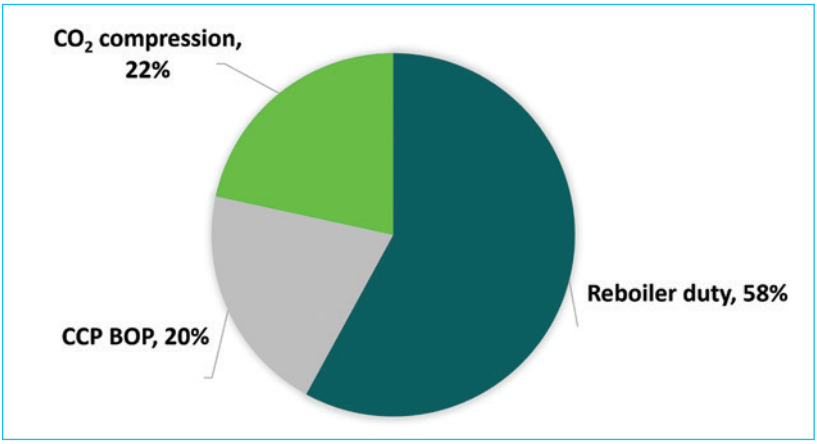


Fig. 5: Reboiler duty accounts for 58 % of total CCP energy consumption as a basic configuration

Reducing reboiler duty reduces the amount of steam extracted from steam turbine which in its turn improves total plant performance. The CCP reboiler duty was analyzed over various EGR ratios ranging from 5 % to 40 %, with increments of 5 %. The analysis was conducted using a constant capture rate of 95 %, a lean CO_2 loading of 0.25, and a set absorber packing height and size. The solvent's liquid-to-gas ratio (L/G) was adjusted to maintain a 95 % capture rate and the reboiler duty and specific reboiler duty were calculated (figure 5).

Figure 6 illustrates the increase in net NGCC output and net NGCC efficiency as the EGR ratio varies from 5 % to 40 %. The net output of the NGCC rises by approximately 1.7 % at an EGR ratio of 30 % in comparison to the baseline scenario without EGR. Furthermore, the net NGCC efficiency rises by around 0.6 % at EGR ratio 30 %.

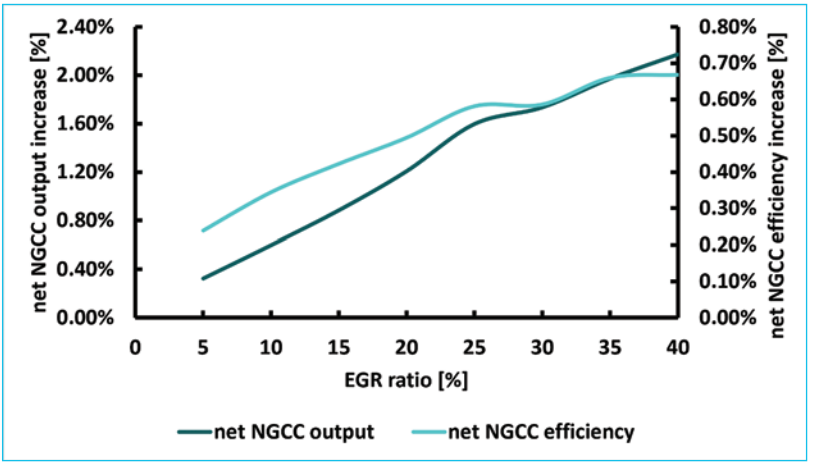


Fig. 6: Increase in net NGCC output and net NGCC efficiency

3.3. Part Load Efficiency Improvement with EGR

Optimizing part load efficiency has been achieved typically through scheduling inlet air heating (IH) of the Gas Turbine (GT) of combined cycle power plant. The most common approach for inlet air heating involves recirculating hot water from the low pressure (LP) bottoming cycle, often the LP economizer, via a heat exchanger placed at the front of the gas turbine. The water will thereafter be reintroduced into the bottoming cycle following the heating of the gas turbine inlet air.

Alternatively, EGR can be used as a technique for heating the inlet air by regulating the EGR cooling loop and reducing the recirculation cooling flow. As a result, the EGR flow temperature, and the gas turbine inlet air temperature can both rise, observing the dew point temperature.

To increase the combined cycle efficiency, the gas turbine efficiency must be balanced with the quantity of exhaust energy supplied to the steam cycle [10].

With an EGR return temperature of 40 °C and an EGR ratio of 30 % for modeling the combined cycle part load performance at load ranges from 90 % to 50 %.

Figure 7 illustrates that the combined cycle efficiency at 50 % part load rises by 0.6 % at 30 % EGR and at EGR return temperature of 40 °C in comparison to the case without EGR.

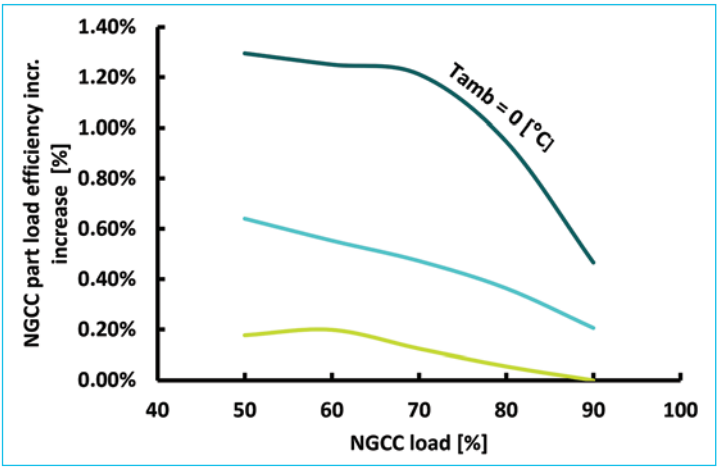


Fig. 7: NGCC part load efficiency improvement at 30 % EGR

4. EGR Impact on Cost of Electricity

As a baseline for the economic analysis, we used the NETL report that evaluated the cost and performance of NGCC for H-class gas turbines in a 1 × 1 configuration. The report demonstrated the COE of the NGCC with carbon capture plant at 95 % capture rate compared to the basic NGCC case [16]. Table 1 shows results from the NETL report for the NGCC base case (B32A.1) and its integration with CCP in (B32B.1.95).

Tab. 1: Results from the NETL report for the NGCC base case

Cases		B32A.1	B32B.1.95
Nominal CO_2 capture	%	-	95
Net power output	MWe	648.9	575.4
Net plant efficiency	%	56	49.9
Total plant cost	2018 $/kW	924	1921
OC_{Fix}	$/$kW_{net}$	30.6	61.7
OC_{Var}	$/$MWh_{net}$	2	4.3

Further to the more specific analysis, the calculated COE for scenarios B32B.1.95 with 30 % and 40 % EGR is 65 $/MWh and 64.4 $/MWh, respectively. This shows a reduction of around 2 $/MWh due to lower CCP CapEx and OpEx (figure 8).

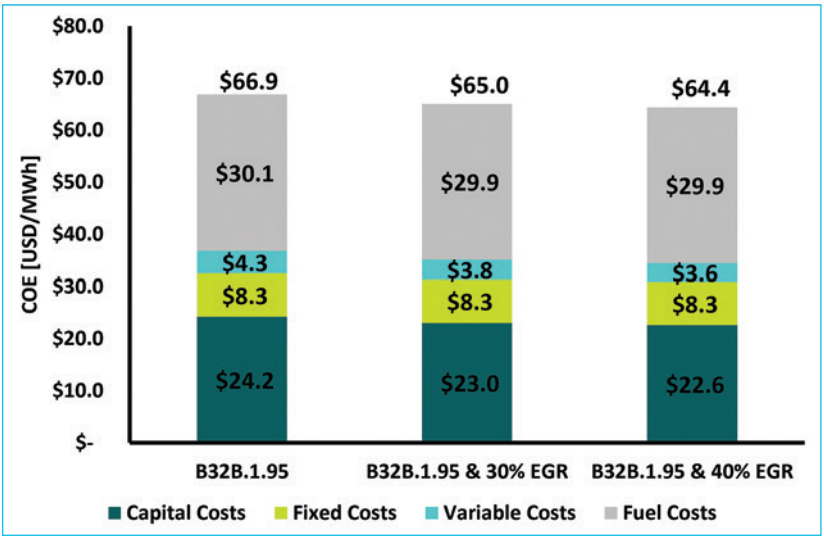


Fig. 8: Calculated COE for scenarios B32B.1.95 with 30 % and 40 % EGR is 65 $/MWh and 64.4 $/MWh

5. Conclusions

Exhaust gas recirculation (EGR) is an effective technology for enabling the integration of natural gas combined cycle plant with carbon capture plant. The EGR application increases the concentration of CO_2 in gas turbine flue gas exhaust, which in turn increases the CO_2 partial pressure, strengthens the driving force, and decreases the power consumption of the CCP. With a 30 % EGR ratio the net NGCC output and efficiency are improved by approximately 1.7 % and 0.6 %, respectively. Furthermore, EGR improves NGCC part load efficiency. At an ambient temperature of 15 °C and an NGCC part load of 50 % and 30 % EGR, the NGCC efficiency increases by about 0.6 %. EGR reduces the volumetric flow of exhaust gas sent to the CCP, resulting in a reduction in CCP size and CapEx.

EGR primarily reduces the size of the flue gas cleaning and absorption system, which accounts for the majority of equipment expenses, resulting in an estimated 7 % reduction in overall CCP costs at 30 % EGR.

EGR can boost the CCP capture rate when CCP runs under the same conditions as it did without EGR. CCP capture can rise from 95 % to 97 % at 40 % EGR.

Finally, the paper used NETL case B32B.1.95, which represents NGCC integration with CCP at 95 % capture, to determine the COE at 30 % and 40 % EGR. The computed COE of case B32B.1.95 with 30 % and 40 % EGR revealed a COE reduction of approximately \$2/MWh to \$2.50/MWh. EGR provides advantages for all CCP technologies that are sensitive to the amount of volumetric flow to be treated and the partial pressure of CO_2.

The ongoing construction of the largest NGCC plant with CCS at Teeside, UK will likely provide further insights and experience to show that EGR is to play a significant role in reducing CCP CapEx and size.

6. References

[1] Kheshgi, H., de Coninck, H. and Kessels, J., 2012, *Carbon dioxide capture and storage: Seven years after the IPCC special report*, Mitigation and adaptation strategies for global change, 17, pp. 563–567.

[2] Sholes, J., 2024, *Retrofittable Advanced Combined Cycle Integration for Flexible Decarbonized Generation*, DOE FEED study DE-FE0032131.

[3] Abu-Zahra, M. R., Niederer, J. P., Feron, P. H., and Versteeg, G. F., 2007, *CO_2 capture from power plants: Part II. A parametric study of the economical performance based on monoethanolamine*, International journal of greenhouse gas control, 1(2), pp. 135–142.

[4] Abu-Zahra, M. R., Schneiders, L. H., Niederer, J. P., Feron, P. H., and Versteeg, G. F., 2007, *CO_2 capture from power plants: Part I. A parametric study of the technical erformance based on monoethanolamine*, International Journal of Greenhouse gas control, 1(1), pp. 37–46.

[5] Soltani, S. M., Fennell, P. S., and Mac Dowell, N., 2017, *A parametric study of CO_2 capture from gas-fired power plants using monoethanolamine (MEA)*, International Journal of Greenhouse Gas Control, 63, pp. 321–328.

[6] Wang, N., Wang, D., Krook-Riekkola, A., and Ji, X., 2023, *MEA-based CO_2 capture: a study focuses on MEA concentrations and process parameters*, Frontiers in Energy Research, 11, p. 1230743.

[7] Zhang, Y. and Chen, C.-C., 2013, *Modeling CO_2 absorption and desorption by aqueous monoethanolamine solution with Aspen rate-based model*, Energy Procedia, 37, pp. 1584–1596.

[8] Feron, P., 2016, *Absorption-based post-combustion capture of carbon dioxide*, Woodhead publishing.

[9] Wilcox, J., 2012, *Carbon capture*, Springer Science & Business Media.

[10] Leptinsky, S., Turner, M., Woods, M., Hoffmann, J., Hackett, G., McNaul, S. and Kuehn, N., 2024, *Cost and Performance Estimates for State-of-the-Art and Advanced 1×1 H-Class Natural Gas-Fired Power Plants*, United States.

HINNEBURG GmbH
A BUREAU VERITAS COMPANY



EXPERTEN IM STRAHLENSCHUTZ

RÜCKBAU MIT SYSTEM.
SICHERHEIT DURCH ERFAHRUNG.

Finde deinen Job

Scan me!

Hinneburg GmbH
Im Bärenbühl 5
77731 Willstätt-Legelshurst

GuD-Kraftwerke

estaro®

Der Spezialist für hitzebeständige Edelstähle



www.estaro.de

Enhancing HRSG Operation in Combined Cycle Power Plants Through Online 2D Flue Gas Temperature Measurement

Case Study of the Diamantina Power Station (APA Group, Australia)

Sam Clayton, Stefan Heidinger, Francesco Turoni and Ismail Korkmaz

1. Introduction 327
2. Plant Background and Operational Challenges 328
2.1. Diamantina Power Station 328
2.2. Supplementary Firing and Operational Objectives 329
2.3. Temperature Control Requirements 330
2.4. Challenges with Conventional Temperature Measurement 331
3. Measurement Technology and System Layout 332
3.1. Optical Pyrometry Principle 332
3.2. Two-Dimensional Temperature Reconstruction 333
3.3. System Layout at Diamantina Power Station 333
4. Integration into Plant Control 335
4.1. Control Strategy for Supplementary Firing 335
4.2. Operational Modes and Diagnostics 336
5. Operational Results 336
5.1. Temperature Distribution Under Various Operating Conditions 336
5.2. Temperature Behavior with Supplementary Firing 337
5.3. Control-Relevant Findings 338
6. Summary 339
7. References 340

CCGT	combined cycle gas turbine
DCS	distributed control system
GT	gas turbine
HRSG	heat recovery steam generator
SF	supplementary firing
ST	steam turbine

In combined cycle gas turbine (CCGT) power plants equipped with heat recovery steam generators (HRSGs), the control of flue gas temperature upstream of the superheater is a critical constraint for safe operation and performance optimization. In particular, the operation of supplementary firing systems requires reliable monitoring of the flue gas temperature to avoid local overheating of superheater tubes. Conventional temperature measurements based on thermocouples provide only limited point information and are therefore often insufficient to capture spatial temperature gradients and local hot spots within the HRSG gas duct.

This work presents the application of a non-intrusive optical pyrometry system for online two-dimensional temperature measurement in the HRSG of a 240 MW_{el} combined cycle power plant. The system was implemented at the Diamantina Power Station in Queensland, Australia, consisting of four SGT-800 gas turbines and two SST-400 steam turbines. Multiple optical sensors are installed around the HRSG duct upstream of the first superheater and continuously measure the flue gas temperature distribution across the gas flow cross-section. From these measurements, a two-dimensional temperature field is reconstructed, and key parameters such as maximum temperature, spatial gradients and temperature distribution patterns are determined in real time.

The temperature information is integrated into the plant control system and used to support the control of the supplementary firing system. Continuous monitoring of the spatial temperature distribution allows reliable identification of hot spots and enables operation closer to the maximum allowable flue gas temperature limit while maintaining safe operating conditions for the superheater. Operational results from the plant demonstrate that the availability of spatially resolved temperature information significantly improves the controllability of the supplementary firing system and supports stable plant operation under varying gas turbine loads.

1. Introduction

Combined cycle gas turbine (CCGT) power plants are widely used for electricity generation due to their high thermal efficiency and operational flexibility. In these plants, the heat recovery steam generator (HRSG) recovers thermal energy from the gas turbine exhaust to produce steam, which drives a steam turbine for additional power generation. Many CCGT plants are equipped with supplementary firing (SF) systems, also referred to as duct burners, installed in the HRSG gas path upstream of the superheater. These systems allow the plant to increase steam production independently of the gas turbine load, thereby maximizing the output of the steam turbine and providing additional operational flexibility to respond to fluctuating electricity demand [1]. Figure 1 shows a schematic overview of a typical CCGT plant configuration with supplementary firing.

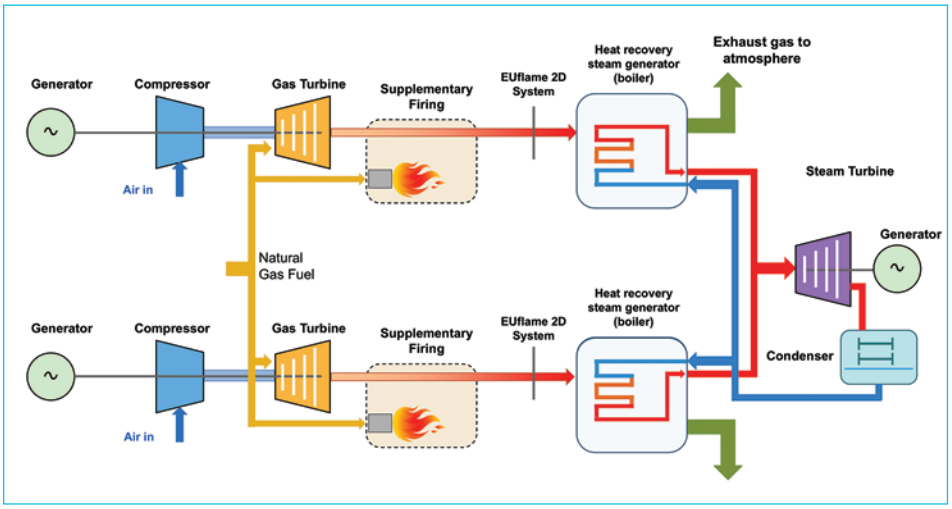


Fig. 1: Schematic overview of a combined cycle gas turbine (CCGT) power plant with two gas turbine trains, heat recovery steam generators with supplementary firing, and a common steam turbine

A key constraint is the flue gas temperature upstream of the first superheater: exceeding the allowable limit risks tube damage, while operating too conservatively leaves capacity unused [2]. Conventional temperature monitoring relies on thermocouples at discrete points, which cannot capture the spatial temperature distribution across the full duct cross-section. Localized hot spots caused by non-uniform gas flow or uneven supplementary firing may remain undetected, posing a significant challenge for safe and effective control.

In recent years, the operating conditions of many combined cycle power plants have changed significantly. Increasing shares of renewable energy sources in electrical grids require conventional generating assets to operate with greater

flexibility, including frequent load changes, cycling operation and rapid response to fluctuations in power demand. As a result, CCGT plants are increasingly expected to provide both high efficiency and operational flexibility while maintaining high equipment reliability.

Under these conditions, the heat recovery steam generator (HRSG) becomes a critical component for overall plant performance. The ability to maximize steam turbine output across a wide range of gas turbine operating conditions is essential for maintaining plant competitiveness and supporting grid stability. In HRSGs equipped with supplementary firing systems, this objective requires operation close to defined thermal limits while avoiding excessive temperatures that may accelerate material degradation or reduce component lifetime.

Consequently, the availability of reliable and spatially resolved temperature information has become increasingly important. While conventional instrumentation provides only limited information at discrete measurement locations, advanced temperature monitoring technologies can support more effective control strategies and enable improved utilization of existing plant assets without compromising operational safety.

This paper presents the application of the EUflame 2D optical pyrometry system, developed by EUtech Scientific Engineering GmbH, for online 2D flue gas temperature measurement in the HRSGs of the Diamantina Power Station (DPS). The system was implemented in cooperation with HRL Technology Group Pty Ltd to enable improved utilization of existing plant assets and supplementary firing systems without compromising operational safety.

2. Plant Background and Operational Challenges

2.1. Diamantina Power Station

The Diamantina Power Station (DPS) is located near Mount Isa in Queensland, Australia, and is owned and operated by APA Group. The plant has a total installed capacity of approximately 240 MW_{el} and is configured as a combined cycle facility consisting of four Siemens SGT-800 gas turbines (GT), four corresponding heat recovery steam generators, and two Siemens SST-400 steam turbines. The plant is arranged in two independent blocks (Block 10 and Block 20), each comprising two gas turbines with their respective HRSGs feeding a common steam turbine (figure 1). Figure 2 shows an aerial view of the power station.



Fig. 2: Aerial view of the Diamantina Power Station near Mount Isa, Queensland, Australia

The plant supplies the North West Queensland mining region. Operating in a remote grid with load swings of approximately 30 MW every 90 seconds, it faces demanding requirements on control and monitoring systems.

2.2. Supplementary Firing and Operational Objectives

Each HRSG is equipped with a duct burner upstream of the first superheater, originally designed for simple on/off control. The plant was not achieving maximum output, and flexibility to modulate steam turbine load independently was limited. Figure 3 shows the cross-section of the HRSG with the duct burner area and the measurement plane of the EUflame 2D system.

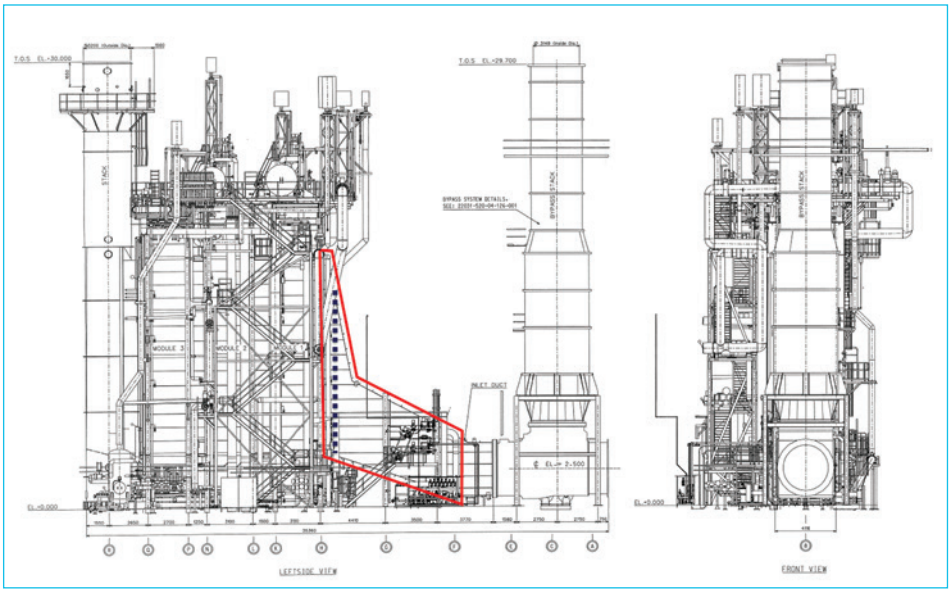


Fig. 3: Cross-section of the HRSG showing the duct burner area and measurement plane of the EUflame 2D system

A detailed operational assessment performed by APA Group and HRL Technology Group identified several factors limiting plant output and operational flexibility. Although the HRSGs were equipped with supplementary firing systems, these were not being utilized in normal operation due to the challenges associated with reliable temperature control upstream of the superheater. As a result, the available thermal margin within the HRSG could not be fully exploited. The principal operational constraints identified during the assessment are summarized in table 1.

Tab. 1: Key operational constraints and improvement targets identified for the Diamantina Power Station

Operational challenge	Impact
ST output limited to 36 MW	Reduced plant output
Supplementary firing not in operation	Lost generation potential
On/off burner logic	Poor flexibility
Remote grid load swings	Challenging control requirements

In addition, the steam turbines were operating below their original design capacity and the plant had limited capability to compensate for variations in gas turbine load or reduced equipment availability. These constraints were particularly relevant due to the operating conditions of the North West Queensland grid, which is characterized by significant and rapid load fluctuations.

To address these limitations, APA Group initiated an improvement program with the following key objectives: maximizing overall plant output by utilizing supplementary firing to increase steam turbine power; achieving full steam turbine capacity with only three out of four gas turbines in operation per block, enabling continued full output with one gas turbine offline per block; and improving the flexibility to modulate supplementary firing in response to varying gas turbine loads and changing grid demand.

2.3. Temperature Control Requirements

The effective operation of the supplementary firing system requires precise control of the flue gas temperature to prevent exceeding the maximum allowable average temperature of 650 °C at the superheater inlet. This temperature limit is defined by the material properties of the superheater tubes according to the applicable pressure vessel codes [3] and must be maintained under all operating conditions, including varying gas turbine loads ranging from 70 % to 100 % of rated output.

The required duct burner input to reach 650 °C varies with gas turbine load: at higher loads, less supplementary firing is needed since the exhaust temperature is already elevated. Figure 4 illustrates this relationship, which is fundamental to the modulation strategy.

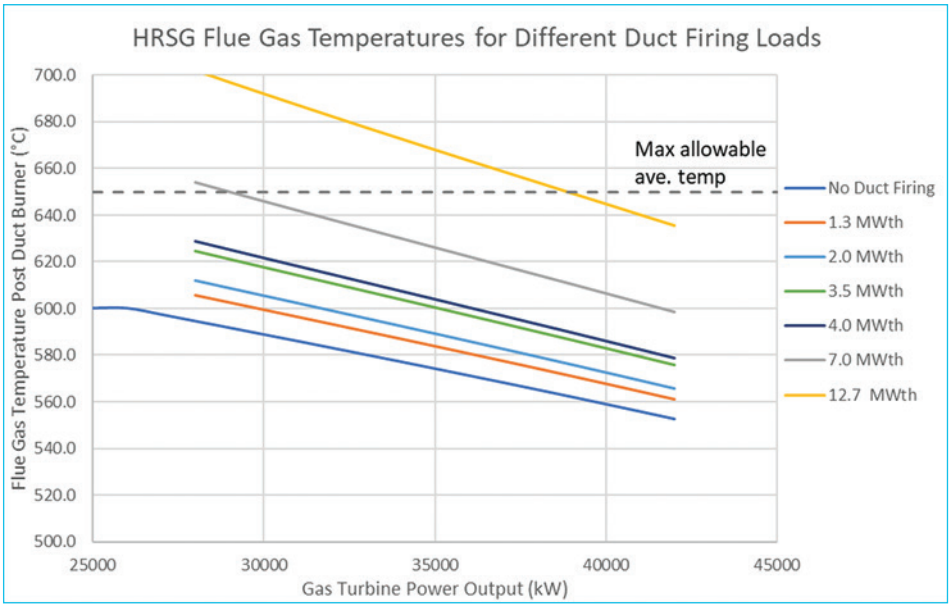


Fig. 4: HRSG flue gas temperatures for different duct firing loads as a function of gas turbine power output, with the maximum allowable average temperature indicated

2.4. Challenges with Conventional Temperature Measurement

Achieving reliable temperature control upstream of the superheater is particularly challenging in HRSG applications with supplementary firing. The gas flow entering the superheater is inherently non-uniform due to the combined effects of gas turbine exhaust flow patterns, duct geometry and the interaction with the supplementary firing flames. As a result, both gas velocity and gas temperature may vary significantly across the HRSG cross-section, highlighted in figure 5 (left).

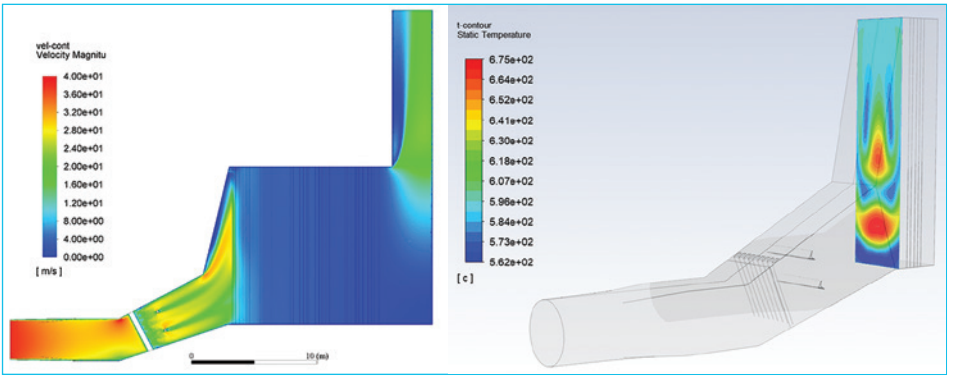


Fig. 5: (left) Example of non-uniform gas velocity distribution entering the superheater section. (right) Representative flue gas temperature distribution upstream of the first superheater during supplementary firing operation.

The spatial variation of gas velocity influences the local heat transfer conditions at the superheater tube bank and contributes to non-uniform temperature distributions. illustrates a representative velocity profile within the HRSG duct, highlighting the existence of regions with significantly different gas flow velocities.

The resulting temperature field may contain localized hot regions that are not adequately represented by a limited number of discrete temperature measurements. Figure 5 (right) illustrates a typical temperature distribution generated by supplementary firing, showing pronounced spatial variations across the gas path. Such temperature gradients are particularly relevant when operating close to the maximum allowable superheater inlet temperature [4].

This can lead either to unnecessarily conservative operation or to an increased risk of local overheating. These limitations motivated the implementation of an advanced spatially resolved temperature measurement system based on optical pyrometry.

3. Measurement Technology and System Layout

3.1. Optical Pyrometry Principle

The EUflame 2D system is based on non-intrusive optical pyrometry, a measurement technique that determines the gas temperature by analyzing the thermal radiation emitted by the hot flue gas. The spectral analysis of this radiation allows the determination of an integral temperature value along the measurement path.

The sensors are mounted on the outside of the gas duct and require only small access ports through the duct wall. No intrusive elements are placed in the gas flow, which eliminates concerns regarding mechanical integrity, erosion by particulate matter, and interference with the flow field. Each sensor is supplied with a low but constant stream of pressurized air that protects the optical elements from contamination by deposits. For applications with elevated dust or condensation risks, an automated cleaning device can be employed to periodically clear the access tube with pressurized air impulses [5].

3.2. Two-Dimensional Temperature Reconstruction

The two-dimensional temperature distribution is obtained using a tomographic reconstruction approach: multiple sensors oriented in different directions provide line-of-sight measurements, from which the 2D field is mathematically reconstructed using algorithms analogous to medical CT imaging [6] [7].

From the reconstructed field, temperature zones are defined within the cross-section. For each zone, mean, maximum and minimum temperatures are calculated in real time, enabling hot spot detection and trend monitoring.

3.3. System Layout at Diamantina Power Station

Six optical sensors were installed at each HRSG, arranged around the gas duct upstream of the first superheater (figure 3). With four HRSGs, the installation comprises 24 sensors across four independent systems. Each system consists of six compact sensor units with integrated cooling, two connector boxes, one interface unit, one media supply unit, and the EUflame software.

The number and location of the sensors were determined during the system design phase based on the HRSG geometry, expected flow conditions and supplementary firing configuration. Particular attention was given to ensuring sufficient spatial coverage of the measurement plane while maintaining reliable temperature reconstruction under different operating scenarios.

The sensor arrangement was selected to provide continuous monitoring of the temperature distribution for operation with either one or two duct burners in service. CFD studies and operational experience were used to identify regions where elevated temperature gradients and localized hot spots were most likely to occur. The resulting sensor configuration enables robust reconstruction of the temperature field across the complete duct cross-section. Figure 6 shows the sensor layout and the nine temperature zones.

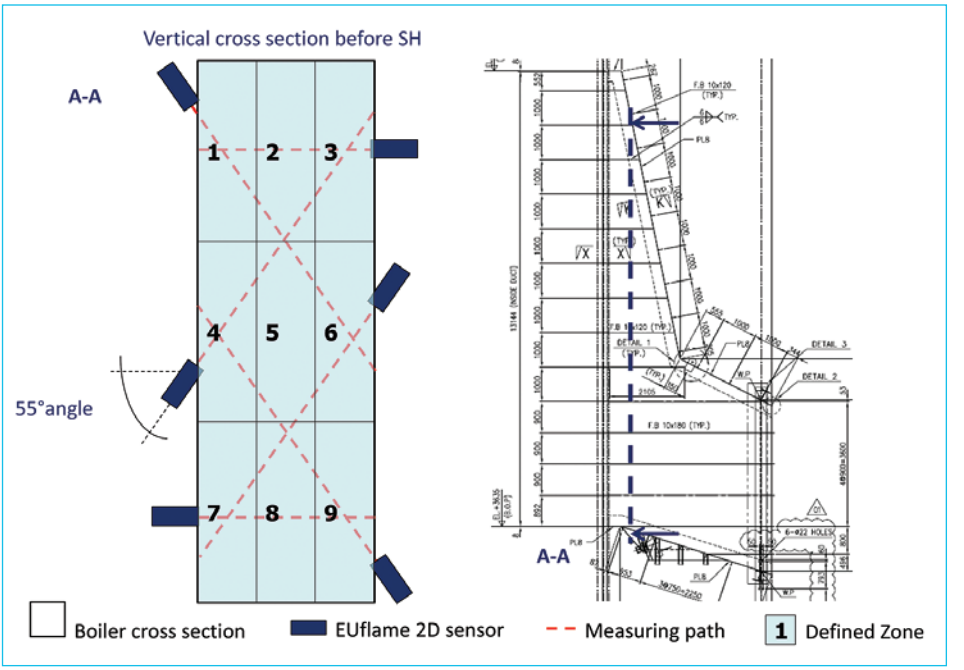


Fig. 6: Sensor arrangement and zonal temperature evaluation scheme used for online 2D temperature reconstruction upstream of the first superheater.

The reconstructed temperature field is divided into nine evaluation zones arranged in a three-by-three grid. For each zone, minimum, average and maximum temperatures are continuously calculated and transmitted to the plant control system. This zonal approach provides a practical balance between spatial resolution and operational usability, allowing rapid identification of temperature asymmetries and localized temperature excursions.

The three-by-three zonal representation enables identification of temperature patterns associated with flow maldistribution, burner imbalances and wall effects. In addition to supporting real-time control of the supplementary firing system, the temperature distribution provides valuable diagnostic information regarding HRSG operating conditions and combustion system performance.

4. Integration into Plant Control

4.1. Control Strategy for Supplementary Firing

The primary objective of the control strategy is to maximize supplementary firing while maintaining safe operating conditions at the superheater inlet. Unlike conventional approaches based on a limited number of point measurements, the control concept implemented at the Diamantina Power Station utilizes spatially resolved temperature information across the HRSG cross-section.

For each reconstructed temperature field, minimum, average and maximum temperatures are determined within the nine evaluation zones shown in figure 6. The highest temperature observed across all zones is used as the primary limiting parameter for supplementary firing control. This approach ensures that localized temperature peaks are taken into account and prevents operation based solely on average temperature values, which may not adequately represent the true thermal loading of the superheater tube bank.

The supplementary firing rate is continuously adjusted by the plant control system to maintain the maximum zonal temperature below 650 °C while maximizing heat input to the HRSG. This control philosophy allows operation closer to the allowable thermal limit while maintaining safe operating conditions for the superheater under varying gas turbine loads and supplementary firing rates.

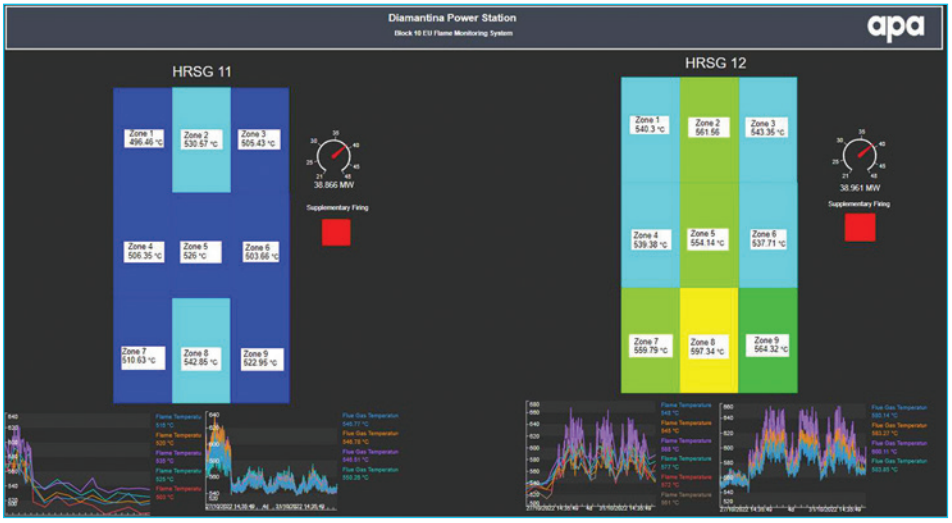


Fig. 7: Operator interface showing real-time HRSG temperature distribution, zonal temperatures and supplementary firing supervision.

The operator interface (figure 7) continuously displays the reconstructed tepe-rature distribution, zonal temperatures and key operating parameters, allowing plant personnel to monitor the thermal conditions within the HRSG in real time.

4.2. Operational Modes and Diagnostics

The 2D measurement enables several operational modes: full load with modulated supplementary firing; reduced GT mode where supplementary firing compensates for a missing gas turbine per block; and GT load modulation (70 % to 100 %) with automatic supplementary firing adjustment. As shown in figure 4, the required duct burner input varies with GT load, and the control system continuously adapts accordingly.

In addition to its control function, the temperature distribution provides diagnostic information regarding burner performance, flow distribution and potential developing abnormalities within the HRSG. Persistent changes in temperature patterns can indicate deviations from expected operating conditions and support maintenance planning and operational troubleshooting.

5. Operational Results

5.1. Temperature Distribution Under Various Operating Conditions

Operational data over multiple years confirm the system's effectiveness. Figure 8 shows representative temperature data for one HRSG over a period of three months. The data demonstrate that the temperatures in all nine zones are consistently maintained below the maximum permissible limit of 650 °C, both during operation with and without supplementary firing.

The highest temperatures consistently occur in the lower third of the duct (zones seven to nine in figure 6), closest to the duct burner flames. These spatial patterns are stable across different load levels and firing rates.

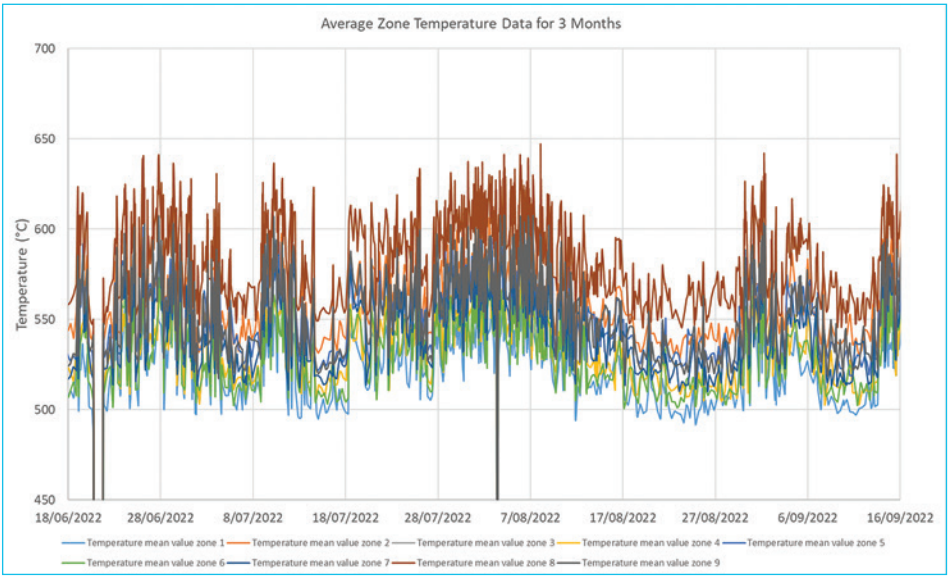


Fig. 8: Three months of operational temperature data for one HRSG, demonstrating consistent temperature control below the 650 °C limit across all zones.

The observed temperature stratification is consistent with the expected interaction between the supplementary firing flames and the exhaust gas flow entering the superheater section. The persistence of these temperature patterns over extended operating periods demonstrates both the repeatability of the measurement system and the stable thermal behaviour of the HRSG under varying operating conditions.

5.2. Temperature Behavior with Supplementary Firing

The transition between operation without supplementary firing and with supplementary firing provides a clear demonstration of the system's monitoring capability. Without supplementary firing, the gas temperature entering the superheater is determined solely by the gas turbine exhaust conditions. Typical temperatures in this mode are in the range of 450 °C to 550 °C, depending on the gas turbine load. When supplementary firing is activated and modulated to its operating range, the temperatures increase across all zones, with the lower zones exhibiting the largest temperature rise.

The 2D visualization clearly shows how the supplementary firing introduces additional thermal energy predominantly in the lower and central portions of the duct, while the upper zones are less affected. This information is valuable for understanding the interaction between the gas turbine exhaust flow pattern

and the supplementary firing flames, and for verifying that the duct burner is operating as intended. Figure 9 illustrates this transition, comparing the 2D temperature distribution with and without supplementary firing.

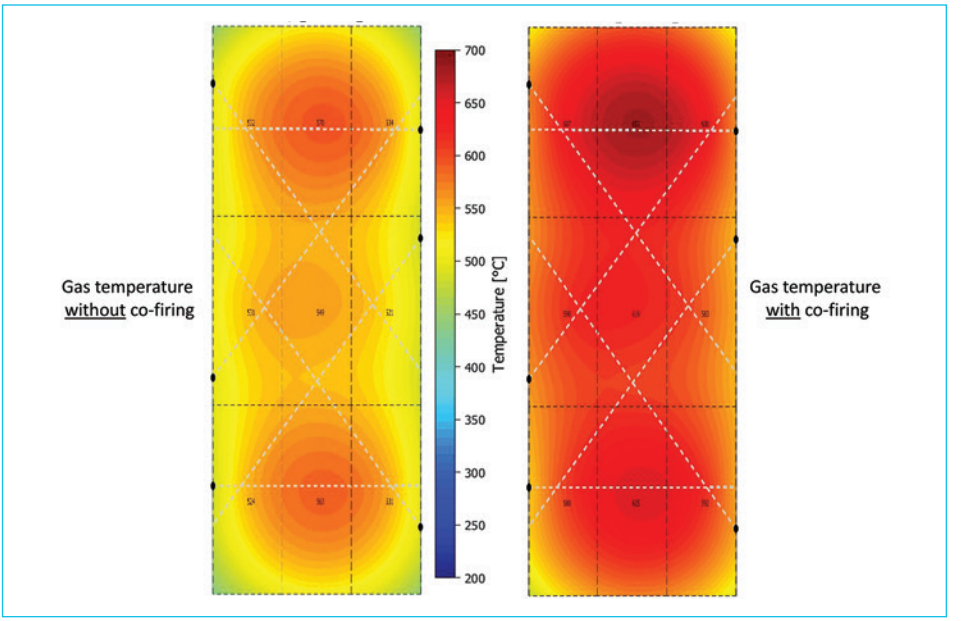


Fig. 9: Comparison of the 2D temperature distribution without supplementary firing (left) and with supplementary firing (right).

The comparison demonstrates that the thermal impact of supplementary firing is not uniformly distributed across the HRSG cross-section. Such behaviour cannot be adequately characterized using a limited number of conventional point measurements and highlights the value of spatially resolved temperature monitoring for supplementary firing applications.

5.3. Control-Relevant Findings

The operational data collected at the Diamantina Power Station demonstrate that significant and repeatable temperature gradients exist across the HRSG cross-section during supplementary firing operation. The highest temperatures were consistently observed in the lower regions of the duct, while lower temperatures were measured in the upper zones.

These findings confirm that average temperature measurements alone may not adequately represent the thermal conditions experienced by the superheater. The use of zonal temperature monitoring allows localized temperature

peaks to be identified and incorporated into the control strategy. The principal operational findings derived from the monitoring campaign are summarized in table 2.

Tab. 2: Key operational findings from the implementation of spatially resolved HRSG temperature monitoring

Finding	Operational relevance
Significant temperature stratification observed	Local temperatures differ from average values
Highest temperatures consistently located in lower zones	Hot spots identifiable and monitorable
All zones maintained below 650 °C	Compliance with thermal limit
Maximum zonal temperature used for firing control	Local temperature peaks incorporated into control strategy
Spatial temperature monitoring integrated into DCS	Continuous supervision of HRSG thermal conditions

6. Summary

This paper presented the implementation of an online two-dimensional flue gas temperature measurement system in the HRSGs of the Diamantina Power Station. The application was motivated by the need to enable safe and effective operation of a modulated supplementary firing system while maintaining compliance with the allowable superheater inlet temperature limit. Operational results demonstrated that significant and repeatable temperature gradients exist across the HRSG cross-section during supplementary firing operation.

The availability of spatially resolved temperature information enabled the implementation of a control strategy based on the actual temperature distribution within the duct. By utilizing the maximum zonal temperature as the primary limiting parameter, supplementary firing could be continuously adjusted while maintaining compliance with the 650 °C operating limit across all monitored zones.

In addition to supporting supplementary firing control, the temperature monitoring system provided valuable diagnostic information regarding flow distribution, burner behaviour and long-term changes in operating conditions. The operational experience gained at the Diamantina Power Station demonstrates that spatially resolved HRSG temperature monitoring can support both improved operational flexibility and enhanced supervision of critical thermal constraints in modern combined cycle power plants operating under increasingly dynamic grid conditions.

While spatially resolved optical temperature measurement has been widely applied in utility and industrial boilers [5] [7], the operational experience at the Diamantina Power Station demonstrates that the same measurement principle can provide valuable control and diagnostic information in HRSG applications.

Following implementation, modulated supplementary firing was successfully deployed across all four HRSGs and remains in routine operation.

7. References

[1] Kehlhofer, R.; Hannemann, F.; Stirnimann, F.; Rukes, B.: Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants. Tulsa: PennWell, 2009.

[2] Ganapathy, V.: Industrial Boilers and Heat Recovery Steam Generators. Design, Applications, and Calculations. New York: Marcel Dekker, 2003.

[3] ASME BPVC Section I (2021). Rules for Construction of Power Boilers, American Society of Mechanical Engineers.

[4] Blondeau, J.; Van den Auweele, J.; Alimuddin, S.; Binder, F.; Turoni, F.: Online adjustment of Furnace Exit Gas Temperature field using advanced infrared pyrometry: Case study of a 1500 MW_{th} utility boiler. In: Case Studies in Thermal Engineering 21 (2020), p. 100649.

[5] Yavas, Y. S.; Heidinger, S.; Kilinc, H. U.; Trennert, E.; Martensen, E.; Albus, D.; Korkmaz, I.; Turoni, F.: Effective emissions reduction and plant optimization with smart combustion performance analysis. In: Kraftwerkstechnik. Dresden: SAXONIA, 2023.

[6] Richter, T.; Turoni, F.; Skomrock, M.; Olkowski, P.: Sichere und moderne Versorgung: Smarte FEGT erhöht die Anlagenverfügbarkeit am Standort Neurath. In: Kraftwerkstechnik. Freiberg: SAXONIA, 2021.

[7] Balyemez, M. E.; Heidinger, S.; Soyoral, M.; Incebacak, O.; Martensen, E.; Albus, D.; Korkmaz, I.; Turoni, F.: Enhancing combustion-driven boiler efficiency and competitiveness through advanced two-dimensional temperature measurement using optical pyrometers. In: Kraftwerkstechnik. Dresden: SAXONIA, 2024.

Life Extension and Maintenance Strategy Optimisation of Gas Power Plants

Oscar Ujaque Hurley, Richard Sara, Ankur Gupta,
Jacob Allinson, Dominique Roach and Fernando Ferrero

1. Introduction....343
2. Gas Turbine....344
3. Steam Turbine....345
4. Heat Recovery Steam Generator....346
5. Balance of Plant....348
6. Electrical Plant....349
7. Control & Instrumentation....350
8. Civils and Structures....352
9. Conclusion....353
10. References....354

BoP	Balance of Plant
C&I	Control and Instrumentation
CCGT	Combined-Cycle Gas Turbine
DCS	Distributed Control System
FAC	Flow-Accelerated Corrosion
GSU	Generator Step-Up
GT	Gas Turbine
HCF	High-Cycle Fatigue
HGP	Hot Gas Path
HP	High Pressure
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
IP	Intermediate Pressure
LCF	Low-Cycle Fatigue
LEMSO	Life Extension and Main tenance Strategy Optimisation
LP	Low Pressure
LTSA	Long-Term Service Agreement
NDT	Non-Destructive Testing
OEM	Original Equipment Manufacturer
OT	Operational Technology
PD	Partial Discharge
PFD	Probability of Failure on Demand
PLC	Programmable Logic Controller
RWE TI	RWE Technology International
SCC	Stress Corrosion Cracking
SIL	Safety Integrity Level
ST	Steam Turbine
TBC	Thermal Barrier Coating
TMF	Thermo-Mechanical Fatigue

1. Introduction

Across mature power markets in the UK and Continental Europe, a large fleet of gas-fired assets is entering mid- to late-life: combined-cycle (CCGT), open-cycle and combined heat and power plants commissioned between the 1990s and early 2010s [1]. Designed and financed for baseload duty, these plants now operate in a power system reshaped by the energy transition. Renewables growth has depressed capacity factors and revenues while forcing increasingly cyclic operation: frequent starts, stops and load changes accelerate damage mechanisms such as thermal fatigue and creep-fatigue interaction, degrading components faster than steady-state duty and undermining conventional, hours-based maintenance planning [2]. At the same time, decarbonisation targets demand large, long-payback investment under uncertain regulatory and market conditions, even as electricity demand grows through electrification and data centres.

Flexible, dispatchable generation therefore remains essential to grid reliability throughout the transition, and policy now recognises this: Great Britain's Clean Power 2030 Action Plan retains around 35 GW of unabated gas as reserve capacity *until well beyond 2030* [3], while Germany agreed in early 2026 to support around 12 GW of new controllable capacity alongside a capacity market from 2027–2028 [4]. Operators of aging assets face three options. Run-to-closure forfeits residual value. New build is constrained: a global turbine supply crunch has pushed lead times for new heavy-duty units to five to seven years, with costs up significantly [5]. Life extension is, in most cases, the most pragmatic path, but it demands a rigorous understanding of plant condition, risk and cost that operators do not always hold independently of their Original Equipment Manufacturers (OEMs).

Life Extension and Maintenance Strategy Optimisation (LEMSO) addresses this gap. The methodology integrates whole-plant condition assessment, equipment-specific damage-mechanism and remaining-life analysis, risk modelling and cost forecasting, then evaluates the options against the operator's business objectives. It enables operators to invest in life extension, optimise maintenance strategies, or both, while providing clear visibility of long-term risks and costs, helping to prioritise expenditure and ensuring continued operation within acceptable risk thresholds. LEMSO has been applied across RWE's portfolio, the largest gas fleet in Europe with 28 units and over 15 GW of capacity [6]: studies at Pembroke (2.2 GW), Staythorpe (1.85 GW) and Great Yarmouth (420 MW) delivered asset strategies extending to 2050, identified high-risk equipment and credible failure modes, supported reduction and deferral of future maintenance expenditure, supported business-case development, and strengthened RWE's independent capability to verify OEM recommendations. The remainder of this paper sets out the methodology discipline by discipline.

2. Gas Turbine

Mid- to late-life CCGTs in the 50 Hz market are dominated by four gas turbine OEM platforms: GE 9F derivatives, Siemens SGT5-4000F (and V94.3A heritage), Mitsubishi M701F and the Alstom-heritage GT26. Hot Gas Path (HGP) parts are typically governed by a Long-Term Service Agreement (LTSA) under which the OEM or an independent service provider owns the parts plan [7]. Structural parts and compressor blading often sit outside it and are managed on condition, which is where the substantive late-life technoeconomic decisions arise. Firing temperatures exceed bulk superalloy capability, so front-stage HGP components rely on internal cooling and Thermal Barrier Coatings (TBC) to hold metal temperatures within limits [8]. Creep is the primary baseload life-limiter; cycling and fast starts drive Thermo-Mechanical Fatigue (TMF) and Low-Cycle Fatigue (LCF), with cracking often initiating at cooling-hole edges [9], while continuous oxidation governs coating life and eventually spalls the TBC. Lean-premixed dry low-emissions combustors, and the GT26's sequential combustion arrangement, operate within narrow stability windows: combustion-dynamic pulsations drive High-Cycle Fatigue (HCF) in liners and seals, and liner distortion, nozzle and burner wear are routine findings. F-class rotors are stacked from forged sections; the GT26 rotor is welded, its dissimilar-metal welds a critical inspection location. Under two-shifting, TMF and LCF dominate at stress-concentrating features (bolt holes, grooves, fir trees), with creep-fatigue interaction critical at the turbine wheel rim [9]. Crack propagation can ultimately cause blade liberation or wheel burst. Compressor blading suffers erosion, pitting corrosion, root fretting, foreign-object damage and HCF cracking, while heavily cycled hot-end casings, often assumed fit for life, exhibit combined creep and TMF distortion and ovalisation that complicates disassembly, damages blading and leaks hot gas into the enclosure [9]. Cyclic operation is the dominant accelerator throughout: a shift from baseload to two-shifting consumes rotor and structural parts life at a much higher rate, captured through equivalent operating hours and equivalent starts [7].

Condition assessment is structured around three outages of escalating scope (combustion, hot gas path and major inspections), with major repairs and replacements generally possible only at the major inspection, making its scope the principal decision point. Excessive scope prematurely replaces serviceable hardware; insufficient scope leaves degradation undetected, risking a forced outage at a cost far exceeding the inspection itself. Defining the optimum is an engineering judgement informed by the unit's operating history and comparable fleet experience, rather than a generic OEM interval. Rotor remaining life often governs the life-extension case: OEM end-of-life criteria are necessarily generic and conservative, whereas unit-specific assessment based on extensive NDT (generally requiring de-stacking of bolted rotors), dimensional and metallurgical examination, stress and thermal finite-element analysis and

fleet experience can justify safe operation beyond the OEM threshold where the evidence supports it [10]. Dimensional and deformation surveys of structural parts, not yet routine in standard scope, are in our experience a valuable complement for cycled late-life units. Interventions for rotors and casings alike follow an escalating hierarchy: operating-regime optimisation, localised repair, and replacement. Refurbishment is mature for HGP parts, and each decision is risk-based, balancing inspection findings against residual life, acceptable risk and the unit's future operating regime.

In a recent life extension engagement, RWE Technology International (RWE TI) supported a major operator in optimising the compressor strategy across a fleet of heavy-duty gas turbines. Rather than a capital-intensive blade and vane replacement, a phased row-by-row assessment prioritised high-risk rows and deferred lower-risk rows against an owner-agreed risk threshold, postponing several tens of millions of euros in component spend with a credible engineering route to deferring it further. As an OEM-independent owner's engineer with no parts-supply interest, RWE TI based the recommendation solely on the operator's risk and cost position.

3. Steam Turbine

CCGT steam turbines in the 50 Hz market (Alstom-legacy STF, GE A- and D-series, Siemens SST5-5000 and Mitsubishi TC4F/TC2F platforms) typically admit live steam at 540–565 °C and up to 170 bar, with rotor architecture and casing design the most consequential choices for inspection scope and the life-extension envelope. HP and IP rotors experience creep-fatigue interaction: creep accumulates in the bore, discs and blade-attachment grooves while two-shift duty superimposes TMF at the same locations, consuming life non-linearly, with the highest risk where stress concentration meets peak metal temperature [11]. Because allowable thermal-transient rates are set by rotor and casing stress limits, the steam turbine's tolerance also bounds the whole unit's start-up and loading rates, directly constraining the revenue available from fast-start and balancing services. LP rotors are life-limited by corrosion of the blade-attachment regions: pitting in the phase-transition zone can, given a conductive environment, susceptible material and tensile stress, develop into Stress Corrosion Cracking (SCC) or corrosion-accelerated fatigue, in time reaching critical size and risking blade liberation [12]. On finger dovetails this initiates internally with no external sign, requiring blade removal to detect. Last-stage blades also suffer water-droplet erosion and HCF, aggravated by prolonged low-load and part-load operation. HP and IP casings degrade predominantly by thermal fatigue: start-up through-wall gradients drive cracking, along with bolt relaxation, distortion and joint leakage [9]. Stop and control valve bodies can develop cracking, accelerated by thermal shocks and valve-timing changes.

ST major intervals are longer than the GT's, so the consequence of mis-scoping an outage is greater and independent re-evaluation of intervals under cyclic duty is warranted. As with the GT, rotor life dominates the life-extension case: ultrasonic examination from the periphery (boresonic on older bored rotors), surface NDT of accessible fillets, blade grooves, and the balance-piston region, as well as replica metallography in order to monitor TMF and creep damage. A key limitation is that these techniques find cracking and cavitation but do not directly quantify ductility loss, yet embrittlement (temper embrittlement in low-alloy CrMoV steels, precipitation-driven aging in the 9–12 % Cr grades) collapses the tertiary-creep warning margin and degrades LCF life [13]. Periodic material sampling or hardness trending should therefore accompany crack-finding inspection. In the LP rotor, the blade attachments must be examined by NDT for SCC and fatigue initiation, and casing and valve-body assessment targets TMF cracking and the distortion that drives joint leakage.

Interventions range from operating-regime optimisation through localised intervention to full replacement. The highest-impact single measure on HP and IP rotors is targeted inspection and pre-emptive recontouring of the TMF- and creep-affected regions, which removes damaged material before cracking grows beyond the repairable envelope and materially improves the achievable extension. In the LP, permanent dehumidification of the steam path during standstills greatly reduces the pitting that initiates SCC and corrosion fatigue [14]. An upgraded last-stage-blade retrofit can recover exhaust efficiency where erosion is established. Since replacement rotors and casings carry multi-year lead times, decisions are best framed early against a forward duty envelope of plausible operating scenarios: identifying damage while intervention remains within the repairable envelope avoids the costliest outcome, late discovery of a component already beyond repair.

4. Heat Recovery Steam Generator

F-class CCGTs typically employ triple-pressure reheat HRSGs whose life-extension scope centres on the high-temperature pressure parts (HP superheater and reheater sections, outlet headers, manifolds and interconnecting pipework), designed for baseload operation but now accumulating damage under start-stop and load-following duty, particularly in thick-section headers and P91 components. Under cyclic operation the dominant mechanisms are thermal and thermo-mechanical fatigue and cycling-driven corrosion, not creep alone: repeated transients drive through-wall gradients that cause ligament cracking between tube-bore penetrations and tube-to-header weld cracking in superheater and reheater outlet headers, together with drum-nozzle and downcomer/riser cracking [2]. Where P91 outlet-header metal temperatures approach the material's long-term limit, life is governed by creep-fatigue inter-

action, so damage must be accumulated as a creep-fatigue life-fraction summation rather than the single equivalent-operating-hours figure used for the GT [15]. System-derived stresses from thermal expansion of downstream pipework further raise creep utilisation in headers and manifolds, an effect often missed in original design evaluations. Poorly mixed attemperation spray imposes localised quench gradients downstream. Flow-Accelerated Corrosion (FAC) is among the most significant and safety-critical mechanisms, thinning economiser, LP-evaporator, feedwater and two-phase geometries from the inside until sudden rupture, at a rate governed by water chemistry, local flow velocity and geometry, temperature and steel chromium content [16]. Cyclic duty compounds this with off-load corrosion: oxygen ingress during frequent shutdowns initiates pitting and corrosion-fatigue sites in economiser and evaporator tubes [14]. These mechanisms interact, so life consumption in cyclic service is typically higher than original supplier design assumptions predict.

Assessment therefore integrates inspection, metallurgical evaluation and operational analysis: phased-array ultrasonics detects cracking in header welds, replica metallography identifies creep cavitation for remaining-life estimation, operating data quantifies fatigue accumulation, and pipe-stress modelling captures system-level effects. A common late-life finding is that degradation is more widespread than local inspection alone indicates, reducing confidence in narrowly scoped repairs. Interventions combine operational and capital measures. Water chemistry and layup optimisation are often the lowest-cost, highest-impact steps, slowing degradation without derating the unit: dry or nitrogen-blanketed layup suppresses off-load pitting, while pH/amine optimisation and tighter attemperator control reduce FAC and quench damage. Reducing GT exhaust temperature slows creep accumulation at the cost of output and revenue. Where metallurgical evidence confirms widespread damage, targeted replacement of the most exposed hot-end sections can be a cost-effective alternative to full module replacement. The central decision, to continue derated or to replace, is aligned with outage planning and long-term operational strategy.

A combined-cycle operator faced advanced creep degradation in the hottest superheater section of a cyclically operated F-class HRSG, far more extensive than local examination had suggested, with metal temperatures approaching the P91 long-term limit. RWE TI's independent assessment combined non-destructive examination, metallurgical replication and operational analysis to establish the true extent of damage and remaining life, then evaluated options from controlled temperature derate to full pressure-part replacement. Instead of a full-module replacement representing tens of millions of euros, a targeted hot-end upgrade in higher-grade P92 material was identified at roughly 50 % of that cost, with a managed derate deferring the capital by approximately two years while maintaining safe operation. Because HRSG tube and header failures

are a leading single cause of CCGT forced outages [17], an early independent remaining-life assessment pays for itself in retained generation and deferred capital.

5. Balance of Plant

The Balance of Plant (BoP) encompasses the auxiliary systems supporting the plant's energy conversion function: steam pipework and attemperator stations, the condenser and cooling system, feed, condensate and cooling-water pumps, tanks and vessels, fuel-gas conditioning, water treatment and auxiliaries. They operate across widely differing duty cycles and, where relevant, aggressive coastal environments, so no single assessment approach suits all: each system is assessed on its specific degradation mechanisms but prioritised on whole-plant consequence. Two-shifting imposes cyclic duty far beyond the original design basis. The highest-consequence risk lies in high-energy steam pipework, where creep and creep-fatigue, Type IV cracking in weld heat-affected zones, and overstress from seized or incorrectly set pipe supports can cause loss of containment of high-temperature, high-pressure steam [18]. Vibration fatigue in small-bore and dead-leg branches and thermal fatigue at attemperators and mixing tees are a second, often overlooked source of steam leaks and forced outages. The condenser carries both a performance risk (corrosion, scaling, bio-fouling and air in-leakage raising back-pressure and degrading heat rate) and a cross-system risk: even a single tube leak admits cooling water and chlorides into the condensate, triggering chemistry excursions that propagate damage into the HRSG and steam turbine [14]. Cooling towers lose performance through packing fouling and degradation; circulating-water pumps and their large-diameter, often buried pipework are high-consequence and difficult to inspect in service. Rotating equipment degrades through seal and bearing wear, cavitation and start-transient stresses. FAC thins carbon-steel condensate and feedwater lines outside the HRSG. Corrosion under insulation and in buried pipework remains among the hardest mechanisms to detect before leakage occurs [19]. Elastomers, gaskets, expansion joints and linings embrittle with age.

This diversity rules out a uniform inspection strategy. A risk-based screen separates redundant, low-energy components from single-point-of-failure equipment such as boiler feed pumps and the condenser, concentrating effort where degradation is hidden beneath insulation, lining or coating. Wall-thinning, creep-damage and remaining-life trending on static plant combine with vibration, lubricant and performance monitoring on rotating plant, alongside pipe-support inspection under hot and cold conditions. The BoP is the part of the plant that no single party owns: an OEM owns its turbine, a single-discipline specialist one system, and neither sees the cross-system consequence. An independent, whole-plant assessment closes that gap, prioritising maintenance on

consequence rather than vendor interest. As assets approach the end of design life, like-for-like replacement is rarely economical; the intervention question turns on residual life, replacement CapEx against deferred maintenance OpEx, and consequence of failure. In practice this favours targeted, life-resetting refurbishment and material upgrades over full renewal, managing known risks in a planned, controlled manner rather than reacting to forced outages.

6. Electrical Plant

CCGT electrical architecture is largely consistent and OEM-independent, and units originally designed for around 25 years now operate beyond 30 under revised duty cycles where sound life-extension strategies are applied. Defer-or-replace decisions carry large capital, availability and safety consequences. Insulation ageing is the primary degradation path in electrical machines, driven by combined thermal, electrical, ambient and mechanical stresses, with obsolescence an equally important, market-driven factor. Generators experience stator insulation ageing through thermo-mechanical cycling and Partial Discharge (PD), wedge looseness and vibration-induced slot abrasion [20], stator-core interlaminar breakdown and localised hot-spots [21], and rotor mechanisms including insulation movement leading to inter-turn shorts, forging tooth cracking and slip-ring wear. Fleet-specific defects can become the dominant life-limiting factor. Transformers degrade principally through insulation ageing (cellulose depolymerisation) driven by thermal loading and moisture ingress, a largely irreversible process tracked through degree of polymerisation and furans in the insulating oil [22], alongside oil oxidation, mechanical stress from through-faults and bushing failure, a major and sometimes catastrophic risk [23]. Since a large transformer's main insulation cannot be economically renewed, cellulose ageing determines end-of-life, shifting management towards ageing control and anticipatory strategic spares [22]. Switchgear suffers contact wear, mechanism fatigue, insulation breakdown and SF_6 gas deterioration, often compounded by severe OEM obsolescence [24]. Generator circuit breakers add moisture-ingress and design-specific vulnerabilities, and static starting and excitation systems are limited more by control-system obsolescence than by their thyristors.

A defensible life-extension strategy relies on multi-method condition assessment. Generators require detailed inspection regimes, PD trending, bulk insulation testing, core imperfection (ELCID) testing and rotor-specific techniques such as recurrent surge oscillography and flux monitoring [21]. Transformers rely on dissolved gas analysis, moisture and furan measurement, and swept-frequency response analysis to determine active-part health and detect winding movement [23]. Switchgear assessment covers timing tests, contact resistance, gas quality and PD detection [24], with operation and fault-clearance counts as leading indicators of life consumption. Cables are assessed

by very-low-frequency testing and PD mapping, and protection systems require regular testing for Grid Code compliance, with OEM obsolescence a primary driver of large-scale protection replacement. Test frequency and scrutiny should increase across all systems as assets approach and exceed design life. Interventions range from run-to-failure where redundancy exists, through refurbishment, to replacement, and are selected on condition evidence, rising failure probability and loss of OEM support within a structured risk-based framework. Long lead times have raised the criticality of strategic spares: stator-bar kits, built rotors, Generator Step-Up (GSU) transformers, protection relays and excitation parts. For high-criticality items such as GSUs, procurement must be anticipatory, as lead times can exceed 2–3 years for European builders, and an obsolescence roadmap is essential, since loss of spares availability often effectively determines wholesale replacement timing.

An F-class single-shaft CCGT was experiencing significant lamellar cracking on the up-shaft (hydrogen side) flexible copper field-connection leads. The OEM recommended full rotor removal and rewind at a multi-million-euro cost per unit, a total exposure in the tens of millions across the affected fleet. Drawing on independent diagnostic evidence and an assessment of residual risk, RWE TI worked with the operator to qualify a non-OEM in-situ repair that avoided rotor removal, reducing the per-unit cost by close to 80 % with a proportionally shorter outage. The case shows two benefits of an evidence-based study: safely deferring expenditure where appropriate, and avoiding it altogether where the evidence supports a lower-cost alternative. Operators facing such decisions should commission an independent condition baseline first.

7. Control & Instrumentation

Control and Instrumentation (C&I) presents a distinct life-extension challenge: ageing is driven by obsolescence, software and support lifecycles, measurement drift and cyber exposure rather than physical material degradation. No equivalent-operating-hours, creep or fatigue framing fits. Flexible operation adds functional obsolescence, where the control system's start-up automation and load-following capability, rather than its physical condition, limits how the plant can be dispatched. This makes the controls envelope a constraint on the life-extension business case, and routinely the one operators have planned for least. The architecture spans OEM unit and turbine control, a third-party BoP Distributed Control System (DCS), independent SIL-rated protection to IEC 61511, and typically 8–15 standalone auxiliary PLC skids on non-interchangeable platforms [25]. The operator inherits the union of every supplier's lifecycle position. Obsolescence runs on three timescales. Hardware ageing in power supplies and I/O cards is dominated by electrolytic-capacitor dry-out, with failure rates rising sharply beyond 12–15 years [26]. Operating-system and tool obsolescence

leaves many older CCGTs on unsupported Windows workstations pending vendor migration, and sub-supplier obsolescence within a current platform is a hidden single point of failure. A fundamental distinction is OEM obsolescence, a commercial support position, versus certified useful life: the period over which the manufacturer's failure-rate data, and hence the Probability of Failure on Demand (PFD) calculation, remain valid under IEC 61508, typically around 10–15 years for SIL logic solvers [27]. The two move independently: hardware can be in support yet past its certified life, invalidating the original PFD calculation. Field instrumentation drifts, with the insidious risk that a drifting critical measurement misleads control or protection. Cyber security is now a primary driver in its own right: legacy Operational Technology (OT) routinely fails NIS2 (EU) and NIS/CAF (UK) outcomes on patching, segmentation and remote access, which can force replacement regardless of physical condition [28].

A proper C&I assessment covers far more than a hardware survey: an OS/patch and controller and I/O inventory, network and alarm-system performance against ISA 18.2 and EEMUA 191, and a safety review under IEC 61511 confirming that no SIL component has passed its certified useful life without re-baselining the PFD calculation. On live OT networks, cyber assessment should use passive techniques, and operational data (trip-cause trends, alarm floods, event-log forensics) is often the most revealing signal. Strategy depends on the assumed end-of-operation date: full replacement may be justified for a 15–20-year extension, while stockpile-supported run-to-failure suits only a residual life of 2–3 years. Criticality-based prioritisation typically places the safety systems and DCS at the top; phased, outage-aligned migration is preferred over a single-step migration, and obsolete auxiliary PLCs can often be absorbed into the BoP DCS, consolidating several platforms onto one lifecycle horizon. Safety systems can often be extended rather than replaced where the functional-safety lifecycle is intact and vendor support remains, but only with an explicit useful-life check under IEC 61508; deferral must never leave a SIL function or cyber exposure unmanaged. Spares demand typically accelerates just as supply ends, as fleets reach the capacitor wear-out region within a few years of platform end-of-production [26]. SIL-rated spares from refurbished or grey-market sources cannot be assumed to retain certification, requiring documented traceability [29].

A recent portfolio review at a CCGT identified four obsolete or near-obsolete auxiliary PLC skids, each on a different platform with no shared spares. The four were absorbed into the BoP DCS across a sequenced two-outage programme, bringing them onto a single support timeline and delivering savings in the high six figures compared with refreshing each in kind. The incumbent control-system vendor has a commercial interest in full replacement, so an independent, criticality-based obsolescence-risk assessment that ranks the exposure and produces a phased migration and spares strategy is usually the most valuable first step in a CCGT life-extension programme.

8. Civils and Structures

Civil and structural assets are often under-weighted in CCGT life-extension planning despite slow, hidden degradation. Although rarely the governing medium-term constraint, the multi-year lead times to repair stacks, culverts and flood defences mean civils can become the critical path if not assessed early. Appraisal should follow GENSIP, IStructE and ISO 15686 guidance, reassessing loading against reduced capacity and future climate effects [30]. Scope spans foundations, HRSG support steelwork, buildings, cooling-water systems, drainage and flood protection. Stacks are critical, with lined freestanding steel, concrete-shell and modern single-skin steel designs each ageing differently. Degradation is primarily environment- and time-driven, with cyclic operation a secondary accelerator on dynamically and thermally loaded elements. In concrete, carbonation and chloride-induced reinforcement corrosion drive cracking, spalling and section loss, with alkali-silica reaction, sulphate attack and freeze-thaw damage as further mechanisms [31]. Post-tensioned elements may also suffer prestress loss through tendon corrosion that is difficult to confirm in sealed ducts. Structural steel degradation is driven by coating breakdown and atmospheric corrosion, especially in marine and stack environments [32], while increased cycling has intensified fatigue at connections, particularly HRSG steelwork and stack penetrations, beyond original design assumptions. Stacks add liner corrosion under acidic condensate during cyclic operation and external shell thinning; in multi-stack arrangements vortex shedding is normally controlled by tuned mass dampers, but aerodynamic interference and damper detuning have caused late-life issues [33]. A UK stack collapse on a contemporaneous installation shows the potential consequences [34]. Marine systems face chloride attack, scour and cathodic-protection degradation. Settlement, asbestos and climate-driven loading changes complete the risk picture.

A civils condition baseline begins with systematic visual surveys logged in defect databases and graded to rank risk, safety and remaining life, planned against drawings and historic data [30], with inspection regimes moving from fixed intervals towards risk-based frequencies. Concrete assessment uses cover measurement, half-cell mapping, carbonation and chloride testing, petrography and service-life modelling linking chloride data to residual life. Steel inspection covers coating surveys and cross-section and weld NDT. Stacks require rope access with liner checks and thickness monitoring per CICIND and ASME [33]. Interventions are best framed against multiple decommissioning scenarios, since the optimum varies, especially for long-lead items. Concrete repair follows BS EN 1504, linking diagnosis to intervention (patch repair, cathodic protection, hydrophobic treatments and FRP strengthening) [35]. Stack measures range from liner replacement to shell strengthening per CICIND and ASME STS-1 [33]. Steelwork uses ISO 12944 surface preparation and coating systems with selective replacement where corrosion or fatigue governs [32].

Cooling-water works include culvert relining and scour protection, alongside flood defences with long permitting lead times. Prioritisation uses risk-based registers dominated by high-cost, long-lead assets, delivered through multiple specialist contractors under a technical integrator. The most important spare is records integrity: loss of drawings, calculations and inspection histories forces reassessment to more onerous standards, raising cost and risk.

A power station asked RWE TI to advise after a steeplejack inspection reported bulging of a steel chimney shell where relocated monitoring ports and cut-outs had not been correctly re-welded, creating local weakness. The conservative response would have been immediate shell-reinforcement works. Acting as an independent advisor, we carried out a 3D finite-element analysis of the as-deformed shell under ultimate dead, live and wind loads: peak stresses, though locally elevated, did not compromise stability. NDT confirmed no thickness loss, and the analysis quantified a 26 % reduction in critical buckling stress at the bulges. On this evidence the reinforcement campaign was deferred under a defined monitoring trigger: annual NDT, with works initiated once thickness loss reaches 1 mm. Because a remediation contractor has a commercial interest in proceeding with the works, an independent structural assessment is the most valuable first step. Operators facing a flagged structural defect should commission one before committing capital.

9. Conclusion

Late-life gas assets face the same underlying challenge in every discipline examined: maintenance and investment assumptions framed for baseload duty no longer fit the cyclic, flexible operation the energy transition now demands. Life extension is therefore a multi-disciplinary effort. To be credible, it must draw on substantial cross-fleet experience and a proven, repeatable methodology. Where these are brought together, real benefits follow: an independent, fleet-informed assessment can convert a conservative, generic interval into a defensible, risk-bounded deferral. As the case studies show, it can equally identify where a targeted intervention or a cheaper alternative avoids major expenditure altogether. For a fleet entering its most demanding years under uncertain market conditions, an independent, evidence-based assessment is the foundation of a sound late-life strategy.

10. References

[1] Energy Institute, Issues Associated with Aging Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) Assets. London, UK: Energy Institute, 2019.

[2] T. P. Farragher, S. Scully, N. P. O'Dowd, and S. B. Leen, *Development of life assessment procedures for power plant headers operated under flexible loading scenarios*. Int. J. Fatigue, vol. 49, pp. 50–61, 2013.

[3] Department for Energy Security and Net Zero, Clean Power 2030 Action Plan. London, UK: DESNZ, Dec. 2024.

[4] Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, *Agreement with European Commission on key aspects of the power plant strategy*, Berlin, Germany, Jan. 2026.

[5] *US gas-fired turbine wait times as much as seven years; costs up sharply*, S&P Global Commodity Insights, May 2025.

[6] RWE AG, Annual Report 2025. Essen, Germany: RWE, 2025.

[7] GE Vernova, Heavy-Duty Gas Turbine Operating and Maintenance Considerations, Rep. GER-3620P, 2021.

[8] N. P. Padture, M. Gell, and E. H. Jordan, *Thermal barrier coatings for gas-turbine engine applications*, Science, vol. 296, no. 5566, pp. 280–284, 2002.

[9] R. Viswanathan and J. Stringer, *Failure mechanisms of high temperature components in power plants*, J. Eng. Mater. Technol., vol. 122, no. 3, pp. 246–255, 2000.

[10] ETN Global, Rotor Lifetime Assessments: A Reference Report. Brussels, Belgium: ETN, 2024.

[11] W. Choi, H. Yoon, and B. D. Youn, *Operation-adaptive damage assessment of steam turbines using a nonlinear creep-fatigue interaction model*, IEEE Access, vol. 8, pp. 126776–126783, 2020.

[12] R. B. Dooley, Turbine Steam, Chemistry and Corrosion, Rep. TR-113090. Palo Alto, CA, USA: EPRI, 1999.

[13] H. Wärner, *High-temperature fatigue behaviour of austenitic stainless steel*, Licentiate dissertation, Linköping Univ., Linköping, Sweden, 2018.

[14] Electric Power Research Institute, Comprehensive Cycle Chemistry Guidelines for Combined Cycle/Heat Recovery Steam Generators (HRSGs), Rep. 3002001381. Palo Alto, CA, USA: EPRI, 2013.

[15] GENSIP, Management of Grade 91 Components, GENSIP/GPG/PS010, 2019.

[16] S. Uchida et al., *Key parameters to determine wall thinning due to flow accelerated corrosion*, ECS Trans., vol. 41, no. 25, pp. 77–90, 2012.

[17] R. B. Dooley et al., *Delivering High Reliability Heat Recovery Steam Generators*, Rep. 1004240. Palo Alto, CA, USA: EPRI, 2003.

[18] T. H. Hyde, W. Sun, A. H. Yaghi, and S. B. Leen, *Some issues on structural integrity analysis of P91 welds in power plants subjected to high temperature creep*, Fatigue Fract. Eng. Mater. Struct., vol. 32, no. 11, pp. 926–935, 2009.

[19] API RP 583, Corrosion Under Insulation and Fireproofing, 2nd ed. Washington, DC, USA: API, 2021.

[20] G. C. Stone, E. A. Boulter, I. Culbert, and H. Dhirani, *Electrical Insulation for Rotating Machines*, 2nd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2014.

[21] G. Klempner and I. Kerszenbaum, Handbook of Large Turbo-Generator Operation and Maintenance, 3rd ed. Hoboken, NJ, USA: Wiley-IEEE Press, 2018.

[22] M. J. Heathcote, The J&P Transformer Book, 13th ed. Oxford, UK: Newnes, 2007.

[23] CIGRE Working Group A2.49, Condition Assessment of Power Transformers, Tech. Brochure 761. Paris, France: CIGRE, 2019.

[24] CIGRE Working Group A3.29, Ageing High Voltage Substation Equipment and Possible Mitigation Techniques, Tech. Brochure 725. Paris, France: CIGRE, 2018.

[25] IEC 61511, Functional Safety – Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector. Geneva, Switzerland: IEC, 2016.

[26] H. Wang and F. Blaabjerg, *Reliability of capacitors for DC-link applications in power electronic converters – An overview*, IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 50, no. 5, pp. 3569–3578, 2014.

[27] IEC 61508, Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-Related Systems, ed. 2.0. Geneva, Switzerland: IEC, 2010.

[28] Directive (EU) 2022/2555 (NIS2), Off. J. Eur. Union, L 333, pp. 80–152, 2022.

[29] Electric Power Research Institute, Plant Support Engineering: Obsolescence Management, Rep. 1016692. Palo Alto, CA, USA: EPRI, 2008.

[30] Institution of Structural Engineers, Appraisal of Existing Structures, 3rd ed. London, UK: IStructE, 2010.

[31] Concrete Society, Diagnosis of Deterioration in Concrete Structures, Tech. Rep. TR54. Camberley, UK: Concrete Society, 2000.

[32] BS EN ISO 12944, Paints and Varnishes – Corrosion Protection of Steel Structures by Protective Paint Systems. London, UK: BSI, 2018.

[33] CICIND, Model Code for Steel Chimneys, Rev. 2, 2010.

[34] A. Nickalls, *Power station tower knocked down by Storm Eunice on Isle of Grain*, KentOnline, Feb. 18, 2022.

[35] BS EN 1504, Products and Systems for the Protection and Repair of Concrete Structures. London, UK: BSI, 2008.

Pocket TrapMan® PT3

Vereinfachen Sie tägliche Prüfungen



→ Kondensatableiter
→ Ventile
→ Wälzlager

Anlagenkennzeichnung
Schnelles Abrufen von Prüfberichten über RFID-Tags oder QR-Codes*

Messung der Oberflächentemperatur
Verwendet einen hochpräzisen Kontaktsensor

Ultraschallaufnahme
Quantifiziert Schwingungen und Geräusche (dB), Abhören via Bluetooth

Schwingungsmessung
Misst Schwingungspegel (Schockimpuls)

Sicherer Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen
Eigensichere Konstruktion, mit IP54-Staubschutz

* Mit der speziellen CMRecorder™-App

TLV Euro Engineering GmbH
Daimler-Benz-Straße 16-18 | 74915 Waibstadt
Telefon +49 7263 9150-0 | www.tlv.com | info@tlv-euro.de

High-Efficient and Flexible HRSGs for the Energy Transition

Kai Braekler and Meüs van der Poel

1. Introduction 358
2. LGT Development 359
3. Increasing EGT and its impact on Pressure Part Design and Materials 360
4. Efficiency and Flexibility Trade-off 361
5. Erection and Execution 364
6. Outlook – Future HRSG Concepts for the Energy Transition 365
7. References 366

CCPP	Combined Cycle Power Plant
CFI	Creep-fatigue interaction
DI	Diameter-inch
EGT	Exhaust Gas Temperature
GE	General Electric
HP	High Pressure
HRSG	Heat Recovery Steam Generator
LGT	Large Gas Turbine
OEM	Original Equipment Manufacturer
OT	Once Through
PCS	Platform Combustion System
pp.	Pages

PWHT	Post-Weld Heat Treatment
RH	Reheater
TIT	Turbine Inlet Temperature

1. Introduction

In the context of the energy transition, combined cycle power plants (CCPP) are increasingly recognized as flexible, efficient and reliable generation assets within volatile modern power systems [1] [2]. While much of the technological focus in recent years has been on improving the performance of large gas turbines (LGT), the role of the heat recovery steam generator (HRSG) is often underestimated. In reality, LGTs in CCPPs can only perform as well as the HRSG design, dynamics and operational flexibility allow.

Continuous advancements in modern LGT technology – such as improved compressor design, optimized blade profiles, reduced cooling air requirements and higher Turbine Inlet Temperatures (TIT) – lead to significantly higher exhaust gas temperatures (EGT). For modern H-class machines, exhaust temperatures already exceed 630 °C and are expected to surpass 670–680 °C in the next generation [3] [4]. As a result, the associated HRSGs must operate with increasingly demanding steam parameters and materials. This impact has received comparatively less attention.

Thick-walled components such as piping and manifolds, headers, drums and pressure parts increasingly limit the dynamic capabilities of large CCPPs. To meet the growing flexibility requirements of modern power systems while maintaining high efficiency, new approaches in HRSG design and project execution must therefore be considered.

This contribution discusses key aspects of modern HRSG concepts, including design parameters, construction approaches, material considerations and their impact on efficiency, flexibility and construction schedules which may often conflict with one another. Particular attention is given to the interaction between LGT and HRSG, as well as practical experience from the design, fabrication and erection of large CC installations.

2. LGT Development

One of the first large scale CCPP was based on 140 MW LGT M701D in the mid-80s showing some 1,100 °C (TIT) at a pressure ratio of 14 and 540 °C EGT at 48–51 % CC net efficiency; GE LGT Frame 9E was another workhorse developed at same time and with similar data. Hot gas path details are illustrated in figure 1 [5]. F-class LGT reach ~1,300 °C, H-class ~1,500 °C and J-class ~1,600–1,700 °C [6]. Stricter NO_x limits have led to increasingly complex multi-stage fuel/air premix burners, as shown in figure 2 for Siemens SGT6/5-6/8000H, originally developed for W501F engine for 60 Hz systems [1]. Its first A-version was launched in 1968 with 45 MW at TIT of 882 °C [7]. The frame *501* was denominated accordingly for the targeted 50 MW size. The LGT evolution history of classes F to J is visualized in figure 3 [8].

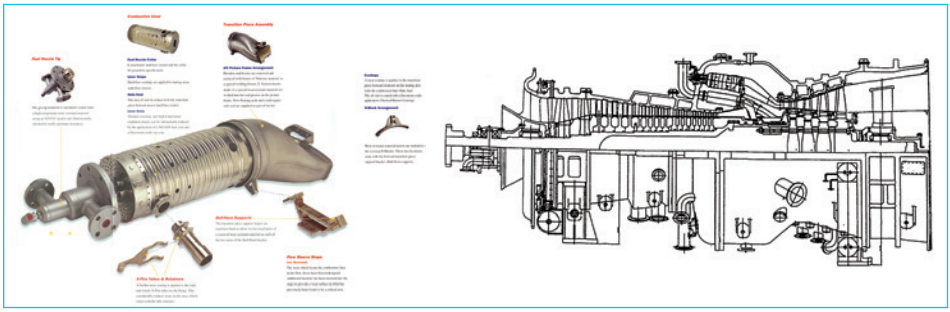


Fig. 1: E class Workhorses (left: burner system GE Frame 9E, right: M701D) [5]

The increasing TIT is the major driver of higher EGT, however secondary air optimization and fuel/air ratio as well as ambient conditions have an influence [8].

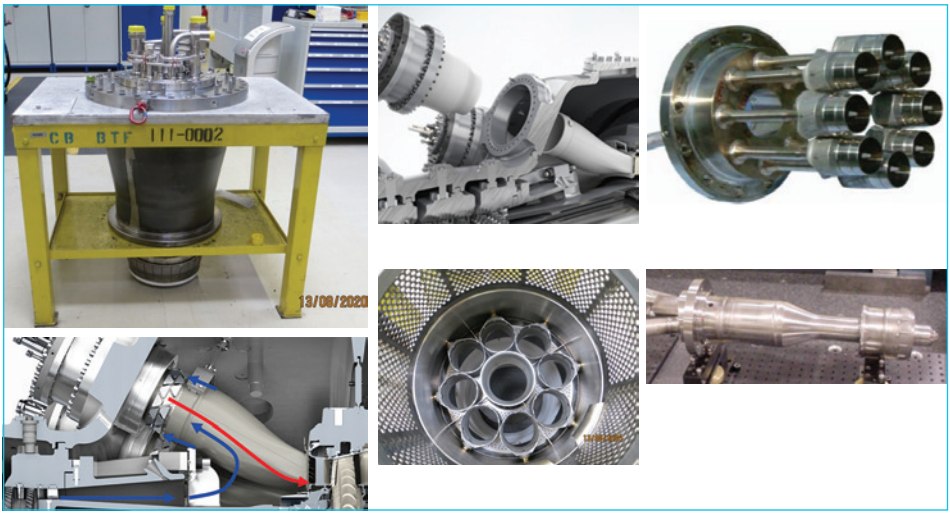


Fig. 2: Siemens H-class Platform Combustion System (PCS) [1]

From a thermodynamic perspective, increasing EGT creates opportunities for higher steam production, pressures and temperatures which improve CC efficiency. However, these benefits directly affect HRSG design of high pressure (HP), reheater (RH), steam temperature control systems, material selection, thermal expansion behaviour and pressure-parts.

As a result, the HRSG increasingly becomes a critical interface between LGT and steam cycle performance. Historically, HRSG design was often considered a downstream activity following LGT selection. Today, this approach is no longer sufficient.

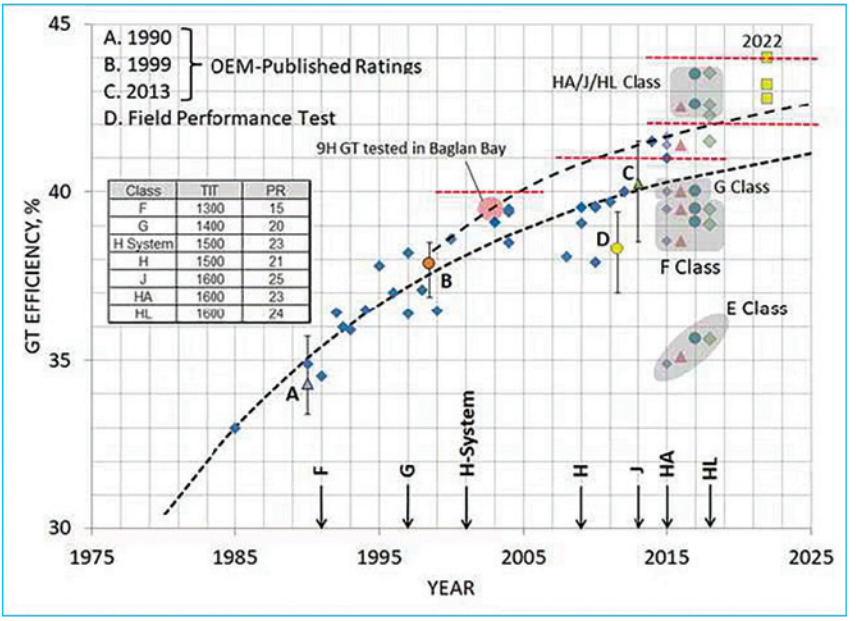


Fig. 3: LGT Evolution Chart [9]

The interaction between LGT characteristics and HRSG design has become so significant that both systems must increasingly be optimized as an integrated thermodynamic system.

3. Increasing EGT and its impact on Pressure Part Design and Materials

Steam parameters in HRSG for H-J-class reach 180 bar/600 °C for HP and 605 °C for RH. These *high-energy* conditions increasingly require the use of advanced creep-resistant ferritic-martensitic steels such as P91 and P92 [9]. While these materials provide excellent high-temperature strength, they also introduce additional challenges related to bending and welding procedures as well as

post-weld heat treatment (PWHT, figure 4) [10] [11], manufacturing tolerances, inspection requirements and long-term operation. Design of the components have also shown an outsized impact on the long-life integrity, especially when considering brittle creep damage mechanisms. If a weld shows damages, then due to sensible microstructure repair, welding options might be limited and new pipe pieces and joints have to be prepared. Therefore, there should be a focus especially regarding on-site weld control before hand-over to owner.

The increasing use of such materials represents a fundamental shift from traditional HRSG design philosophy. At the same time, larger heat duties require increased surface areas and more sophisticated temperature control systems to maintain acceptable steam temperatures over a wide operating range.

Consequently, HRSG design is becoming increasingly dependent on the successful integration of thermodynamics, materials science, process control technology, structural mechanics and operational requirements.

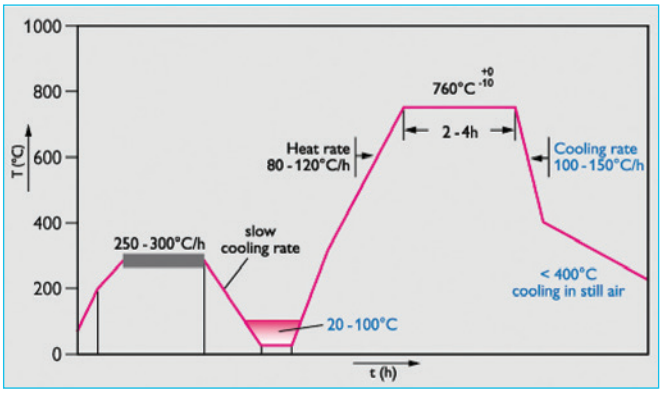


Fig. 4: Heat Treatment Diagram for P91 and P92 welding [11]

4. Efficiency and Flexibility Trade-off

Perhaps the most important challenge facing future HRSG designers is the growing conflict between efficiency and flexibility. For decades, the principal objective of HRSG optimization was maximizing thermal efficiency leading to higher steam parameters, lower stack temperatures and increased heat recovery and resulting in thicker pressure-retaining components and increased thermal inertia.

Operational flexibility, however, requires the opposite to achieve frequent and rapid start/ shut-down cycles and load changes: lower thermal mass and gradients, improved drainage concepts, optimized steam bypass systems and enhanced control strategies.

The most valuable HRSG in modern power systems provides the optimum balance between efficiency, flexibility, reliability and lifetime consumption.

During summer season, strong volatility in residual power demand is created by the *Duck Curve* in solar dominated systems – see a typical dispatch of a large CCPP in figure 5 [2].

Repeated cycling and the related strain transients cause fatigue damage accumulation, high steam temperatures and pressure creep damage arising from primary (directly applied) or secondary (self-equilibrating) stress during operation. This phenomenon is commonly referred to as creep-fatigue interaction (CFI). Its extent depends on temperature, strain amplitude, strain rate, hold time and creep properties of the material (strength and ductility) as well as whether both damages mechanisms are accumulated simultaneously or consequentially.

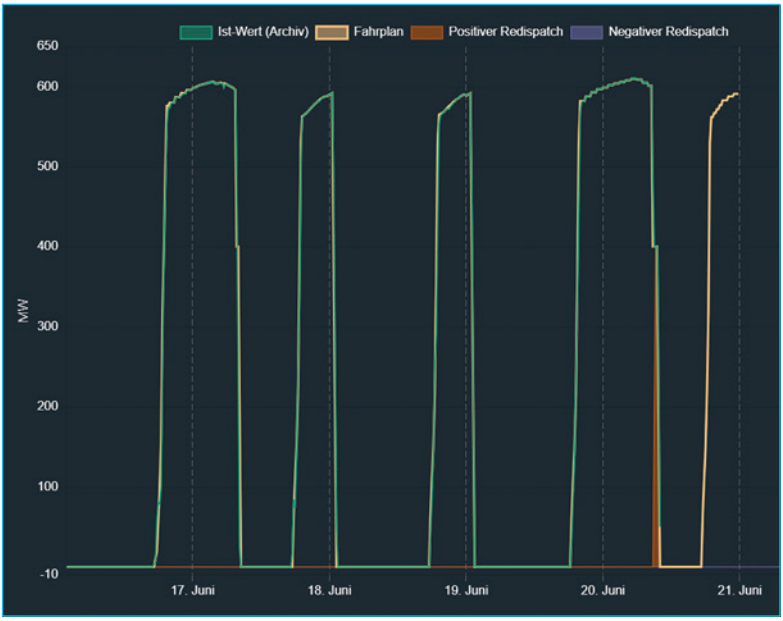


Fig. 5: Typical CCPP Summer Duck Curve Dispatch [2]

The most critical components are generally thick-walled pressure-retaining parts such as steam drums, HP and RH outlet headers, main steam piping and attemperator systems. Valves including especially the HP boiler isolating one provide an additional challenge due to the combination of thick-walled components and complex geometries.

Even more than base material, weld joints show a lower fatigue life due to a heterogeneous microstructure in the heat affected zone [10] [11].

The broader load capabilities including lower min load present a challenge to the control by attemperator nozzles with risk of over-spraying and quenching [12].

HRSG with HP beyond ~160 bar show advantage for a once-through (OT) evaporator. Replacing the thick-walled drum for example by a Benson bottle – as one popular OT technology – results in reducing the evaporator system weight by 15–20 % improving significantly dynamic characteristics of the entire plant [13] [14]. This advantage is especially important for HRSG without bypass stack: Parallel start-up with LGT requires a rather thermoelastic design of pressure parts with low wall thickness. However, switchover from simple to combined cycle mode using bypass stack diverter operations may also cause temperature and flow imbalance on the HRSG.

OT evaps have the potential of adapting to future technical developments in the direction of higher steam parameters. However, there is an alternative to classical thick-wall HP drum: the so-called *DrumPlus*™ design combining a small thin-walled knock-out drum and *separator bottles* as secondary step of water-steam separation [15] [16] [20].

From an operator perspective, flexibility is typically measured through metrics such as stable minimum load capability, start-up time and reliability, annual number of starts and operation hours per start/stop cycle, availability and to certain extend the ramp rate.

From an OEM perspective, however, every increase in operational flexibility generally results in increased lifetime consumption. The challenge for future HRSG design therefore lies in maximizing operational flexibility while maintaining acceptable component life.

Potential mitigation measures include: optimized header geometries, reduced wall thicknesses where feasible, improved drainage concepts, advanced start-up procedures, enhanced control systems and online lifetime monitoring. However, owners may find a balance between flexibility, efficiency and lifetime with the physical boundaries.

The future HRSG will increasingly require digital tools capable of continuously evaluating component health and remaining lifetime under highly dynamic operating conditions [17] [18]. Such tool is also a key measure to achieve extending statutory boiler inner inspections up to 5 years and hydro-test up to 10 years as an option to synchronize with LGT maintenance and optimize plant down-time.

5. Erection and Execution

The CCPP boom has created significant pressure on engineering resources, fabrication capacity and construction schedules. Simultaneously, sponsors expect shorter delivery times and faster commercial operation dates. As a result, HRSG design can no longer be optimized solely for operational performance. It must also be optimized for manufacturability, transportability and constructability.

Modern HRSG projects increasingly rely on modular construction concepts (figure 6).



Fig. 6: HRSG Modular Erection Herne cogen CCPP [19]

Large portions of the HRSG are fabricated under controlled workshop conditions before being transported to site for final assembly including shop installed harps and headers, top casing, hanger rod support system, internal attic baffles, roof casing penetration seals and some interconnecting piping. This approach has improved quality control, safety performance, schedule predictability and reduced site labour and erection time. However, it is not the plug-and-play system as it may be advised: At Herne CCPP there were required 396 t of prefabricated spools to interconnect the modules which represented some 16,000 Diameter Inch (DI) of site welding.

However, modularization introduces its own constraints. Transport limitations often determine maximum module dimensions and weights. Road transport restrictions, bridge load limits, port facilities and lifting capacities must all be considered during the design phase. Consequently, certain design decisions may be

driven as much by logistics considerations as by thermodynamic requirements. The 20 modules of the new cogen CCPP Herne had a weight of 320–370 t each and were manufactured in Yantai Freezone at China north-east coast. Herne site location at a canal was favourable to logistics. Also, a 1,000 t crawler crane could be placed for discharge of the barges and adjacent the HRSG. For the latter, the time schedule of other erection lots had to be adjusted to allow for the space required by the crane. In case of logistic constraints at site or to road, loose harps are still required, same in case of lower budget and for earlier delivery.

The increasing use of advanced materials and the site welding process highlighted above further complicates project execution. Future HRSG projects will therefore require closer integration between design engineering, procurement, fabrication, logistics and site construction than ever before.

The most successful projects will not necessarily be those with the highest theoretical efficiency, but rather those achieving the optimum balance between performance, flexibility, constructability and execution risk.

6. Outlook – Future HRSG Concepts for the Energy Transition

The next HRSG generation need to satisfy a broader range of performance criteria than any previous generation. Efficiency will remain important but future designs must simultaneously address high flexibility, hydrogen readiness, lifecycle cost and project execution.

Hydrogen is expected to play an increasing role in future LGT applications. Although the exact pace of adoption remains uncertain, LGT capable of operating on high hydrogen fractions are already entering the market. Details of an early emblematic LGT reference in cogen CCPP fired with up to > 60 Vol.% H_2 from 1997 for > 50 k operation hours in continuous base-load, are given in [22] [23]. Hydrogen combustion introduces several potential implications for HRSG design [21].

Higher water vapour content in the exhaust gas affects heat transfer characteristics and condensation behaviour. Changes in combustion temperature may influence exhaust gas profiles and thermal loading. Furthermore, future LGT developments are expected to continue increasing EGT as OEMs seek higher cycle efficiencies. HP steam may even reach supercritical parameters [6].

These trends will further increase demands on HRSG pressure-part design and materials technology.

At the same time, electricity markets are expected to reward flexibility increasingly. Future CCPP may be required to operate even beyond 200 starts per year while maintaining high availability and competitive operating costs. This further increases the conflict with growing wall thicknesses and thermal inertia required by higher EGT.

Future HRSG concepts will therefore likely include enhanced start-up systems, advanced process control systems, advanced bypass arrangements, improved thermal stress management, increased digitalization, online lifetime monitoring, predictive maintenance systems and optimized pressure-part designs.

The HRSG of the future will not merely recover heat at highest efficiency. It will become an actively managed asset designed to maximize plant value under highly dynamic operating conditions supporting flexible, reliable and economically attractive operation throughout the lifetime of the plant.

7. References

[1] Braekler, Kai: *Komplexe Anforderungen an neue Kraftwerke durch die Volatilität und Transformation der Energiemärkte und ihre technische Umsetzung am Beispiel der neuen GuD-Anlage Herne 6*; Proceedings of 57th KWTK, Dresden, 2025.

[2] Braekler, Kai; Lübeck, Leon: *Flexible und effiziente GuD-Technik für zyklischen Betrieb in volatilen Energiemärkten*; DVGW Congress, Forum Gaskraftwerke, 2025.

[3] Siemens Energy: Product Presentation SGT5-8000H heavy duty gas turbine for 50 Hz power generation; URL: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt5-8000h.html (Stand: 29.06.2026).

[4] Siemens Energy: *Product Presentation SGT5-9000HL heavy duty gas turbine for 50 Hz power generation*; URL: https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/product/sgt5-9000hl.html (Stand: 29.06.2026).

[5] Braekler, Kai: *Efficient Operation and Maintenance Management for Power Plants*; Proceedings of the 2nd Brazilian-German Symposium on Energy, Sao Paulo, November 27–28, 2001, pp. 48–79.

[6] Gülen, Seyfettin Can (John): *Gas Turbine Combined Cycle Power Plants*, 2nd edition; Boca Raton FL 2026; URL: https://dokumen.pub/qdownload/gas-turbine-combined-cycle-power-plants.html (Stand: 29.06.2026).

[7] Westinghouse: *Product Brochure W-501D 100 MW Single Shaft Heavy Duty Combustion Turbine*; Orlando FL 1975; URL: https://richesmi.cah.ucf.edu/omeka/files/original/1d92a57983a80e82d485fc5105c6d825.pdf (Stand: 29.06.2026).

[8] Aslan, Asiy: *Gas Turbine Exhaust Gas Temperature Prediction Under Variable Operating Loads and IGV Positions Using Tree-Based-Ensemble*; Machines 2026, 14, 630 Learning; URL: https://www.mdpi.com/2075-1702/14/6/630 (Stand: 29.06.2026).

[9] Gülen, Seyfettin Can (John): *Gas Power Outlook: Gas Turbines Will Play a Vital Role in Decarbonization*; Power Magazine, April 3, 2023; URL: https://www.powermag.com/gas-power-outlook-gas-turbines-will-play-a-vital-role-in-decarbonization/ (Stand: 29.06.2026).

[10] Sirohi, Sachin et al.: *A Comparative Study of two Nuclear Steel Grades Welded Joints*; Archives of Metallurgy and Materials 65 (2020), 2, pp. 583–593; URL: https://www.imim.pl/files/archiwum/Vol2_2020/10.pdf (Stand: 29.06.2026).

[11] Hilkes, Jan; Gross, Volker: *Welding CrMo steels for Power Generation and Petrochemical Applications – Past, Presence and Future*; International Institute of Welding (IIW), 62nd Annual Assembly, Singapore 2009; URL: https://www.researchgate.net/publication/285161376_Welding_CrMo_steels_for_power_generation_and_petrochemical_applications_-_Past_present_and_future (Stand: 29.06.2026).

[12] Eagle, Eugene; Goodwin, Justin: *How Duke Energy Addresses Attemperator Issues*; Power Engineering February 11, 2022; URL: https://www.power-eng.com/operations-maintenance/how-duke-energy-addresses-attemperator-issues/ (Stand: 29.06.2026).

[13] Penati, Massimo; Silva, Giovanni; Volpi Ghirardini, Guido: *HRSG for large CCPP: Experiences with Different Design Options and Promising Improvements by Once-through Technology Development*; PowerGen Europe 2005; URL: https://www.acboilers.com/en/wp-content/uploads/2012/10/Heat-Recovery-Steam-Generators-for-large-combined-cycle-plants1.pdf (Stand: 29.06.2026).

[14] Franke, Jörg; Lenk, Uwe et al.: *Advanced Benson HRSG makes a successful debut*; Modern Power Systems 2000, Vol.7, p. 33–35; URL: https://www.modernpowersystems.com/analysis/advanced-benson-hrsg-makes-a-successful-debut/ (Stand: 29.06.2026).

[15] Rop, Peter: *DrumPlus a drum type HRSG with Benson benefits*; Modern Power Systems; October 2010; URL: https://www.researchgate.net/publication/285223918_Drum_Plus_A_drum_type_HRSG_with_Benson_benefits (Stand: 29.06.2026).

[16] Hariharan, Gayathri Medha; Witte, Peter; Rop, Peter; Ruijgrok, Sebastiaan: *DrumPlusTM + diverter damper: a faster way to switch from simple to combined cycle*; Modern Power Systems, May 2025; URL: https://www.modernpowersystems.com/analysis/drumplustm-diverter-damper-a-faster-way-to-switch-from-simple-to-combined-cycle/?cf-view (Stand: 29.06.2026).

[17] Save Resources SR1 Life Time Monitoring System, Energy Efficiency Sustainability EES Consultants; URL: https://www.eesconsultants.com/sr1-life-time-monitoring (Stand: 29.06.2026).

[18] Deeskow, Peter; Wagner, Jöel: *Online Fatigue Monitoring and Predictive Analysis for Improved Flexibility of Plant Operation*; in: The Singapore Engineer, January 2015 MCI (P) 157/01/2014, pp. 30–35; also: Power-Gen Asia Financial Forum 2014, Kuala Lumpur; URL: https://issuu.com/desmond6/docs/tse_jan_2015_lr (Stand: 29.06.2026).

[19] Braekler, Kai; Krause, Laurenz; Weiß, Peter: *GuD Herne – Status des Projektes einschließlich erster IBS-Erfahrungen*, Proceedings of the 54th KWTK, Dresden, 2022.

[20] Ruijgrok, Sebastiaan; Witte, Peter: *Fast Start and Cycling HRSGs: DrumPlus™ Technology*; Proceedings of the 9th IGTC International Gas Turbine Conference, Brussels, 2018; URL: https://etn.global/wp-content/uploads/IGTC18_Proceedings/Papers/11.%20Siemens%20Heat%20Transfer%20Technology%20B.V.%20-%20Sebastiaan%20Ruijgrok.pdf

[21] Hariharan, Gayathri Medha; Lee, Pin-Husan; Rop, Peter; Ruijgrok, Sebastiaan; Perrone, Francesco: *Hydrogen-fired Gas Turbines and the Impacts on Heat Recovery Steam Generators*; Proceedings of the 11th IGTC International Gas Turbine Conference, Brussels, 2023; URL: https://etn.global/wp-content/uploads/2023/10/5-HYDROGEN-FIRED-GAS-TURBINES-AND-THE-IMPACTS-ON-HEAT-RECOVERY-STEAM-GENERATORS.pdf

[22] Braekler, Kai ; Seifert, Wolfgang: *The New CCPP in the Schwarze Pumpe Secondary Raw Materials Utilization Centre*; VGB PowerTech 9/98, pp. 25–27.

[23] Braekler, Kai; Kamka, Frank; *IGCC Operation Experience of 50.000 hours*; Proceedings of PowerGen Europe, Barcelona, 2004.

MEERANER



- **ENERGIE-TECHNIK & KRAFTWERKS-BAU**

  Fossile Brennstoffe
  Müllverbrennung
  Biomasse

- **VERFAHRENS-TECHNISCHER ANLAGENBAU**

  Chemische Industrie
  Stahlindustrie
  Papier- & Holzindustrie
  Öl- & Gasindustrie

- **SCHWEIß-TECHNISCHE AKADEMIE**

- **LOHN-DIENST-LEISTUNGEN**

QUALITÄT SCHWEIßT ZUSAMMEN

www.mdkb.de

Nachnutzung und Rückbau von Kohlekraftwerken



steinmüller engineering

The Engineers Company

KOMPETENZEN

Verfahrens- und prozesstechnische Auslegung

Maßgeschneiderte Lösungen nach technisch-kommerziellen Gesichtspunkten

Flexibilisierung des Anlagenbetriebes für die Energiewende

PRODUKTPALETTE

Trockensorption, Nasswäscher, E-Filter

Dampferzeuger

Chemieapparate, TES Speicher

Feuerungen und Brenner

SCR, SNCR

Dekarbonisierung

LEISTUNGEN

Gesamtanlagen

Teilanlagen und Komponenten

Projektplanung und -ausführung

Engineering und Konstruktion

After Sales

www.steinmueller.com sales@steinmueller.com +49 (0)2261 78950-0

Der globale Kohleatlas: Umwandlung der weltweiten Kohlekraftwerke in Wärmespeicherkraftwerke

Javier Iñigo-Labairu, Yoga Rahmat, Stefano Giuliano, Karl-Kiên Cao, María Isabel Roldán Serrano, Judith Jäger, Ralph-Uwe Dietrich, Uwe Riedel, Robert Pitz-Paal und André D. Thess

1. Einleitung 371

2. Konzepte im Vergleich: Kohlekraftwerke und untersuchte Umbaukonzepte 373

3. Modellierung und techno-ökonomische Analyse 374

3.1. Bestandsanalyse und Modellierung der bestehenden fossil gefeuerten Kohlekraftwerke 374

3.2. Modellierung der Wärmespeicherkraftwerke (TSPP) 375

3.3. Methodik der techno-ökonomischen Analyse 375

4. Ergebnisse 376

4.1. Ergebnisse des Referenzkraftwerks Angamos in Chile 376

4.2. Ergebnisse der weltweit analysierten Kohlekraftwerke 381

6. Quellen 384

1. Einleitung

Kohlekraftwerke sind weltweit die größte Einzelquelle von CO_2-Emissionen. Üblicherweise werden ihre Stilllegung und der Ersatz durch erneuerbare Energien vorgeschlagen, was jedoch mit dem Verlust großer wirtschaftlicher Werte und sehr hohen Investitionen in neue Kraftwerke und Speicher verbunden ist. Diese Arbeit stellt einen alternativen Ansatz vor: die Umwandlung bestehender Kohlekraftwerke in Wärmespeicherkraftwerke (Thermal Storage Power Plants, TSPP).

Im Rahmen des Projekts *Kohleatlas* wurden technische Konzepte für die Umwandlung bestehender netzgebundener Kohlekraftwerke in CO_2-freie Wärmespeicherkraftwerke entwickelt und analysiert. Das Hauptziel der hier vorgestellten Analyse ist die Erstellung einer Datensammlung, die eine Prognose der Dekarbonisierungs- und CO_2-Vermeidungskosten für jedes der weltweit bestehenden Kohlekraftwerke enthält.

In einem TSPP wird ein Hochtemperatur-Wärmespeicher mit erneuerbarer Energie geladen (Power-To-Heat). Optional kann eine zusätzliche Befeuerung mit CO_2-neutralen Brennstoffen implementiert werden. Zur Entladung wird die Wärme aus dem Speicher in Strom umgewandelt und über den bestehenden Kraftwerksblock und den Netzanschluss ins Netz eingespeist (Heat-To-Power). Dieser Power-To-Heat-To-Power-Speicher wird auch als Carnot-Batterie bezeichnet. Der Speicher wandelt schwankende erneuerbare Stromerzeugung in Strom nach Bedarf um.

Die Studie untersuchte Konfigurationen, die Hochtemperatur-Wärmespeicher entweder mit Elektroheizern oder mit Hochtemperatur-Wärmepumpen für Power-To-Heat kombinieren. Während Systeme auf Basis von Elektroheizern eine ausgereifte und kosteneffiziente Lösung darstellen, können wärmepumpenbasierte Systeme den Gesamtwirkungsgrad verbessern.

Wie in Abbildung 1 dargestellt, diente eine umfassende globale Datenbank mit rund 7.000 Kohlekraftwerken als Grundlage für diese Analyse. Auf der Basis detaillierter technischer Daten, die für ausgewählte Referenzkraftwerke vorlagen, wurden zwei repräsentative Anlagenkonfigurationen in Ebsilon Professional [1] modelliert, um detaillierte thermodynamische und betriebliche Ergebnisse zu erhalten. Diese Ebsilon-Referenzmodelle wurden anschließend vereinfacht und in die DLR-Software *greenius* [2] übertragen, wodurch groß angelegte Simulationen für alle in der Datenbank enthaltenen rund 7.000 Kohlekraftwerke ermöglicht wurden. Dies ermöglichte eine konsistente Bewertung der Energieeffizienz jedes Standorts unter einem typischen täglichen Betriebsprofil (12 h Beladung/12 h Entladung). Die technischen Ergebnisse dieser Simulationen wurden im DLR-Tool TEPET [3] weiterverarbeitet, um eine techno-ökonomische Bewertung durchzuführen.

Diese Arbeit liefert die erste techno-ökonomische Bewertung im globalen Maßstab zur Umwandlung des bestehenden Kohlekraftwerkparks in nachhaltige, regelbare thermische Speichersysteme. Die Ergebnisse wurden in einem für jedes Kraftwerk erstellten Steckbrief zusammengefasst. Es enthält technische Ergebnisse wie u. a. den Roundtrip-Wirkungsgrad und den Jahresertrag sowie Ergebnisse aus der wirtschaftlichen Analyse wie Investitionskosten für die Umrüstung (CAPEX), Betriebskosten (OPEX) und die Stromgestehungskosten (LCOE). Darüber hinaus wurden das CO_2-Einsparpotenzial und die damit verbundenen Kosten berechnet. Die Datenerhebung dieser Ergebnisse soll Ent-

scheidungsträgern aus Industrie und Politik als objektive Grundlage für eine mögliche Umrüstung bestehender Kohlekraftwerke zu CO_2-freien thermischen Speicherkraftwerken dienen. Diese rund 7000 Steckbriefe sind unter [4] veröffentlicht.

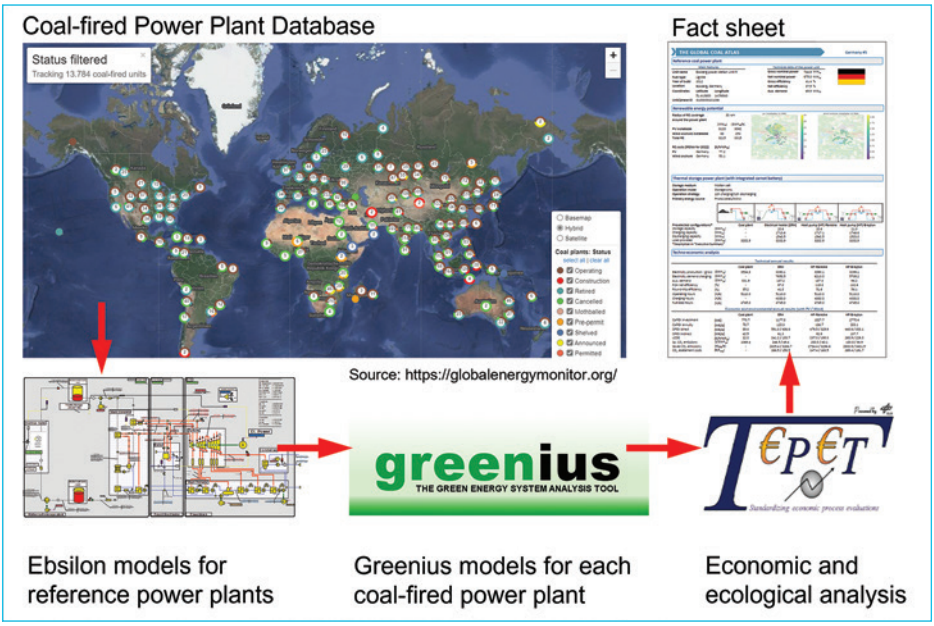


Abb. 1: Methodischer Überblick: Techno-ökonomische Analyse der Umrüstung von Kohlekraftwerken weltweit auf CO_2-freie TSPP (Quelle: eigene Darstellung)

2. Konzepte im Vergleich: Kohlekraftwerke und untersuchte Umbaukonzepte

Die Umwandlung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerke kann durch verschiedene technische Konfigurationen erreicht werden. In dieser Studie wurden vier repräsentative Konzepte mit Salzschmelze-Wärmespeicher für eine detaillierte techno-ökonomische Analyse ausgewählt und mit einem Kohlekraftwerk verglichen (Abbildung 2):

- Coal Plant (Kohlekraftwerk): Bestehendes Kohlekraftwerk als Grundlage für die Analyse.
- ERH [A] (Electric resistance heater): Elektroheizer + bestehender Rankine-Kreislauf. Integriert einen Elektroheizer, einen Salzschmelze-Wärmespeicher und einen Dampferzeuger in den bestehenden Dampfkreislauf.

- ERH [B] (Electric resistance heater): Elektroheizer + neuer Rankine-Kreislauf: Diese Greenfield-Konfiguration kombiniert einen neuen Rankine-Kraftwerksblock mit einem Elektroheizer, einem Salzschmelze-Wärmespeicher und einem Dampferzeuger.
- HP-Rankine [C] (Heat-pump Rankine): Ersetzt den Elektroheizer durch eine Hochtemperatur-Wärmepumpe, wodurch der Wirkungsgrad verbessert wird, während der bestehende Rankine-Kraftwerksblock erhalten bleibt.
- HP-Brayton [D] (Heat-pump Brayton): Kombiniert eine Hochtemperatur-Wärmepumpe mit einem neu entwickelten Brayton-Kraftwerkskreislauf.

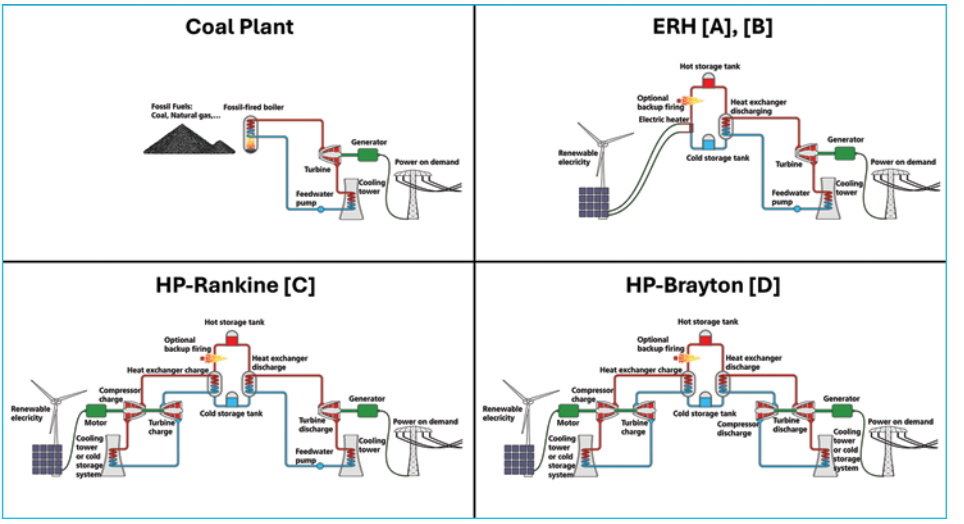


Abb. 2: Konzepte im Vergleich: Kohlekraftwerk und untersuchte Umbaukonzepte

3. Modellierung und techno-ökonomische Analyse

3.1. Bestandsanalyse und Modellierung der bestehenden fossil gefeuerten Kohlekraftwerke

Die techno-ökonomische Analyse der Umwandlung von Kohlekraftwerken in Wärmespeicherkraftwerke (TSPP) basiert auf Daten des Global Coal Plant Tracker von Global Energy Monitor (GEM), Version Januar 2024 [5]. Die Datenbank wurde aufgrund ihrer öffentlichen Verfügbarkeit, regelmäßigen Aktualisierung sowie der enthaltenen technischen Informationen wie installierter Leistung, Inbetriebnahmejahr, Verbrennungstechnologie und geschätztem Wirkungsgrad ausgewählt.

Der Wirkungsgrad der Kraftwerke liegt lediglich als Schätzung vor, basierend auf stufenweisen Abhängigkeiten der Wärmerate. Informationen zu Kraft-Wärme-Kopplungssystemen fehlen. Für die Studie wurde ein Kesselwirkungsgrad von

85 % angenommen, um aus dem Gesamtwirkungsgrad den Wirkungsgrad des Kraftwerksblocks abzuleiten. Die Werte stellen Näherungen dar und können insbesondere von den tatsächlichen Wirkungsgraden abweichen [4].

Zur Berechnung des Teillastwirkungsgrads wurde ein Referenzkraftwerksblock in *Ebsilon* modelliert. Die daraus abgeleiteten Kennlinien wurden in *greenius* integriert und anhand der Parameter des Global Coal Plant Tracker auf die einzelnen Kraftwerke skaliert. Berücksichtigt wurden Kraftwerke mit einer Leistung über 50 MW_{el} und den Status *angekündigt*, *im Bau*, *in Betrieb*, *genehmigt* oder *vorläufig genehmigt*. Insgesamt wurden 6.570 Kraftwerke analysiert.

3.2. Modellierung der Wärmespeicherkraftwerke (TSPP)

Die jährliche Energieeffizienz der Wärmespeicherkraftwerke wurde mit *greenius* simuliert. Die Modelle der Rankine-Kraftwerksblöcke basierten auf Kennlinien eines detaillierten *Ebsilon*-Referenzmodells und wurden entsprechend Leistung und Wirkungsgrad auf etwa 7.000 Kraftwerke skaliert.

Für Konzepte mit Brayton-Zyklus und Hochtemperatur-Wärmepumpe wurden Wirkungsgradfunktionen auf Basis von Daten aus dem GTW-Handbuch [6] sowie detaillierten *Ebsilon*-Modellen erstellt und anschließend in *greenius* integriert.

Die Simulationen basierten auf einer standardisierten täglichen Betriebsstrategie mit 12 Stunden Beladung und 12 Stunden Entladung bei Nennleistung. Zusätzlich wurden eine Stunde Anfahr- und eine Stunde Abkühlphase bei 50 % Teillast berücksichtigt, sodass der Kraftwerksblock insgesamt 14 Stunden pro Tag betrieben wurde. Die stündlichen quasi-stationären Simulationen über ein gesamtes Jahr lieferten Ergebnisse zu Energieerzeugung, Eigenverbrauch, Gesamtwirkungsgrad und Teillastverhalten und ermöglichten eine einheitliche techno-ökonomische Bewertung der weltweiten Kohlekraftwerksflotte.

3.3. Methodik der techno-ökonomischen Analyse

Die angewandte Methodik für die techno-ökonomische Analyse ist in Abbildung 3 dargestellt.

Die techno-ökonomische Analyse basiert auf einer Cashflow-Methodik [7]. Auf Grundlage der mit *Ebsilon* und *greenius* berechneten Energieerträge wurden Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit von Anlagengröße sowie Stoff- und Energiebilanzen bestimmt. Zentrale Ergebnisgröße sind die Stromgestehungskosten (LCOE, levelized cost of electricity), ergänzt durch die Berechnung der CO_2-Vermeidungskosten im Vergleich zum fossilen Referenzkraftwerk.

Die Investitionskosten ergeben sich aus den Anlagenkosten und zusätzlichen CAPEX-Faktoren für Installation, Rohrleitungen, elektrische Anlagen und weitere Komponenten. Daraus wird die annualisierte Investition (Annuität) berechnet. Gemeinsam mit direkten Betriebskosten, indirekten Betriebskosten und Personalkosten ergeben sich die LCOE.

Für jedes Kohlekraftwerk wurden individuelle Kostenfunktionen entwickelt, um die Investitionskosten der Umbaukonzepte abzuschätzen. Die Kosten für erneuerbaren Strom zur Beladung der Wärmespeicher basieren auf den durchschnittlichen, länderspezifischen Stromgestehungskosten für Photovoltaik- und Windkraftanlagen aus einer IRENA-Studie [8]. In Kombination mit den simulierten Energieerträgen wurde so eine standortspezifische wirtschaftliche Bewertung ermöglicht [4].

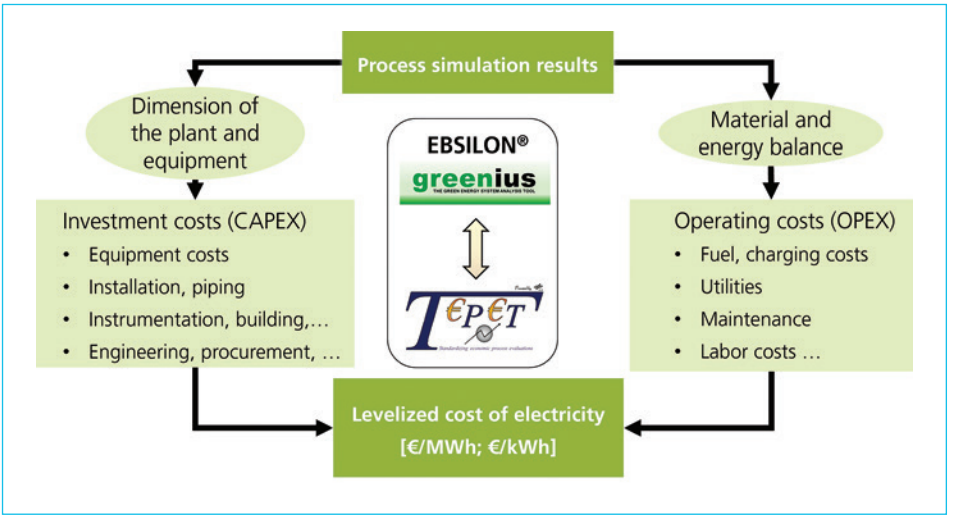


Abb. 3: Methodik für die wirtschaftliche Analyse unter Verwendung des DLR-eigenen Tool TEPET (TEPET: Techno-Economic Process Evaluation) [3]

4. Ergebnisse

4.1. Ergebnisse des Referenzkraftwerks Angamos in Chile

Für die techno-ökonomische Analyse des Referenzkraftwerks Angamos in Chile wurden die in Abbildung 2 bereits dargestellten Konzepte miteinander verglichen. Dazu wurde für jedes Konzept ein detailliertes Simulationsmodell in *Ebsilon* aufgebaut, womit die verschiedenen Betriebszustände Beladen, Entladen, usw. berechnet werden können (Abbildung 4).

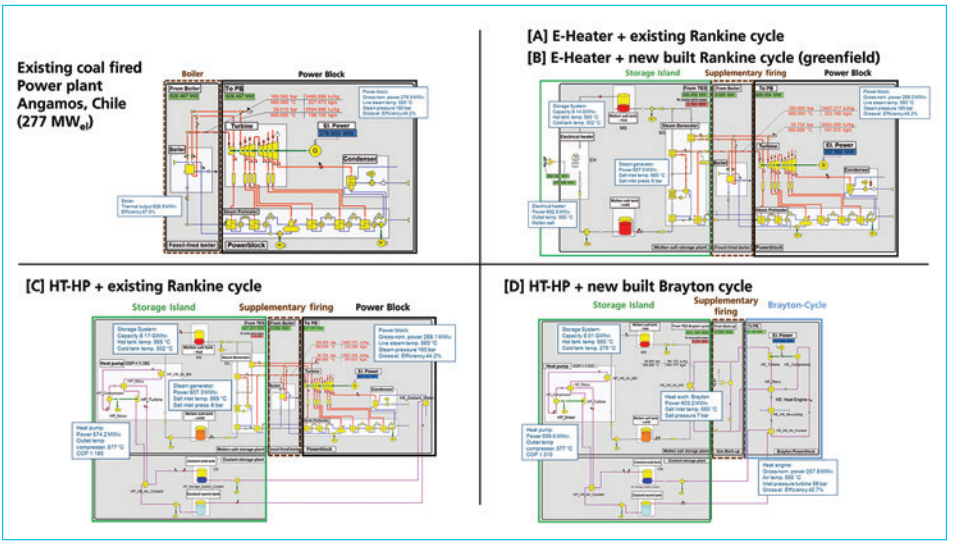
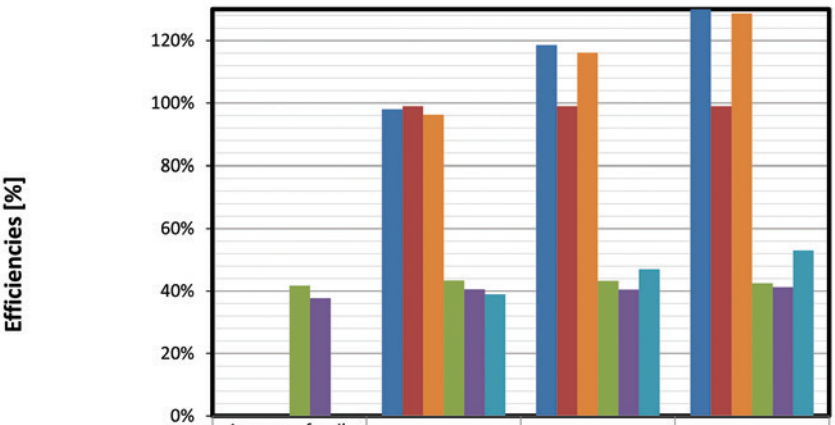


Abb. 4: Überblick der verwendeten Simulationsmodelle für die techno-ökonomische Analyse des Referenzkraftwerks Angamos in Chile

Die Simulation aller dieser Konzepte wurde in *Ebsilon* durchgeführt, um die technischen Ergebnisse zu erhalten. Es wurden die elektrischen und thermischen Energieflüsse für jedes System berechnet. Die Netto-Stromerzeugung ist in allen Konzepten gleich, da die Anlagen entsprechend ausgelegt wurden, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.

Die folgende Abbildung zeigt die Wirkungsgrade der einzelnen Konzepte. Der Jahresnutzungsgrad Strom-zu-Strom mit Wärmepumpe ist höher, insbesondere in der Brayton-Konfiguration. Er erreicht 53 % im Fall D und 47 % im Fall C. Die Fälle A und B liegen bei 39 %. Die Wirkungsgrade der Powerblöcke befinden sich auf einem ähnlichen Niveau. Der elektrische Heizer weist einen Wirkungsgrad von 98 % auf, während die Wärmepumpe im Konzept C eine Leistungszahl (COP) von 1,19 und im Konzept D von 1,31 erreicht. Der thermische Speicher zeigt einen Wirkungsgrad von 99 %.



	Angamos fossil-fired	A/B	C	D
eta_eheater / COP_HP	0.00	0.98	1.19	1.31
eta_TES	0.00	0.99	0.99	0.99
eta_net_P2H	0.00	0.96	1.16	1.29
eta_PB_gross	0.42	0.43	0.43	0.42
eta_PB_net	0.38	0.41	0.40	0.41
eta_net_P2H2P	0.00	0.39	0.47	0.53

Abb. 5: Jahresnutzungsgrade der untersuchten Konzepte für das Referenzkraftwerk Angamos

Die folgende Abbildung zeigt die Investitionskosten zur Umrüstung des Kraftwerks Angamos zum Wärmespeicherkraftwerk mit E-Heizer und Wärmepumpe. Die Fälle mit E-Heizer haben die Investitionskosten in Höhe von 496 M€$_{2022}$ für den Fall A bzw. 752 M€$_{2022}$ für den Fall B. Die Fälle mit Wärmepumpe haben die Investitionskosten in Höhe von 897 M€$_{2022}$ für den Fall C und 1192 M€$_{2022}$ für den Fall D. Der größte Unterschied resultiert von der Wärmepumpe und Wärmekraftmaschine im Brayton-Kreislauf (Fall D). Die Wärmepumpe und ihre Wärmeübertrager (blaue Balken) in den Fällen C und D sinkt ca. 4,5-fach teurer als der E-Heizer (braune Balken) in den Fällen A und B. Zuzüglich kosten die Brayton-Wärmemaschine und ihre Wärmeübertrager (grüne Balken) ca. 1,5-fach der Investitionskosten vom Power-Block. Insgesamt muss man mehr investieren, um einen höheren Wirkungsgrad durch die Implementierung von Wärmepumpen im Wärmespeicherkraftwerk zu erreichen.

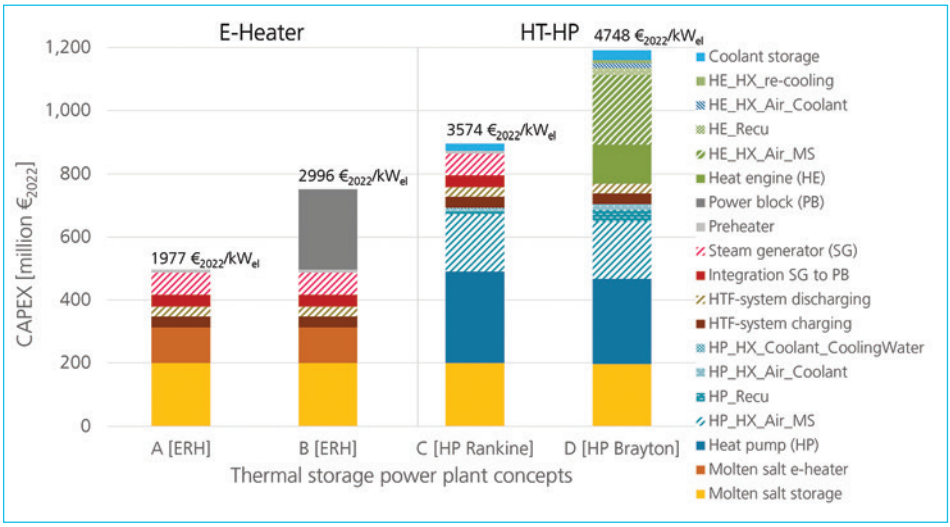


Abb. 6: Investitionskosten WSK Angamos mit E-Heizer und HT-WP

Die folgende Abbildung zeigt die LCOE vom WSK mit Elektroheizer und Wärmepumpe mit durchschnittlichen PV-Kosten weltweit aus der IRENA Studie [8]. Beim PV-Strompreis zur Beladung mit 46.5 €/MWh_{el} betragen die LCOE 184–238 €/MWh_{el}. Es zeigt sich, dass das Konzept mit Elektroheizer [A] trotz geringerem Wirkungsgrad geringere LCOE hat, als die Konzepte mit Wärmepumpe [C] und [D]. Die Ursache hierfür sind die höheren Investitionskosten bei nur moderater Wirkungsgradverbesserung.

Allerdings ist dieser Zusammenhang von Beladestrompreis abhängig, weshalb eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden muss, um die Einsparung wegen des hohen Wirkungsgrads von der Wärmepumpe bei verschiedenen Strompreisen zu analysieren.

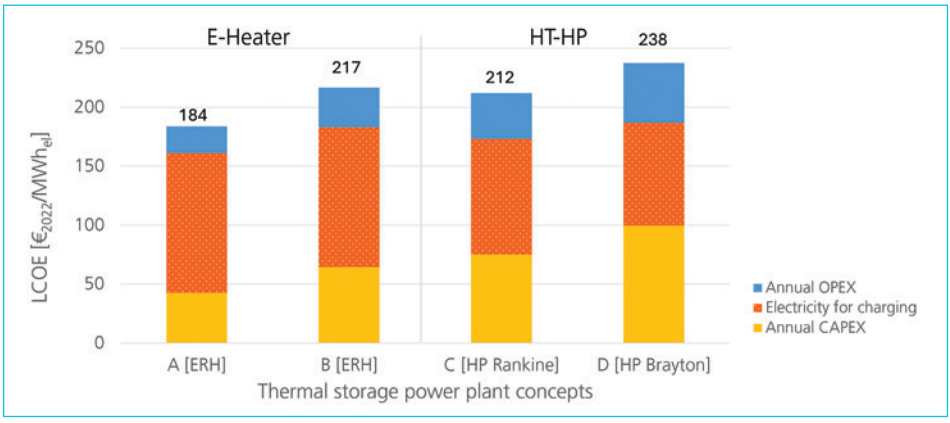


Abb. 7: LCOE WSK Angamos mit IRENA PV-Kosten weltweit Mittelwert 46.5 €/MWh_{el} [8]

Die folgende Abbildung zeigt die Sensitivitätsanalyse der LCOE gegen die Stromkosten zur Beladung in Höhe von 10 bis 140 €/MWh_{el}. Die PV-Kosten z. B. IRENA betrachten keine Netzentgelte. Als ein Punkt wird der deutsche Strompreis mit Netzentgelt auf dem Diagramm gezeigt. Die Konzepte mit Wärmepumpe werden bei höheren Stromkosten bevorzugt. Ab dem Strompreis 110 €/MWh_{el} ist der Fall C vorteilhaft gegenüber dem Fall A. Das gilt auch für den Fall D ab dem Strompreis 125 €/MWh_{el}. Gleichzeitig stellt man fest, dass die LCOE vom WSK mit diesem Strompreis zur Beladung verdreifacht werden, z. B. die LCOE betragen dann fast 350 €/MWh_{el} mit dem Eingangsstrompreis 110 €/MWh_{el}. Deshalb müsste in diesem Fall ein passendes Geschäftsmodell entwickelt werden, um dieses WSK-Konzept zu realisieren.

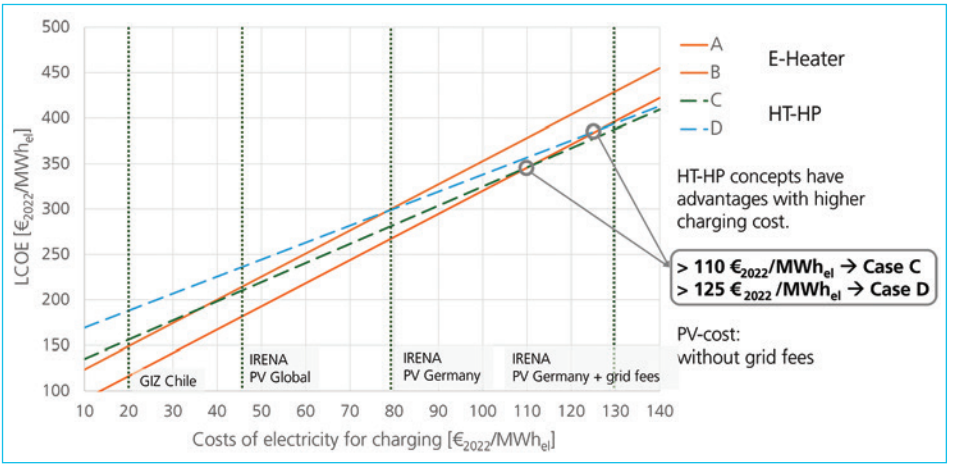


Abb. 8: Sensitivitätsanalyse LCOE der Fälle gegen Stromkosten zur Beladung mit länderspezifischen LCOE für PV aus der IRENA Studie [8]

Die CO_2-Vermeidungskosten kann man nach der Formel aus IRENA [8] berechnen (Abbildung 9). In dieser Studie wurden die LCOE der Referenzkohlekraftwerke mit zwei verschiedenen Annahmen für die Investitionskosten für das bestehende Kraftwerk betrachtet: einmal mit voller Investition und folglich Finanzierung oder voll abgeschrieben (in der Abbildung mit *with financing* bzw. *fully depreciated* gekennzeichnet). Wenn das Referenzkohlekraftwerk schon voll abgeschrieben ist, kostet die Bestandsanlage nichts mehr und die LCOE werden nur aus den direkten OPEX bzw. Brennstoffkosten berechnet. Die CO_2-Vermeidungskosten ergeben sich zwischen 142 bis 217 €/tCO_2.

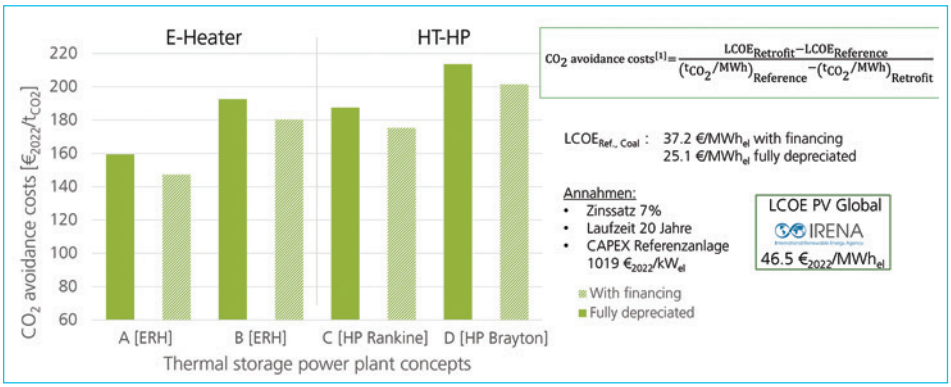


Abb. 9: CO_2-Vermeidungskosten der Fälle angenommen als mit Finanzierung oder voll abgeschrieben auf Basis IRENA Kostendaten und Rechenformel [8]

4.2. Ergebnisse der weltweit analysierten Kohlekraftwerke

Die 6570 Kohlekraftwerke, die die Auswahlkriterien erfüllten, wurden technoökonomisch analysiert. Die folgende Abbildung zeigt den nominalen Wirkungsgrad der jeweiligen Umbaukonzepte für jedes dieser 6570 Kraftwerke in Abhängigkeit von der Nennleistung.

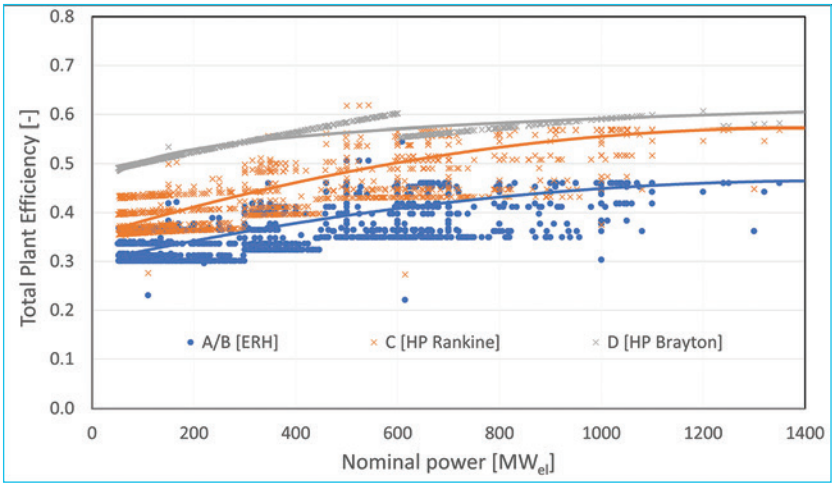


Abb. 10: Wirkungsgradergebnisse der Umbaukonzepte für die 6570 Kohlekraftwerke

Es ist zu erkennen, dass der Wirkungsgrad mit steigender Nennleistung zunimmt. Die individuellen Wirkungsgrade der bestehenden Kraftwerksblöcke streuen bei gleicher Nennleistung stark, da diese sehr spezifisch sind und von verschiedenen Faktoren abhängen wie dem Baujahr, den Dampfparametern, den eingesetzten Komponenten usw. Daher streuen die hier dargestellten Gesamtwirkungsgrade der TSPP auch entsprechend stark. Im Fall des Brayton-PB

handelt es sich um einen neuen Zyklus, der hier nur von der Kapazität abhängt und somit nicht vom Bestandswirkungsgrad. Insgesamt lässt sich auch erkennen, dass die Gesamtwirkungsgrade von Wärmepumpenkonzepten höher sind als die von Konzepten mit Elektroheizer.

Die Abbildung 11 zeigt die LCOE. Diese nehmen mit steigender Nennleistung tendenziell ab. Die LCOE streuen mehr als der Wirkungsgrad, weil die angenommenen PV-Kosten länderspezifisch sind. Stehen die PV-Daten nicht zur Verfügung, werden die PV-Kosten als weltweiter Mittelwert angenommen (siehe Erläuterung in Kap. 3.3.). Die LCOE liegen in einem Bereich zwischen 120 und 460 $€_{2022}/MWh_{el}$.

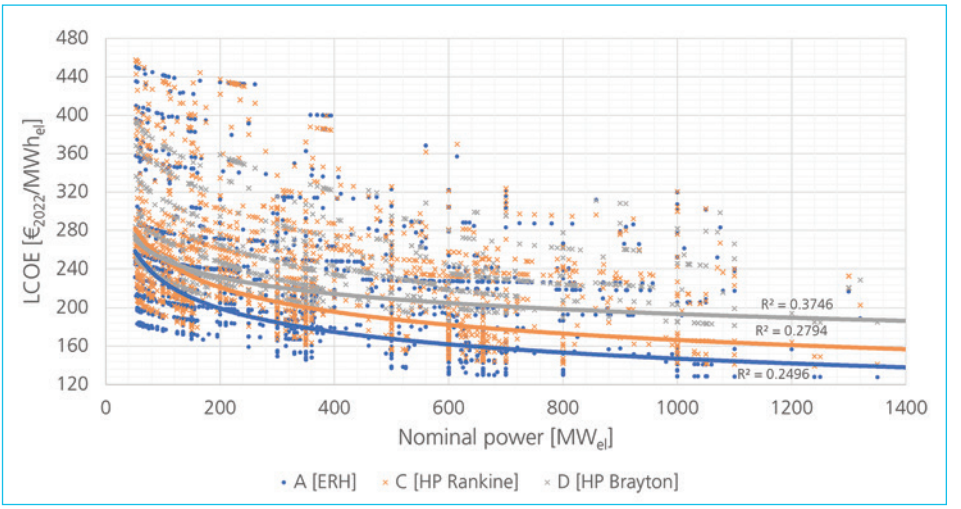


Abb. 11: Ökonomische Ergebnisse der Umbaukonzepte für die 6570 Kohlekraftwerke. Mit den länderspezifischen LCOE für PV aus der IRENA Studie [8] berechnet.

Abbildung 12 stellt die CO_2-Vermeidungskosten der TSPP dar. Diese liegen zwischen 130 und 380 €/t_{CO_2}. Diese TSPP erreichen CO_2-Einsparungen gegenüber der kohlegefeuerten Anlage mit Beladestrom aus PV bzw. Wind in Höhe von 75 bis 98 %. Im Ergebnis hängt die CO_2-Einsparung vom Wirkungsgrad ab. Daher streuen die Datenpunkte stark.

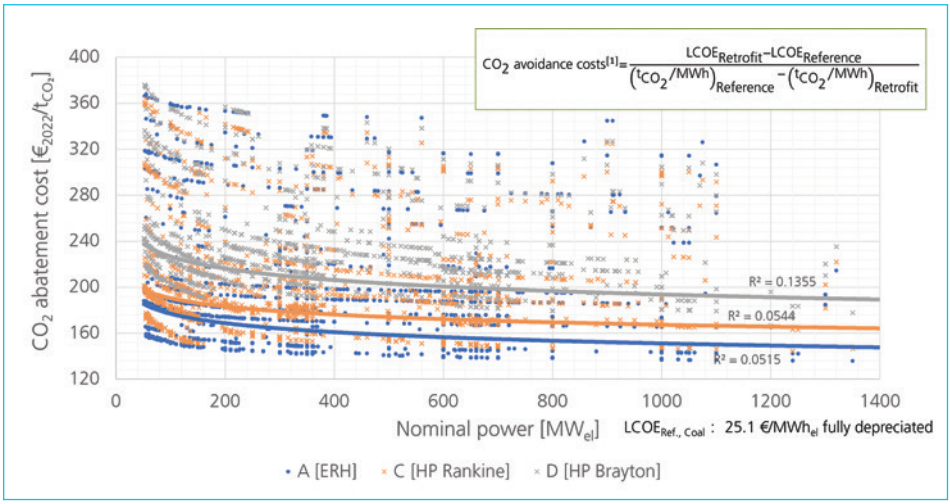


Abb. 12: CO_2-Vermeidungskosten der Umbaukonzepte für die 6570 Kohlekraftwerke. Mit CO_2-Emmisionsfaktoren für PV aus ecoinvent [9] und den länderspezifischen LCOE für PV aus der IRENA Studie [8] berechnet.

5. Zusammenfassung

In dieser Arbeit haben wir einen alternativen Ansatz für die Umwandlung bestehender Kohlekraftwerke in Wärmespeicherkraftwerke (Thermal Storage Power Plants, TSPP) vorgestellt. In einem TSPP wird erneuerbarer Strom genutzt, um einen Hochtemperatur-Wärmespeicher aufzuladen (Power-To-Heat). Die gespeicherte Wärme kann später wieder in Strom umgewandelt und über den bestehenden Kraftwerksblock und Netzanschluss eingespeist werden (Heat-to-Power). Dieses Konzept, auch als Carnot-Batterie bezeichnet, ermöglicht es, fluktuierende erneuerbare Energien in regelbaren Strom umzuwandeln. Optional kann der Kraftwerksblock mit CO_2-neutralen Brennstoffen betrieben werden, zum Beispiel in Dunkelflauten.

Untersucht wurden Power-To-Heat-Systeme mit Elektroheizern sowie mit Hochtemperatur-Wärmepumpen. Elektroheizer gelten als technisch ausgereift und kostengünstig, während Wärmepumpen höhere Gesamtwirkungsgrade ermöglichen.

Am Beispiel des Referenzkraftwerks Angamos in Chile wurden vier Umrüstungsvarianten analysiert, die unterschiedliche Kombinationen aus Power-To-Heat-Technologie und Kraftwerkskreislauf (Rankine- oder Brayton-Kreislauf) nutzen. Mithilfe von Kraftwerkssimulationen und techno-ökonomischen Analysen wurden Energieflüsse, Investitions- und Betriebskosten, Stromgestehungskosten sowie CO_2-Vermeidungskosten ermittelt.

Die Ergebnisse zeigen CO_2-Vermeidungskosten von etwa 140 bis 220 € pro Tonne CO_2 und damit eine hohe Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Dekarbonisierungsoptionen. Auf Basis dieser Analyse wurde ein globaler Kohleatlas erstellt, der rund 7.000 Kohlekraftwerke weltweit erfasst und für jedes Kraftwerk technische Kennzahlen (z. B. Wirkungsgrad und Jahresertrag) sowie wirtschaftliche Kenngrößen (CAPEX, OPEX, LCOE) und das jeweilige CO_2-Einsparpotenzial bereitstellt. Die Ergebnisse wurden in einem für jedes Kraftwerk erstellten Steckbrief zusammengefasst.

Die Studie liefert damit die erste globale techno-ökonomische Bewertung zur Umwandlung bestehender Kohlekraftwerke in regelbare, CO_2-freie Wärmespeicherkraftwerke. Die Ergebnisse bieten eine fundierte Entscheidungsgrundlage für Industrie und Politik und zeigen einen weltweit anwendbaren Weg zu einer wirtschaftlich effizienten Dekarbonisierung der bestehenden Kohlekraftwerksflotte auf.

6. Quellen

[1] Iqony (2025): *EBSILON® Professional*, https://www.ebsilon.com/de/ (Stand: 23.06.2026).

[2] DLR (2025): *greenius*, http://freegreenius.dlr.de (Stand: 23.06.2026).

[3] Albrecht et al. (2017): *A standardized methodology for the techno-economic evaluation of alternative fuels*.

[4] Iñigo Labairu, J., Rahmat, Y. P., Giuliano, S., Roldán Serrano, M. I., Cao, K.-K., Jäger, J., Dietrich, R.-U., Riedel, U., Pitz-Paal, R., & Thess, A. (2026). The Global Coal Atlas: *Techno-Economic Analysis of Converting the World's Coal-Fired Power Plants into Thermal Storage Power Plants [Data set]*. Zenodo. https://doi.org/10.5281/zenodo.19067649 (Stand: 23.06.2026).

[5] Global Energy Monitor (2025): *Global Coal Plant Tracker January 2024 version*, https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/ (Stand: 23.06.2026).

[6] Gas Turbine World (2021): *GTW Handbook*.

[7] Peters, Timmerhaus and West (2002): *Plant Design and Economics for Chemical Engineers*.

[8] IRENA (2023): *Renewable power generation costs in 2022*.

[9] Wernet et al. (2016): https://doi.org/10.1007/s11367-016-1087-8 (Stand: 23.06.2026).

Eisen als Energieträger – CFD-Simulationen der Eisenpulververbrennung zur Umrüstung von Kohlekraftwerken

Rizwan Mehmood, Quentin Fradet und Uwe Riedel

1. Einführung 385
2. Numerische Methoden 387
2.1. Laminare Simulationen 387
2.2. Turbulente Simulationen 389
3. Ergebnisse und Diskussion 390
3.1. Laminare Simulationen 390
3.2. Turbulente Simulationen 393
4. Zusammenfassung und Ausblick 395
5. Quellen 396

1. Einführung

Als die Frist zur Schließung der Kohlekraftwerke infolge des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes (KVBG) näher rückt, stellen sich Politik, Wirtschaft und Forschung die Frage: *What's next?* Neben dem Rückbau oder der weiteren Verwendung unter Umbau zu Energiespeichern gibt es auch die Möglichkeit, die Brennkammern solcher Kraftwerke auf einen anderen Brennstoff als Kohle umzurüsten [1]. Eine CO_2-neutrale Option dafür sind die metallischen Energieträger (Metal Fuels) [2] [3] [4]. Hierbei handelt es sich um Metallpulver, das verbrannt werden kann, um Energie freizusetzen. In einem weiteren Schritt kann aus den dabei entstehenden Metalloxiden Metallpulver hergestellt werden. Bei der Verbrennung von reinem Metallpulver entsteht kein CO_2, weswegen der ganze Prozess mithilfe eines kohlenstoffarmen Reduktionsmittels wie grünem Wasserstoff (H_2) CO_2-neutral durchgeführt werden kann. Ein weiterer Vorteil ist die Möglichkeit, Oxidation und Reduktion räumlich und zeitlich voneinander

zu entkoppeln. Metallpulver können stabil gelagert und einfach transportiert werden, wodurch eine Flexibilisierung des Kreisprozesses möglich ist und ihm eine gewisse Resilienz verliehen wird. Mehrere Metalle haben sich als Kandidaten für metallische Energieträger ergeben. Vielversprechend ist Eisen: Es hat eine moderate Verbrennungstemperatur, verursacht kaum NO_x-Emissionen bei der Verbrennung und bildet dabei weniger Nanopartikel als andere Metalle. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass auf Eisen umgerüstete Kohlekraftwerke sogar leicht effizienter werden, als wenn sie mit Kohle betrieben werden [3]. Ferner besteht vergleichsweise geringer Forschungsbedarf bei der Reduktion von Eisenoxid, da dies im Rahmen der Stahlherstellung, wo Eisenerz erst zu Roheisen reduziert wird und anschließend zu Stahl verarbeitet wird, bereits umfassend untersucht wird, z. B. auch am DLR [5] [6] [7]. Im Gegensatz dazu widmet sich die Forschung mehr und mehr dem Verbrennungsschritt, um die Energiefreisetzung besser zu verstehen.

Die Verbrennung von Eisenpartikeln wird auf mehreren Ebenen betrachtet, um sie zu verstehen. 1D-Simulationen brennender Partikel wurden verwendet, um kinetische Koeffizienten der Verbrennung zu bestimmen [8]. Die experimentelle Zündung von einzelnen Partikeln mittels eines fokussierten Lasers hat gezeigt, dass sie bei Temperaturen zwischen 1030 K und 1130 K anfangen zu brennen [9]. Zudem besitzen größere Partikel eine höhere Zündwahrscheinlichkeit. Tomografische Methoden wurden eingesetzt, um die Phasenübergänge von Eisen und Eisenoxid während der Verbrennung sichtbar zu machen [10]. Porenbildung und Mischphasen wurden ebenfalls beobachtet.

Die Kinetik der laminaren Eisenflammen wurde zunächst modelltheoretisch analysiert: Festgestellt wurde die Abhängigkeit der Verbrennungs-Kinetik von sowohl der Partikeloberfläche als auch der Partikelanzahldichte [11]. Die laminare Verbrennung von Eisenpulver unter verminderter Schwerkraft weist diskrete Flammen auf – eine Besonderheit, die es bei herkömmlichen Flammen nicht gibt [12]. Merkmale solcher Flammen sind, dass die laminare Flammengeschwindigkeit von der Partikelgröße abhängt, dass eine minimale Flammentemperatur vorhanden sein muss, damit sich Flammen ausbreiten, und dass sie nach der Zündung unabhängig von der Temperatur des Trägergases weiter verbrennen, was ihre Resistenz gegenüber Löschung deutlich erhöht. Dieses charakteristische Verhalten ist der Grund, warum brennende Eisenpartikel als Mikroreaktoren beschrieben werden. Simulationen von Gegenstromflammen zeigten ebenfalls den Einfluss der Partikelgröße auf die Flamme: Partikel unterschiedlicher Größe erfahren unterschiedliche Dehnraten, sodass die Partikelgrößenverteilung an der Flammenfront nicht unbedingt der Partikelgrößenverteilung des Pulvers entspricht [13]. Die Verbrennung von Eisen in einem laminaren Bunsenbrenner hat gezeigt, dass die laminare Flammengeschwindigkeit *keine Abhängigkeit* vom Äquivalenzverhältnis zwischen Luft und Brenn-

stoff oder von der mittleren Geschwindigkeit am Auslass aufweist [14]. Simulationen dieser Flamme zeigen eine erhöhte Stabilität der Flamme gegenüber Experimenten [15] [16].

Turbulente Eisenflammen werden sowohl aufwärts als auch abwärts gerichtet untersucht. Aufwärts gerichtete Eisenflammen sind selbsterhaltend, allerdings führt das Eigengewicht von Eisen zu Materialverlusten sowie Schlackenbildung [17]. Abwärts gerichtete turbulente Eisenbrenner können selbsterhaltend sein [18], häufig wird aber ein zusätzlicher Brennstoff als Hilfsflamme verbrannt. Ein Beispiel hierfür ist der turbulente Eisen-Methan-Brenner der TU Darmstadt [19]: Eine 20-kW_{th}-Methanflamme wird verwendet, um Eisenpulver zu zünden und insgesamt 47 kW_{th} zu erzeugen. Solche Brenner stellen einen bedeutenden Fortschritt auf dem Weg zur Umrüstung von Kohlekraftwerken auf Eisen dar. Allerdings sind noch Forschungsfragen offen. Um das Verhalten von umgerüsteten Kohlekraftwerken realistisch vorhersagen zu können, müssen CFD-Simulationen (Computational Fluid Dynamics) durchgeführt werden. Die Vorhersagekraft dieser hängt allerdings stark davon ab, ob die eingesetzten Modelle gegen Versuche validiert wurden. Gleichzeitig stoßen aktuelle Modelle, insbesondere solche zur Modellierung von Partikeln, an ihre Grenzen bezüglich des Rechenaufwands und es werden neue Ansätze benötigt, die die Hochskalierung auf industrielles Niveau ermöglichen.

In diesem Beitrag werden wir ein CFD-Modell der turbulenten Eisenpulververbrennung präsentieren. Dieses Modell basiert auf einem Modell für laminare Eisenflammen, das wir ebenfalls präsentieren und validieren werden. Um unser turbulentes Modell zu validieren, haben wir eine turbulente Eisen-Methan-Flamme damit repliziert. Wir werden unsere Simulationsergebnisse mit den experimentellen und simulativen Ergebnissen des Brenners aus der Literatur [19] vergleichen, um unser Modell auch für turbulente Fälle zu validieren, damit wir es auf industrielle Brennkammern hochskalieren können.

2. Numerische Methoden

Zunächst werden die Grundlagen des laminaren Modells präsentiert, wovon viele ebenfalls für das turbulente Modell gelten. Anschließend werden nur diejenigen Elemente des turbulenten Modells präsentiert, die maßgeblich vom laminaren Fall abweichen.

2.1. Laminare Simulationen

Abbildung 1 zeigt die verwendete Partikelgrößenverteilung (PSD) sowie ihre Diskretisierung. Die Linie zeigt die PSD, die in den Simulationen von Hazenberg et al. [15] sowie Steffens et al. [19] verwendet wurde, um nach der Euler-Lagrange-Methode einzelne Partikel aufzulösen, die durch eine logarithmisch-hyperbolische

Funktion gegeben wird. Das Histogramm zeigt die PSD, die in dieser Arbeit verwendet wurde. Diese wurde erstellt, indem die originale, kontinuierliche PSD in mehrere Sektionen geteilt wurde. Die Aufteilung in Sektionen durch die Partikelgröße wurde gewählt, da diese für die Verbrennungskinetik und Partikeldynamik von Eisenpulver eine starke Bedeutung hat (Abbildung 1). Da jede Sektion doppelt so groß wie die vorherige ist [20], ergeben sich daraus sechs Sektionen, die in Tabelle 1 zusammengefasst sind.

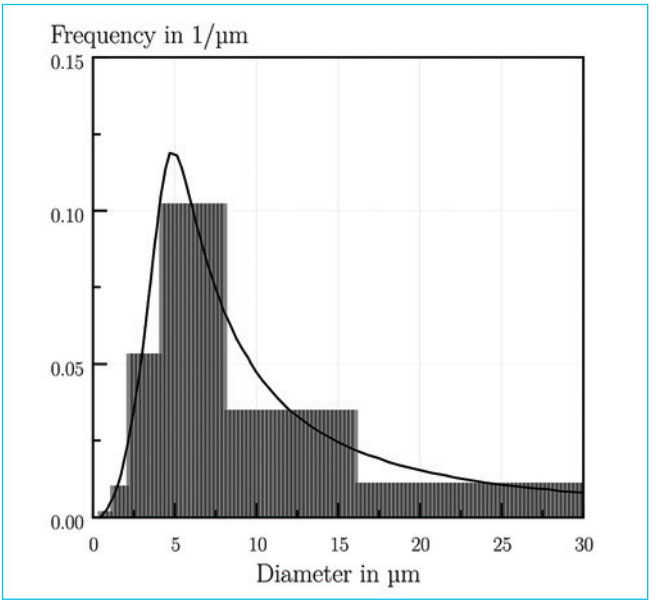


Abb. 1: Vergleich zwischen die PSD, wie sie in der Literatur [15] verwendet wurde (Linie) und die PSD, wie sie in dieser Arbeit verwendet wurde (Histogramm)

Eine vereinfachte Kinetik für die Eisenverbrennung, basierend auf dem *First-Order-Surface-Kinetics*-Modell, wurde hier eingesetzt [21]. Für jede Sektion wurde ein eigener Mechanismus implementiert, bei dem sowohl festes als auch flüssiges Eisen sowie Eisenoxid betrachtet und als Spezies der Gasphase behandelt wurden. Phasenübergänge wurden als chemische Reaktionen erster Ordnung modelliert [22]. Thermodynamische Eigenschaften der eisenhaltigen Spezies wurden aus der Literatur übernommen und angepasst [23].

Da das laminare Modell gegen einen laminaren Eisen-Bunsenbrenner validiert werden sollte, wurde dieser als Grundlage des Simulationsgitters verwendet. Es wurde ein pseudo-2D keilförmiges Gitter konstruiert mit einer Höhe von 46 Zellen und einer Breite von 173 Zellen. Das Gitter bestand aus dem Hauptauslass des Brenners, dem Nebenauslass des Brenners sowie der Umgebung: 500 mm horizontal und 2.000 mm vertikal. Somit lag die Gittergröße zwischen 3,5 mm und 35 mm. Der Keilwinkel war 2,5°.

Laminare Simulationen wurden mit dem *multicomponentFluid*-Löser der CFD-Software OpenFOAM v11 [24] durchgeführt. Lediglich die Gasphase wurde modelliert unter der Annahme, dass Eisenpartikel die Gasströmung perfekt verfolgen. Gelöst wurden die instationären kompressiblen Navier-Stokes-Gleichungen in konservativer Form. Die Simulationsdauer für die Initialisierung des Strömungsfeldes betrug 1,5 s physikalischer Zeit, bevor das Eisen für weitere 0,5 s angezündet wurde. Anschließend sind die Simulationen für drei Sekunden weitergelaufen, damit die Flamme stationär wird. Dieses Verhalten, am Ende der insgesamt fünf Sekunden, wurde analysiert. Diffusion wurde durch das Fick'sche Gesetz modelliert, mit Literaturwerten für die Diffusionskoeffizienten der einzelnen Spezies [25].

Tab. 1: Sektionen, die verwendet wurden, um die Partikelgrößenverteilung von Eisen(oxid)pulver zu modellieren

Sektion	Minimaler Wert in µm	Maximaler Wert in µm
1	0,5	1
2	1	2
3	2	4
4	4	8
5	8	16
6	16	32

2.2. Turbulente Simulationen

Da das turbulente Modell eine Weiterentwicklung des laminaren Modells ist, wurden viele Elemente davon übernommen. Im Folgenden wird lediglich auf die Unterschiede eingegangen.

Neben der Eisenverbrennung wurde auch die Methanverbrennung mit einem Vier-Schritt-Mechanismus aus der Literatur [26] modelliert. Dieser besteht aus vier Reaktionen: die Oxidation von Methan in Kohlenmonoxid (CO) und H_2, die Wassergas-Shift-Reaktion zwischen CO, Wasser (H_2O), CO_2 und H_2, und die zwei Gleichgewichtsreaktionen zwischen CO, O_2 und CO_2 sowie zwischen H_2, O_2 und H_2O. Dieser Mechanismus wurde für magere Reaktionsbedingungen (in Bezug auf Methan) entwickelt und ist daher gut geeignet, eine Methan-Hilfsflamme zu simulieren.

Da das turbulente Modell gegen einen Eisen-Methan-Brenner validiert werden sollte, wurde dieser als Grundlage des Simulationsgitters verwendet. Es wurde ein pseudo-2D keilförmiges Gitter konstruiert mit insgesamt 1,2 Millionen Zellen. Nur der Brenner, mit sämtlichen Ein- und Auslässen, wurde modelliert. Der Keilwinkel war 0,5°.

Turbulente Simulationen in Form von Large Eddy Simulations (LES) wurden ebenfalls mit dem *multicomponentFluid*-Löser der CFD-Software OpenFOAM v11 durchgeführt. Es wurden die kompressiblen, Favre-gefilterten Navier-Stokes-Gleichungen in konservativer Form gelöst. Als Filterlänge wurde die Kubikwurzel des Zellvolumens verwendet; die Modellierung von Turbulenz auf Skalen kleiner als diese Länge wurde mit einem Ein-Gleichungs-Wirbelviskositätsmodell durchgeführt. Simulationen wurden zunächst mit lokalen Zeitschritten (local time stepping) für 10.000 Iterationen durchgeführt, um das Strömungsfeld zu initialisieren. Die Dauer der anschließenden instationären Simulationen mit chemischen Reaktionen und Zündung betrug 0,1 s physikalischer Zeit.

3. Ergebnisse und Diskussion

Zunächst werden Ergebnisse der laminaren Simulationen vorgestellt und diskutiert. Hier wurde ein laminarer Eisen-Bunsenbrenner numerisch repliziert. Anschließend werden Ergebnisse der turbulenten Simulationen, die durchgeführt wurden um einen turbulenten Eisen-Methan-Brenner zu replizieren, vorgestellt und diskutiert.

3.1. Laminare Simulationen

Abbildung 2 zeigt eine laminare Eisenflamme. Links ist der molare Überschuss an Eisen gegen Eisenoxid dargestellt und rechts die Wärmefreisetzungsrate, am unteren Ende auf 10^4 J s^{-1} begrenzt. Des Weiteren wird das Temperaturfeld um die Flamme herum durch Konturlinien dargestellt: Die Konturlinie innen stellt 1.800 K dar, die Konturlinie außen stellt 600 K dar und der Abstand zwischen benachbarten Konturlinien beträgt 300 K. Wie zu erwarten, wird Eisen fast vollständig oxidiert. Ferner stimmen die Form und Struktur der Flamme mit experimentellen und numerischen Ergebnissen überein.

Die laminare Flammengeschwindigkeit als Funktion der mittleren Geschwindigkeit am Brennerauslass wird in Abbildung 3 dargestellt. Gezeigt werden verschiedene Werte: unsere Werte, Werte einer Simulation ohne sektionale Auflösung der PSD sowie Literaturwerte für den Eisen-Bunsenbrenner, sowohl experimentell als auch numerisch. Unsere Flammengeschwindigkeiten betragen etwa die Hälfte der numerischen und experimentellen Geschwindigkeiten des Bunsen-Brenners, sind aber nah an den theoretischen Geschwindigkeiten für Eisenflammen unter Mikrogravitation. Der experimentelle Wert der laminaren

Flammengeschwindigkeit für Eisenflammen unter Mikrogravitation stimmt mit diesem Wert, und somit mit unseren Werten, gut überein. Grund hierfür ist, dass wir Eisenpartikel so behandeln, dass sie perfekt der Gasströmung folgen. In den numerischen Literaturversuchen sowie in den Experimenten wurde für die Berechnung der Gravitationskraft die Masse des Eisens verwendet, während in unseren Simulationen der entsprechende Term der Navier-Stokes-Gleichungen die Luftdichte beinhaltet. Somit ist die Gravitationskraft, die auf die Eisenpartikel wirkt, viel geringer in unseren Simulationen als in der Wirklichkeit.

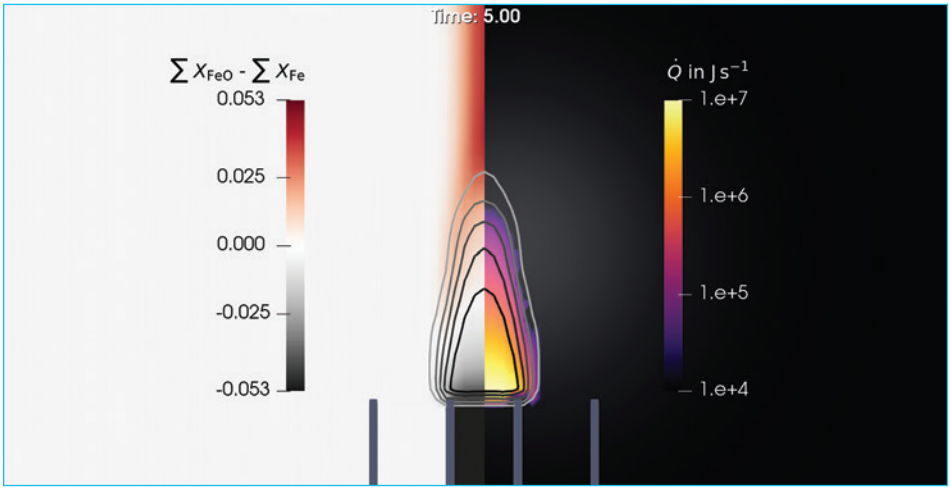


Abb. 2: Molarer Überschuss (links), Wärmefreisetzungsrate (rechts) und Temperaturkonturlinien (1800 K innen, 600 K außen) einer laminaren Eisenflamme

Der Umsatzgrad der festen Eisenpartikel in Abhängigkeit von deren Höhe über den Brennerauslass wird in Abbildung 4 dargestellt. Es wurden Mittelwerte über alle Sektionen gebildet, dabei sind die Fehlerbalken zu klein, um sichtbar zu werden. Somit kann gefolgert werden, dass der Umsatzgrad kaum von der Partikelgröße abhängt. Dies ist überraschend, da der Umsatzgrad eine Funktion der chemischen Kinetik ist. Die laminare Flammengeschwindigkeit ist ebenfalls eine Funktion der chemischen Kinetik und sie unterscheidet sich deutlich für unterschiedliche Sektionen. Die Lage der Flammenspitze ist auch in der Abbildung eingetragen. Während der Umsatz insgesamt fast vollständig ist, wurden an der Flammenspitze nur 58 % der Eisenpartikel vollständig umgesetzt. Der Umsatzgrad bezieht sich auf festes Eisenoxid und die restlichen 42 % sind jene Partikel, die zwar oxidiert wurden, aber noch flüssig sind. Insgesamt bedeutet dies, dass Partikel zwar in der Flamme oxidieren, aber danach nicht unbedingt fest werden. Die Flammenkontur stimmt grob mit der 900-K-Temperaturkonturlinie überein, während der Schmelzpunkt von Eisenoxid bei 1.650 K liegt. Dies suggeriert ein Überhitzen der Eisenpartikel während der Verbrennung und spiegelt deren Mikroreaktor-Verhalten wider.

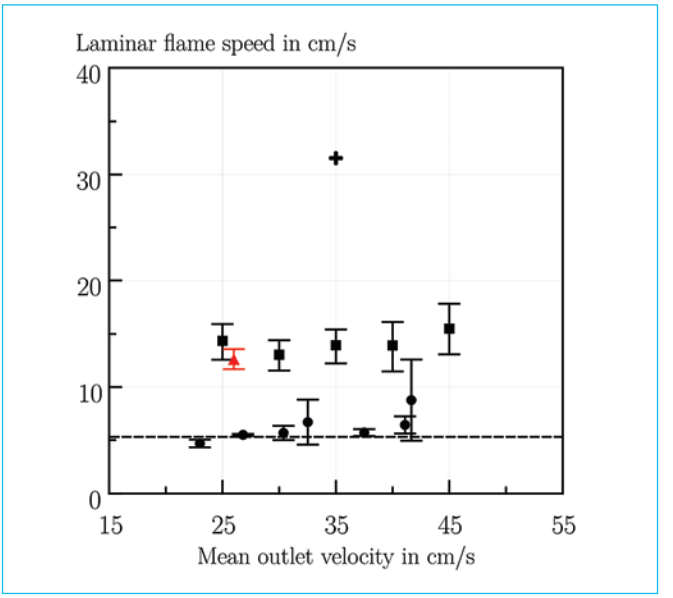


Abb. 3: Die laminare Flammengeschwindigkeit von Eisenpulverflammen: unsere Ergebnisse (Kreise), unser Wert ohne sektionale Darstellung der PSD (Kreuz), Literaturwerte für den Eisen-Bunsenbrenner (Experimente [14]: Quadrate, Simulation [15]: rotes Dreieck), und stationäre Eisenflammen unter Mikrogravitation [12] (gestrichelte Linie)

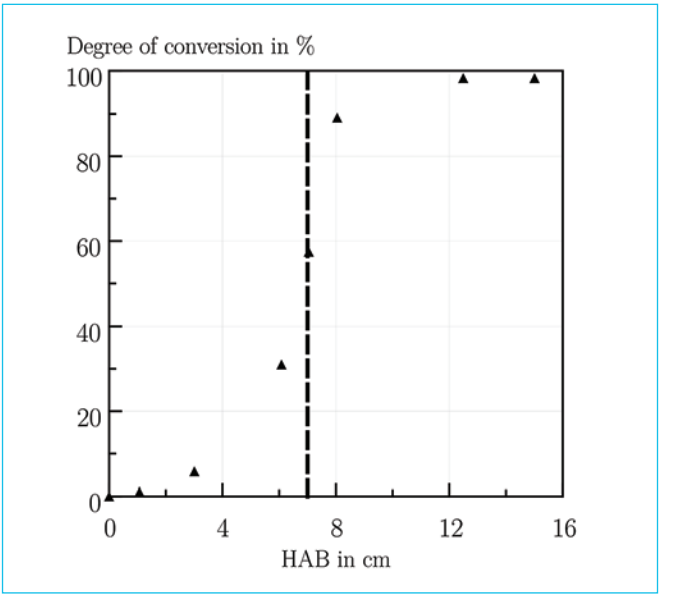


Abb. 4: Der Umsatzgrad von Eisenpartikeln in Abhängigkeit von deren Höhe über dem Brennerauslass. Die gestrichelte Linie stellt die Lage der Flammenspitze dar.

3.2. Turbulente Simulationen

Im Folgenden werden die turbulenten Simulationen, mit denen ein turbulenter Eisen-Methan-Brenner repliziert wird, dargestellt. Abbildung 5 zeigt das Temperaturfeld sowie das gemittelte Geschwindigkeitsfeld im turbulenten Eisen-Methan-Brenner. Im Vergleich zur Literatur ist viel mehr Rezirkulation zu sehen. Eisenpartikel besitzen aufgrund ihrer Masse eine Trägheit, die experimentell sowie numerisch zu einer Glättung des Geschwindigkeitsfeldes führt. Dieser Effekt ist in unseren Simulationen nicht vorhanden, da nur die Luftströmung berechnet wird. Die Temperatur erreicht einen Spitzenwert von 1.679 K, bei dem Großteil der Flamme beträgt sie jedoch eher 1.200 K. Diese Werte sind sowohl für Methan als auch für Eisen realistisch. Die Überhitzung der Eisenpartikel, sodass sie Temperaturen über 2.000 K erreichen, wird im Gegensatz zu der Literatur [19] hier nicht beobachtet. Dieser Zustand der Eisenpartikel wird erst im späteren Verlauf der Verbrennung erreicht.

Abbildung 6 zeigt ebenfalls die turbulente Eisen-Methan-Flamme. Links ist die Wärmefreisetzungsrate zu sehen, am unteren Ende auf 10^4 J s^{-1} begrenzt. Rechts ist der molare Überschuss an Kohlendioxid gegen Methan dargestellt. Es sind gefaltete Flammen vorhanden, die wenig Verdickung aufweisen trotz der erhöhten Rezirkulation.

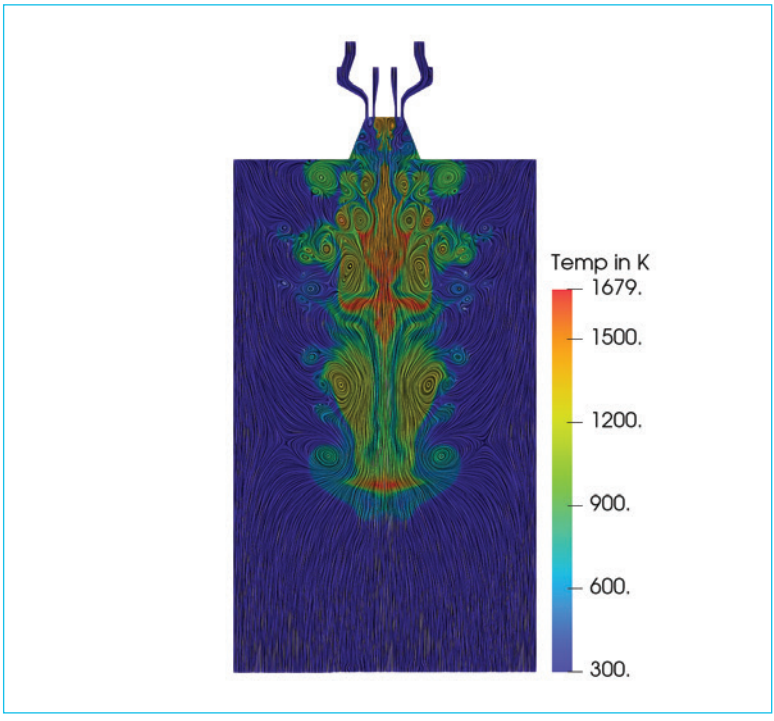


Abb. 5: Temperaturfeld einer turbulenten Eisen-Methan-Flamme. Das Geschwindigkeitsfeld im Brenner ist durch die Stromlinien sichtbar.

Die Flammen mit einer hohen Wärmefreisetzung (hellgelb im Bild) sind dünn und gefaltet, jedoch nicht verdickt. Die Flammen mit einer etwas niedrigeren Wärmefreisetzung (violett-orange im Bild) sind dagegen verdickt, vermutlich auch durch die hohe Rezirkulation im Brenner.

Da die hellgelben Bereiche über einen hohen CO_2-Überschuss verfügen, während die violetten Bereiche mit einem mäßigen CO_2-Überschuss übereinstimmen, suggeriert dies, dass dort, wo die CO_2-Bildung am stärksten ist, die Turbulenz am geringsten ist, während dort, wo die Turbulenz stark ist, die CO_2-Bildung gering ist. Dass die Wärmefreisetzung ausschließlich durch die CO_2-Bildung hervorgerufen wird liegt daran, dass Eisen in unseren Simulationen kaum oxidiert wird.

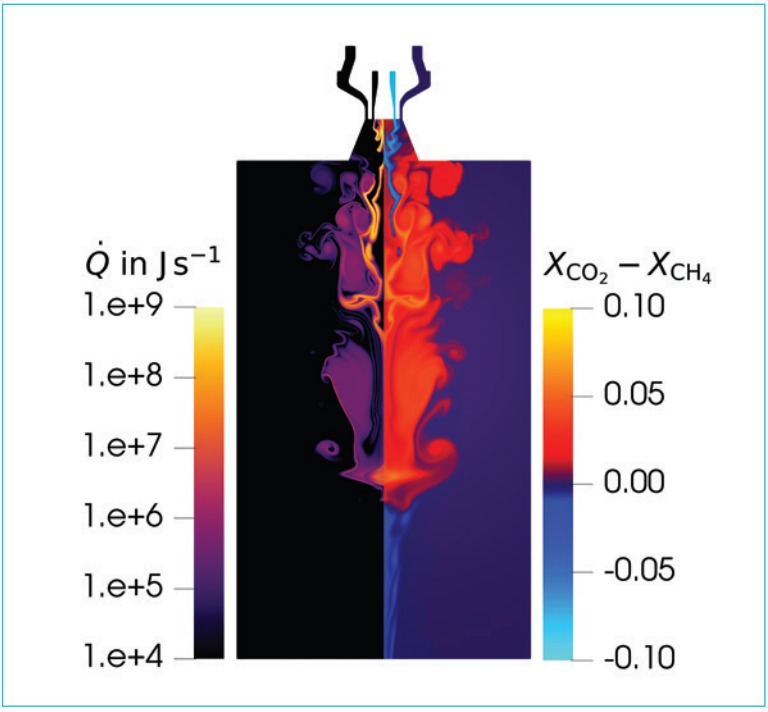


Abb. 6: Wärmefreisetzungsrate (links) und molarer Überschuss an Kohlendioxid gegen Methan (rechts) einer turbulenten Eisen-Methan-Flamme

Dies könnte damit zusammenhängen, dass die Zündung bei der turbulenten Simulation nur für 0,1 s läuft. Bei der laminaren Simulation lief die Zündungsphase für 0,5 s und die Flamme für zusätzliche drei Sekunden. Des Weiteren haben Versuche der reinen Eisenpulververbrennung gezeigt, dass Eisen mit dieser Partikelgröße sehr lange benötigen kann, bis die Zündung erfolgt [17].

4. Zusammenfassung und Ausblick

Die Umrüstung der Kohlekraftwerke auf Eisenpulver ist keine rein theoretische Betrachtung, sondern eine praktische Lösung zu einer großen Frage der Energiewende. Erste Arbeiten zeigen zwar, dass die Aussichten gut sind und die Umrüstung ein richtiger Schritt wäre, trotzdem bleiben offene Aufgaben. Dazu gehört das Verhalten der turbulenten Eisenflamme im industriellen Brenner, eine Aufgabe, zu der diese Arbeit erste Erkenntnisse liefert.

Es wurde ein Modell für die Eisenpulververbrennung präsentiert, dass die Probleme bisheriger Modelle bezüglich Skalierbarkeit und Rechenaufwand umgeht. CFD-Simulationen mit diesem Modell wurden verwendet, um einen laminaren Eisen-Bunsenbrenner numerisch zu replizieren. Form und Struktur der Flamme stimmen mit der Literatur überein und die beobachtete laminare Flammengeschwindigkeit beträgt etwa die Hälfte des Literaturwerts. Dies liegt wahrscheinlich daran, wie der Löser die Gravitationskraft behandelt. Das erklärt auch die Tatsache, dass der beobachtete Wert nah an den theoretischen und experimentellen Werten für die laminare Flammengeschwindigkeit von Eisenpulver unter Mikrogravitation liegt. Das Mikroreaktor-Verhalten von Eisenpulver wurde durch den Umsatzgrad des Pulvers in Abhängigkeit von der Höhe über dem Brenner gezeigt. Anschließend wurde das Modell erweitert, um einen turbulenten Eisen-Methan-Brenner zu replizieren. Aufgrund der fehlenden Trägheit der simulierten Eisenpartikel hat das Geschwindigkeitsfeld mehr Rezirkulation gezeigt als in der realen Brennkammer. Die Flammentemperaturen stimmen mit denen, die für Eisen und Methan vorkommen können, überein, allerdings ohne die charakteristische Überhitzung von Eisenpartikeln, die vermutlich erst später im Verlauf der Verbrennung vorkommt. Ein Blick auf die Flamme zeigt, dass sowohl verdickte als auch gewellte Flammen vorhanden sind, allerdings entstehen beide durch die Verbrennung von Methan. Eisen wird kaum oxidiert, da die Zündungsphase zu kurz gewesen ist. Zukünftige Arbeiten werden darauf fokussieren, die Simulationen länger laufen zu lassen, da erwartet wird, dass sich viele der Limitierungen dieser Arbeit damit lösen werden. Darüber hinaus wird an der Modellierung mittels Reynolds-Averaged-Navier-Stokes-Simulationen (RANS) gearbeitet, um auch daraus neue Erkenntnisse zu gewinnen. Ferner wird der Einfluss der Zündungsphase untersucht. All diese Schritte werden dazu beitragen, die Herausforderungen, Braunkohlekraftwerke auf Eisen umzurüsten, herauszuarbeiten, um damit diese Technologie weiter voranzutreiben.

5. Quellen

[1] Y. He, S. Guo, P. Dong, D. Lv und J. Zhou, *Feasibility analysis of decarbonizing coal-fired power plants with 100% renewable energy and flexible green hydrogen production*, Energy Conversion and Management, Bd. 290, p. 117232, 2023.

[2] P. Debiagi, R. C. Rocha, A. Scholtissek, J. Janicka und C. Hasse, *Iron as a sustainable chemical carrier of renewable energy: Analysis of opportunities and challenges for retrofitting coal-fired power plants*, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Bd. 165, p. 112579, 2022.

[3] J. Janicka, P. Debiagi, A. Scholtissek, A. Dreizler, B. Epple, R. Pawellek, A. Maltsev und C. Hasse, *The potential of retrofitting existing coal power plants: A case study for operation with green iron*, Applied Energy, Bd. 339, p. 120950, 2023.

[4] J. Neumann, Q. Fradet, A. Scholtissek, F. Dammel, U. Riedel, A. Dreizler, C. Hasse und P. Stephan, *Thermodynamic assessment of an iron-based circular energy economy for carbon-free power supply*, Applied Energy, Bd. 368, p. 123476, 2024.

[5] M. L. Ali, Q. Fradet und U. Riedel, *Particle-resolved computational modeling of hydrogen-based direct reduction of iron ore pellets in a fixed bed. Part I: Methodology and validation*, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 87, p. 332–343, 2024.

[6] M. L. Ali, S. Mehlhose, Q. Fradet und U. Riedel, *Particle-resolved computational modeling of hydrogen-based direct reduction of iron ore pellets in a fixed bed. Part II: Influence of the pellet sizes and shapes*, International Journal of Hydrogen Energy, Bd. 86, p. 1401–1413, 2024.

[7] C. Harpprecht, R. Sacchi, T. Naegler, M. van Sluisveld, V. Daioglou, A. Tukker und B. Steubing, *Future environmental impacts of global iron and steel production*, Energy & Environmental Science, Bd. 18, Nr. 16, p. 8009–8028, 2025.

[8] B.-D. Nguyen, D. Braig, A. Scholtissek, D. Ning, T. Li, A. Dreizler und C. Hasse, *Ignition and kinetic-limited oxidation analysis of single iron microparticles in hot laminar flows*, Fuel, Bd. 371, p. 131866, 2024.

[9] D. Ning, Y. Li, T. Li, B. Böhm und A. Dreizler, *Size-resolved ignition temperatures of isolated iron microparticles*, Combustion and Flame, Bd. 270, p. 113779, 2024.

[10] M. P. Deutschmann, A. Sperling, E. Covini, B. Böhm, A. Dreizler und H. Nirschl, *Single iron particle combustion – A morphology study of partially oxidized iron particles*, Powder Technology, Bd. 445, p. 120102, 2024.

[11] M. Soo, X. Mi, S. Goroshin, A. J. Higgins und J. M. Bergthorson, *Combustion of particles, agglomerates, and suspensions – A basic thermophysical analysis*, Combustion and Flame, Bd. 192, p. 384–400, 2018.

[12] S. Goroshin, F.-D. Tang, A. J. Higgins und J. H. Lee, *Laminar dust flames in a reduced-gravity environment*, Acta Astronautica, Bd. 68, Nr. 7–8, p. 656–666, 2011.

[13] C. van Gool, T. Hazenberg, J. A. van Oijen und L. Goey, *Numerical determination of iron dust laminar flame speeds with the counter-flow twin-flame technique*, Combustion and Flame, Bd. 266, p. 113524, 2024.

[14] M. Fedoryk, B. Stelzner, S. Harth und D. Trimis, *Experimental investigation of the laminar burning velocity of iron-air flames in a tube burner*, Applications in Energy and Combustion Science, Bd. 13, p. 100111, 2023.

[15] T. Hazenberg, D. Braig, M. A. Fedoryk, J. Mich, F. P. Hagen, S. R. Harth, B. Stelzner, A. Scholtissek, D. Trimis und C. Hasse, *Analyzing iron dust bunsen flames using numerical simulations*, Fuel, Bd. 403, p. 136094, 2026.

[16] T. Hazenberg, D. Braig, J. Mich, A. Scholtissek und C. Hasse, *Numerical analysis of the stability of iron dust Bunsen flames*, Proceedings of the Combustion Institute, Bd. 41, p. 105861, 2025.

[17] R. Mehmood, Q. Fradet, S. Grusla, T. Zschunke und U. Riedel, *Eisenpulververbrennung in einer Kohlebrennkammer*, 32. Deutscher Flammentag, 2025, Paderborn.

[18] W. Prasidha, M. Baigmohammadi, Y. Shoshin und P. Goey, *Towards an efficient metal energy carrier for zero–emission heating and power: Iron powder combustion*, Combustion and Flame, Bd. 268, p. 113655, 2024.

[19] P. Steffens, J. Hebel, D. Braig, A. Vahl, L. L. Berkel, S. Schary, H. Nicolai, A. Scholtissek, A. Dreizler, B. Böhm und C. Hasse, *Exploring turbulent methane-assisted iron dust combustion: A combined experimental and numerical study of a 47 kW th lab-scale combustor*, Fuel, Bd. 392, p. 135205, 2025.

[20] Q. Fradet, M. Braun-Unkhoff und U. Riedel, *Parametrization of a Sectional Approach for the Entrained-Flow Gasification of Biomass Char*, Energy & Fuels, Bd. 35, Nr. 19, p. 15752–15769, 2021.

[21] J. Mich, D. Braig, T. Gustmann, C. Hasse und A. Scholtissek, *A comparison of mechanistic models for the combustion of iron microparticles and their application to polydisperse iron-air suspensions*, Combustion and Flame, Bd. 256, p. 112949, 2023.

[22] A. Sato, R. Nakagawa, S. Yoshimatsu, A. Fukuzawa und T. Ozaki, *Melting Rate of Iron Oxide Pellets into Iron Melt*, Transactions of the Iron and Steel Institute of Japan, Bd. 21, Nr. 12, p. 879–886, 1981.

[23] Q. Fradet, M. Kurnatowska und U. Riedel, *Thermochemical reduction of iron oxide powders with hydrogen: Review of selected thermal analysis studies*, Thermochimica Acta, Bd. 726, p. 179552, 2023.

[24] H. G. Weller, G. Tabor, H. Jasak und C. Fureby, *A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques*, Computers in Physics, Bd. 12, Nr. 6, p. 620–631, 1998.

[25] D. R. Burgess Jr., *Self-diffusion and binary-diffusion coefficients in gases*, Report No. NIST TN 2279, National Institute of Standards and Technology, 2024. doi.org/10.6028/NIST.TN.2279

[26] A. Abou-Taouk, I. R. Sigfrid, R. Whiddon und L. E. Eriksson, *A Four-Step Global Reaction Mechanism for CFD Simulations of Flexi-Fuel Burner for Gas Turbines*, Begell House, Begellhouse, 2012, p. 12.

POWER
Service Solutions

TRUSTED PARTNER

FOR 360° POWER SERVICE SOLUTIONS



Power Service Solutions, als Nachfolger der Mitsubishi Power Europe GmbH, ist ein führender Technologie- und Servicedienstleister für innovative, umweltfreundliche Energielösungen.

Unser Schwerpunkt liegt auf Energieerzeugung, Industrieanlagen sowie Waste-to-Energy-Systemen. Wir bieten maßgeschneiderte Lösungen zur Dekarbonisierung in den Bereichen Feuerungstechnik, Kesselanlagen, Wartungskonzepte sowie der Modernisierung und Erweiterung bestehender Systeme.

Scan for
CONTACT DETAILS

https://power-service-solutions.com

Silicium als Energiespeicher – Ergebnisse einer experimentellen Untersuchung

Christian Baum, Jörg Maier und Markus Reinmöller

1. Einleitung und Stand der Technik 399
2. Methodisches Vorgehen 401
3. Ergebnisse und Diskussion 403
4. Einordnung der Ergebnisse 404
5. Zusammenfassung und Ausblick 406
6. Quellen 407

1. Einleitung und Stand der Technik

Um die Folgen der treibhausgasbedingten Klimaveränderung abzumildern, ist eine umfassende Umgestaltung des Energiesystems hin zu einer nachhaltigen Energieerzeugung erforderlich. Seit Inkrafttreten des Europäischen Grünen Deals im Jahr 2019 und den damit verbundenen Maßnahmen, wie dem Kohleausstieg, wurde die Stromerzeugung durch erneuerbare Energiequellen immer weiter ausgebaut, sodass im Jahr 2024 über 50 % des Stroms in Deutschland hieraus produziert wurden [1]. Für eine noch intensivere Nutzung stellen die natürlichen Schwankungen über den Tages- und Jahresverlauf eine der größten Herausforderungen dar. Unter allen technisch verfügbaren Speichertechnologien ist Wasserstoff ein vielversprechendes und vor allem vielseitiges Medium – weißt allerdings eine verhältnismäßig geringe volumenspezifische Energiedichte im Vergleich zu den konventionellen Energieträgern auf. Ein alternatives Konzept zur Speicherung von großen Energiemengen ist daher die Verwendung von Metallen. Dabei wird, wie in Abbildung 1 dargestellt, elementares Metall in Pulverform oxidiert, wobei Energie in Form von Wärme freigesetzt wird. Diese Wärme kann zur Stromerzeugung in Dampfkraftwerken oder Industrieprozessen genutzt werden. Das entstehende Metalloxid kann anschließend durch den Reduktionsprozess wieder in Metall umgewandelt werden, wodurch der Kreislauf geschlossen wird [2].

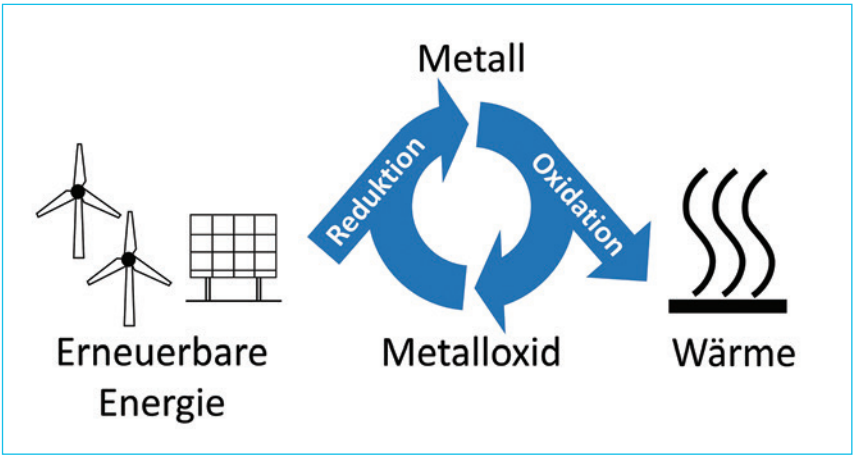


Abb. 1: Flussdiagramm für die Nutzung von Metallen als Energiespeichermedium

Das bisher wohl bekannteste und anschaulichste Einsatzgebiet der Metalloxidation ist die Pyrotechnik, wo Metalle in Feuerwerkskörpern eingesetzt werden, um farbenfrohe Lichteffekte zu erzeugen [3] [4] [5]. Die Idee, diese freiwerdende Energie gezielter zu nutzen, wurde bereits in der Raketen- [6] [7] [8] und Sprengstoffforschung [9] vorangetrieben und im Laufe der Zeit optimiert. Eine gezielte Nutzung als Energieträger wurde bereits in den 2000er Jahren beispielsweise von Auner et al. [10] verfolgt, um neue Energiespeicherkapazitäten zur Kompensation schwankender erneuerbarer Energiequellen zu entwickeln. Ein großes Argument für diese Technologie ist, dass vorhandenes Know-How aus der Handhabung und Verbrennung von Kohle übertragen oder genutzt werden könnte. Zusätzlich könnte auch die durch den Kohleausstieg stillgelegte Infrastruktur weiter genutzt werden. Positive Eigenschaften von Dampfkraftwerken, wie beispielsweise deren rotierenden Massen, könnten in diesem Konzept außerdem einen wichtigen Betrag für die Netzstabilität leisten.

Für die konkrete Nutzung als Energiespeichermedium sind in Abbildung 2 alle technisch nutzbaren Metalle des Periodensystems aufgeführt, wobei alle toxischen Metalle oder solche mit toxischen Oxiden bereits ausscheiden. Die verbleibenden Metalle sind zusammen mit den kohlenstoffbasierten Brennstoffen (schwarz: Kohle, Diesel, Benzin und Flüssigerdgas) und H_2 als kohlenstofffreier Energieträger entsprechend ihrer massen- und volumenspezifischen Energiedichte aufgetragen. Ähnlich zu den herkömmlichen Energieträgern weisen diese Metalle ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen der volumen- und massenbezogenen Energiedichte auf, mit einer tendenziell höheren volumenspezifischen Energiedichte.

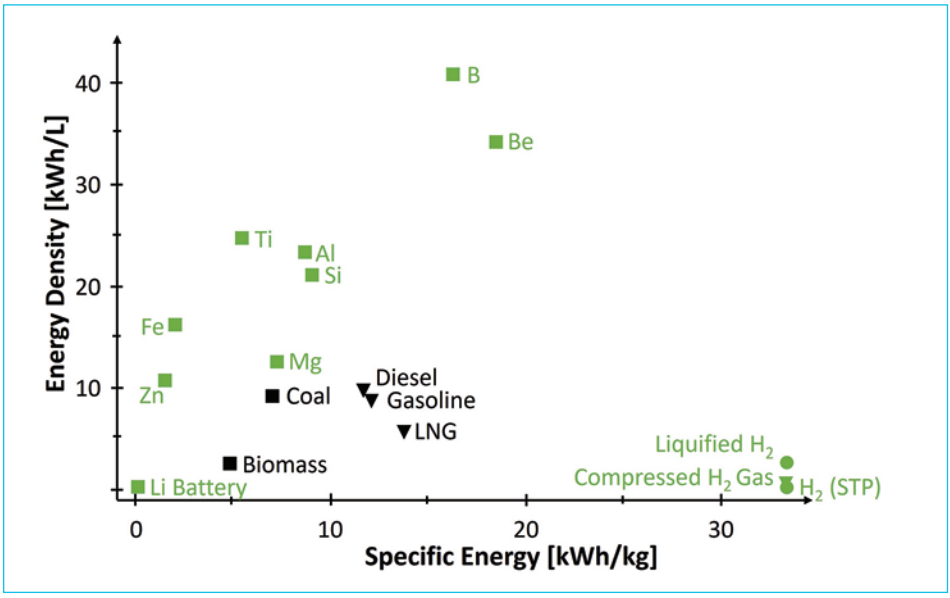


Abb. 2: Aufgetragene massen- volumenspezifische Energiedichten (○ ...gasförmige Brennstoffe, ▽ ...flüssige Brennstoffe, □ ...feste Brennstoffe bei Standardbedingungen; grün...kohlenstofffreie Brennstoffe, schwarz...kohlenstoffbasierte Brennstoffe) [11]

Aus Abbildung 2 wurden für die Auswahl des idealen Metalls nur jene berücksichtigt, die auch wirtschaftlich verfügbar sind. Aus den verbleibenden Metallen Eisen (Fe), Aluminium (Al), Magnesium (Mg) und Silicium (Si) wurde Si gewählt, da dessen Energiedichte von 32 MJ/kg [10] im Bereich von gewöhnlicher Steinkohle bei 30 – 33 MJ/kg [12] liegt. Ein wesentlicher Vorteil wäre, dass Transport- und Lagerkapazitäten ähnlich zur Kohleverbrennung dimensioniert werden müssten und daher bestehende Infrastrukturen hierfür weiter genutzt werden könnten. Darüber hinaus ist das Endprodukt (SiO_2) der Oxidation chemisch betrachtet Sand, der beispielsweise nach Erreichen des Lebenszyklusendes auch in der Glas- oder Bauindustrie verwendet werden könnte.

2. Methodisches Vorgehen

Für die Untersuchung der Si-Verbrennung wurde am Institut für Energieverfahrenstechnik und Dynamik in Energiesystemen (IED) der Universität Stuttgart ein atmosphärischer Flugstrom-Reaktor (BTS-VR; Abbildung 3) verwendet. Er besteht aus einem vertikal ausgerichteten Keramikrohr (Durchmesser 200 mm, Länge 2500 mm) mit einem Brenner an der Oberseite zur Dosierung der pulverförmigen Partikel. Die Zylinderwand des Reaktors ist axial in fünf Heizzonen unterteilt, von denen jede elektrisch auf einen Temperaturbereich von 800 bis 1300 °C beheizt werden kann, um konstante Reaktionsbedingungen zu

erzeugen. Über ein speziell entwickeltes Dosiersystem wird der Brennstoff bis zu einer maximalen thermischen Leistung von 20 kW_{th} zugeführt. Die Verbrennung kann mittels einer Kamera und eines Gasmesssystems über die untere Öffnung der Brennkammer überwacht und analysiert werden. Die Kamera bietet einen axialen Blick entlang der Mittellinie durch den Reaktor bis zur Brenneröffnung. Der Reaktionsfortschritt kann entlang der Mittelachse mit einer zusätzlichen mobilen Gasmessung analysiert werden. In den durchgeführten Experimenten wurde die Wandtemperatur (ϑ_{wand}) auf 1300 °C eingestellt, die Wärmezufuhr über den Brennstoff (P_{th}) betrug 10 kW_{th} (Brennstoffmassenstrom: 1,09 kg/h); die mobile Gasmessung wurde am Ende der Brennkammer positioniert. Zusätzlich wurde die Verbrennungsluft elektrisch auf eine Temperatur (ϑ_{vorh}) von 600 °C vorgewärmt, um einen schnelleren Aufheizprozess der Partikel zu erzielen.

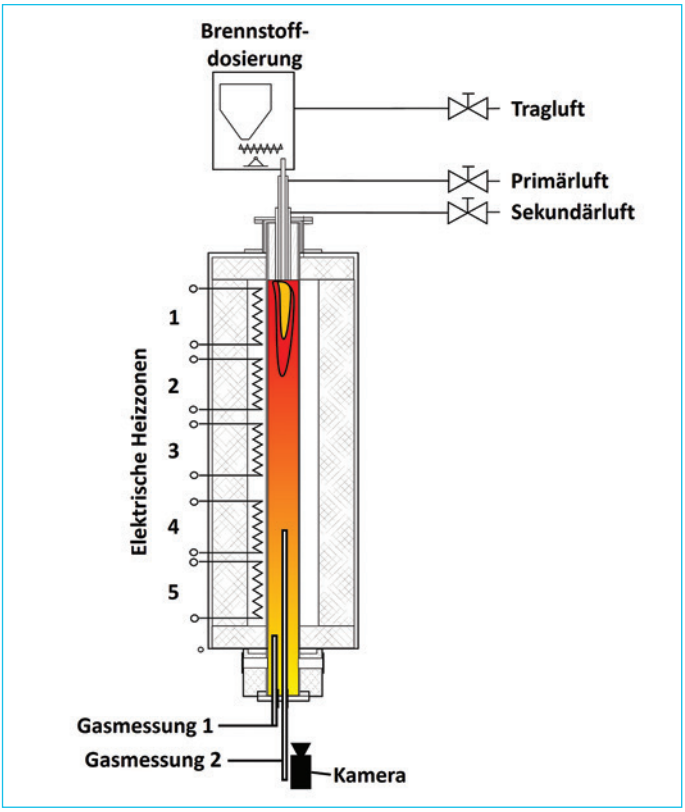


Abb. 3: Atmosphärischer Flugstrom-Reaktor (BTS-VR) am IED

Für die Durchführung der Experimente wurde ein Standardbrenner mit mehreren Ringspalten verwendet. Die Zufuhr des festen Brennstoffs erfolgte über den innersten Ringspalt, während die erforderliche Verbrennungsluft über die äußeren Ringspalten eingeleitet wurde. Um den Einfluss der Partikelgröße

zu untersuchen, wurden zwei Chargen von pulverisiertem Silicium mit unterschiedlichen Korngrößen (d_{90} = 4,5 µm und 125 µm) betrachtet. Die gewählten Verbrennungsparameter wurden anhand von Erfahrungswerten aus der Kohleverbrennung mit einem Luft-Brennstoff-Verhältnis von λ = 1,15 gewählt. Anhand der Abmaße des Brenners und den zugeführten Volumenströmen ergibt sich für die Partikel eine rechnerische Verweilzeit von ca. 5,2 s im Reaktor.

3. Ergebnisse und Diskussion

Während der Versuche konnte die Bildung von extrem feinen, weißen Partikeln beobachtet werden, bei denen es sich um das Reaktionsprodukt SiO_2 handelt. Zudem konnte ein leichtes Pulsieren in der Reaktorkammer beobachtet werden, was auf eine ungleichmäßige Dosierung des Brennstoffs zurückzuführen ist. Trotz mehrmaliger Optimierungsmaßnahmen konnte dies nicht vollständig behoben werden, sodass eine ideale und damit klumpenfreie Dosierung eine der großen Herausforderungen für weitere Forschungen bleibt.

Der Prozess wurde mittels einer einfachen Energiebilanz bewertet, in der alle ein- und ausgehenden Material- und Wärmeströme berücksichtigt werden. Durch die Überwachung der Leistungsaufnahme der elektrischen Heizelemente kann eine exotherme Reaktion im Reaktor festgestellt werden. Zu Beginn wurde in einem Referenzszenario die elektrische Leistungsaufnahme der Heizelemente ohne Brennstoffzufuhr (mit lediglich Verbrennungsluftzufuhr) überwacht. Während des eigentlichen Testbetriebs mit Brennstoff konnte in Zone 1 bei allen Chargen ein leichter Anstieg des Leistungsbedarfs bei leicht absinkender Reaktortemperatur gegenüber des Referenzszenarios verzeichnet werden. Dies ist auf die Zufuhr des kälteren Brennstoffs zurückzuführen. In den nachfolgenden Zonen 2 und 3 sank die zugeführte Leistung auf null, während die Temperaturen leicht über den Referenzwert anstiegen. In den unteren Zonen (4 und 5) konnte wiederum eine Leistungsaufnahme beobachtet werden, die jedoch leicht unter dem Referenzwert lag.

Der Temperaturanstieg in Verbindung mit der stark reduzierten elektrischen Heizleistung in den Zonen 2 und 3 lässt sich auf die abgegebene Wärme des Siliciums während des Verbrennungsprozesses zurückführen. Die gemessenen Leistungen in den Zonen 4 und 5 deuten darauf hin, dass in diesen Zonen keine wesentliche Reaktion mehr stattfindet, sondern diese bereits davor abgeschlossen ist. Der Stromverbrauch aller Heizzonen wurde im Standby-Modus auf 22,9 kW berechnet. Durch die Zufuhr des Brennstoffs sank dieser auf 15,4 kW ab. Es wird angenommen, dass die verbleibende Leistung mit hoher Wahrscheinlichkeit als Wärme über den Abgasstrom verloren geht.

Die Analyse der Abgaszusammensetzung liefert weitere Informationen über den Oxidationsprozess des Si. Zu Beginn der Versuche konnte ein rascher Rückgang der Sauerstoffkonzentration beobachtet werden. Gemäß der Verbrennungsberechnung wäre bei einem eingestellten Luft-Brennstoff-Verhältnis von $\lambda = 1{,}15$ nach vollständiger Verbrennung ein Restsauerstoffgehalt von 3,3 Vol.-% messbar, wobei höhere Werte auf eine unvollständige Verbrennung hindeuten.

Die feine Charge zeigte den deutlicheren Rückgang der Sauerstoffkonzentration, obgleich die O_2-Konzentration nicht auf den für eine vollständige Verbrennung erforderlichen Wert absank. Die gröbere Partikelcharge zeigte einen qualitativ ähnlichen Verlauf auf einem deutlich höheren Niveau und deutete somit auf einen schlechteren Sauerstoffverbrauch hin. Aus den gemessenen Sauerstoffkonzentrationswerten wurde der theoretische Massenanteil des umgesetzten Siliciums mit durchschnittlich 80 Ma.-% für die feine und 28 Ma-% für die grobe Charge berechnet. Somit lässt sich anhand der Versuche sagen, dass mit feineren Chargen ein höherer Verbrennungswirkungsgrad erzielt werden kann. Dies deckt sich auch mit anderen experimentellen Untersuchungen aus der Literatur [13].

Bei der Auswertung der Stickoxidkonzentrationen wurden extrem hohe Werte von teilweise über 8500 ppm_v verzeichnet. Der dominierende Bildungsmechanismus für das NO_x ist mit hoher Wahrscheinlichkeit thermisches NO, was vor allem durch die sehr hohen Flammentemperaturen bei der Metallverbrennung von bis zu 2800 K zu erklären ist [14] [13].

4. Einordnung der Ergebnisse

Für die bessere Einordnung der Ergebnisse sollen diese mit dem für Kohle bekannten Wissen und den technischen Erfahrungen verglichen werden. Eine sowohl für Si als auch für Kohle geltende Erkenntnis ist, dass die Partikelgröße den Reaktionsverlauf maßgeblich beeinflusst [14]. Dies lässt sich auf die spezifische Oberfläche und die dadurch verfügbare Kontaktfläche des Partikels mit der sauerstoffhaltigen Umgebung zurückführen, welche bei kleineren Partikeln größer ist. Während des Aufheizprozesses ermöglicht dies einen im Verhältnis zur Partikelmasse höheren Energieeintrag durch Strahlung und Konvektion aus der Umgebung, was wiederum zu einer schnelleren Erwärmung des Partikels führt.

Aus der Literatur ist bekannt, dass sich Si und Kohle hinsichtlich der chemischen Zusammensetzung und des Reaktionsverlaufs erheblich voneinander unterscheiden. Während des Verbrennungsprozesses der Kohle werden mit zunehmender Partikelerwärmung flüchtige Bestandteile freigesetzt, welche durch die Freigabe des eigenen Energiegehalts den gesamten Prozess unter-

stützen, sodass der feste Anteil – begrenzt durch Diffusionsprozesse – zu CO und schließlich zu CO_2 [12] [14] reagiert. Ein entscheidender Faktor für diesen Vorgang ist die hohe Reaktivität aufgrund der hochporösen inneren Partikelstruktur, die das Verhältnis von Oberfläche zu Masse zusätzlich zur Partikelgröße noch deutlich erhöht und den Oxidationsprozess fördert [14]. Aufgrund der Metallbindung der Atome weist Si in seiner natürlichen Form scharfe Konturen und eine geschlossene Oberfläche auf, wodurch es sich deutlich von der Kohlestruktur unterscheidet. Aus der Literatur ist zudem bekannt, dass sich während der Reaktion eine Oxidschicht auf der Partikeloberfläche bildet. Die Ausbildung der Schicht wird seit Jahrzehnten in der Halbleiterindustrie untersucht und gezielt für die Herstellung von beispielsweise Elektronikchips und Photovoltaikmodulen genutzt [15]. Bei der Ausbildung der Oxidschicht kommt es aufgrund der unterschiedlichen Dichten des Si und dessen Oxids zu Druckspannungen zwischen diesen Schichten, sodass die Nachfuhr von weiterem Sauerstoff zum nicht oxidierten Kern unterdrückt wird [16] [3]. Folglich kommt die Reaktion durch ausbleibenden Sauerstoff zum Erliegen. Die Ausbildung der SiO_2-Schicht findet laut Literatur innerhalb eines Bruchteils einer Sekunde statt [17], was bedeuten würde, dass der Prozess im vorliegenden Fall bereits nach nur wenigen Zentimetern in der Brennkammer abgeschlossen ist. Es sei an dieser Stelle erwähnt, dass die bisherigen Erkenntnisse aus der Literatur [15] sich nur bedingt auf die gewonnenen Ergebnisse der Experimente übertragen lassen. Dort liegt das Si stationär in Wafern vor, wohingegen es in den Experimenten in Partikelform eingesetzt wurde, welche sich zudem durch eine Reaktorkammer bewegen.

Um trotz der gebildeten Passivierungsschicht den hohen Reaktionsanteil der Si-Partikel zu erklären, müssen zwei wichtige Effekte berücksichtigt werden: Thermische Spannungen zwischen dem Si-Kern und der SiO_2-Schicht sowie mechanischer Abrieb. Durch die Ausbildung der Passivierungsschicht auf der Partikeloberfläche wird die Reaktion und damit die Wärmefreisetzung abgeschwächt, sodass die Partikeltemperatur absinkt. Durch die unterschiedlichen Wärmeausdehnungskoeffizienten und Dichten von Si und SiO_2 kommt es beim Abkühlprozess zu thermischen Spannungen zwischen den Schichten. Durch Relativbewegungen der Partikel in der Brennkammer kollidieren diese untereinander und mit der Reaktorwand. Begünstigt durch die inneren Spannungen kommt es mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einem Abblättern der Oxidschicht, wodurch reine Si-Atome an der Oberfläche erneut freigelegt werden und reagieren. Daher ist es sehr wahrscheinlich, dass die gebildete Passivierungsschicht auf der Si-Oberfläche durch mechanischen Abrieb kontinuierlich abgetragen wird und so den Oxidationsprozess aufrechterhält. Diese Hypothese muss jedoch anhand weiterer Studien bestätigt werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

In dem durchgeführten Forschungsvorhaben wurde Silicium als potenzieller CO_2-neutraler Energieträger und Speichermedium betrachtet. Konkret wurde das Brennverhalten verschiedener Partikelgrößen in einem elektrisch beheizten Versuchsreaktor untersucht. Die Experimente zeigen die Bildung von feinen SiO_2-Partikeln, bei teils sehr hohem Sauerstoffverbrauch und sehr hohen NO_x-Konzentrationen, wobei letztere auf die hohen Metallflammentemperaturen zurückzuführen sind. Den Ergebnissen nach oxidieren kleinere Partikel intensiver und schneller, was zu höheren NO_x-Konzentrationen führt, während größere Partikel geringere Oxidationsraten und höhere Restsauerstoffgehalte aufweisen.

Um Silicium zukünftig für die großtechnische Energieerzeugung nutzen zu können, bedarf es noch grundlegender Weiterentwicklungen:

Obwohl die chemischen Reaktionsvorgänge der Oxidation von Silicium bekannt sind, zeigten die Versuche, dass es für eine zuverlässige und effiziente Nutzung noch einiger Entwicklungsschritte bedarf. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf dem Entstehungsprozess der Passivierungsschicht auf der Partikeloberfläche und ob bzw. wann diese abgetragen wird. Eng damit verbunden ist die Frage, wie der Prozess initiiert und selbstständig am Laufen gehalten werden kann. Hierfür könnten weitere Metalle, welche eine niedrigere Zündenergie benötigen, zugemischt werden oder Stützfeuerungen durch beispielsweise einen Plasmabrenner genutzt werden. Zudem gilt es auch, Möglichkeiten zur Reduzierung oder gar Vermeidung von Stickoxiden zu untersuchen. Weiterer Bestandteil der Forschung soll die Evaluierung der idealen Partikelgröße sein, mit der der Prozess möglichst effizient sowie wirtschaftlich betrieben werden kann. Zu guter Letzt sollen die Auswirkungen der entstehenden Reaktionsprodukte auf den Reaktor untersucht werden. Bei der Kohleverbrennung stellt erfahrungsgemäß die Bildung von Belägen an Kesselwänden und Rohren eine große Herausforderung dar. Durch die Entstehung ausschließlich fester Reaktionsprodukte und die dadurch wesentlich höheren Partikelfrachten wird dies einen noch höheren Stellenwert einnehmen.

Langfristig wird für eine nachhaltige Nutzung jedoch nicht allein der Verbrennungsprozess entscheidend sein, sondern der gesamte Stoffkreislauf zwischen Si und SiO_2. Bei der Herstellung von elementarem Silicium werden gegenwärtig hohe Energiemengen benötigt, wobei in der Regel auch CO_2 freigesetzt wird. Damit Silicium tatsächlich als klimaneutraler Energieträger eingesetzt werden kann, müssen alternative Reduktionsverfahren entwickelt werden. Die energieeffiziente und CO_2-freie Gewinnung von Silicium aus SiO_2 wird ein zentrales Schlüsselelement sein, um das betrachtete Speicherkonzept und auch weitere Industriezweige wie die PV- oder Chipindustrie nachhaltig zu gestalten.

6. Quellen

[1] Statistisches Bundesamt: *Stromerzeugung 2024: 59,4 % aus erneuerbaren Energieträgern.* https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/03/PD25_091_43312.html (Stand: 03.06.2026).

[2] Julien, P.; Bergthorson, J. M.: *Enabling the metal fuel economy: green recycling of metal fuels*. Sustainable Energy & Fuels 1 (2017), Heft 3, S. 615–625.

[3] Koch, E.-C.; Clément, D.: *Special Materials in Pyrotechnics: VI. Silicon – An Old Fuel with New Perspectives*. Propellants, Explosives, Pyrotechnics 32 (2007), Heft 3, S. 205–212.

[4] V. Weiser, M. Juez-Lorenzo, S. Kelzenberg, S. Knapp, A. Koleczko, V. Kuchenreuther-Hummel, E. Roth, T. Schäfer: *Pressurized silicon combustion for pyrotechnic and energetic use*. Fraunhofer Institut für Chemische Technologie (ICT).

[5] Compound Interest: *The chemistry of the colours of fireworks*. https://www.compoundchem.com/2013/12/30/the-chemistry-of-fireworks/ (Stand: 04.11.2025).

[6] Maggi, F.; Dossi, S.; Paravan, C. et al.: *Activated aluminum powders for space propulsion*. Powder Technology 270 (2015), S. 46–52.

[7] Yetter, R. A.; Risha, G. A.; Son, S. F.: *Metal particle combustion and nanotechnology.* Proceedings of the Combustion Institute 32 (2009), Heft 2, S. 1819–1838.

[8] Goroshin, S.; Higgins, A.; Kamel, M.: *Powdered metals as fuel for hypersonic ramjets*. In: 37th Joint Propulsion Conference and Exhibit. 37th Joint Propulsion Conference and Exhibit, Salt Lake City,UT,U.S.A, 08 July 2001 – 11 July 2001. American Institute of Aeronautics and Astronautics, Reston, Virigina, 07082001.

[9] Goroshin, S.; Frost, D. L.; Levine, J. et al.: *Optical Pyrometry of Fireballs of Metalized Explosives*. Propellants, Explosives, Pyrotechnics 31 (2006), Heft 3, S. 169–181.

[10] Norbert Auner, S. H.: *Silicon as energy carrier – Facts and perspectives*. Department of Inorganic Chemistry, John Wolfgang Goethe-University of Frankfurt, 2006.

[11] Bergthorson, J. M.; Goroshin, S.; Soo, M. J. et al.: *Direct combustion of recyclable metal fuels for zero-carbon heat and power.* Applied Energy 160 (2015), S. 368–382.

[12] Günther, R.: *Combustion and firing systems*, (in German) Verbrennung und Feuerung. Springer, Berlin, 1984.

[13] V. Weiser, E. Roth, St. Kelzenberg, A. Raab, O. Schulz: *Ignition and Combustion Phenomena of Silicon Particles in the Scope to Use it as a Green Fuel in Coal Power Plants*. Fraunhofer-Institut Chemische Technologie (ICT).

[14] Żelkowski, J.: *Coal characterization and coal combustion: coal as a fuel, physics and theory of coal combustion*, (in German) Kohlecharakterisierung und Kohleverbrennung: Kohle als Brennstoff, Physik und Theorie der Kohleverbrennung. VGB-B, Heft 8. VGB TowerTech, Essen, 2004.

[15] Hilleringmann, U.: *Silicon – Semiconductor technology*, (in German) Silizium-Halbleitertechnologie. Grundlagen mikroelektronischer Integrationstechnik. Lehrbuch. Springer Vieweg, Wiesbaden, Heidelberg, 2019.

[16] Holm, J.; Roberts, J. T.: *Thermal oxidation of 6 nm aerosolized silicon nanoparticles: size and surface chemistry changes*. Langmuir: the ACS journal of surfaces and colloids 23 (2007), Heft 22, S. 11217–11224.

[17] Liao, Y.-C.; Nienow, A. M.; Roberts, J. T.: *Surface chemistry of aerosolized nanoparticles: thermal oxidation of silicon.* The journal of physical chemistry. B 110 (2006), Heft 12, S. 6190–6197.



steinmüller engineering

The Engineers Company

KOMPETENZEN

Verfahrens- und prozesstechnische Auslegung

Maßgeschneiderte Lösungen nach technisch-kommerziellen Gesichtspunkten

Flexibilisierung des Anlagenbetriebes für die Energiewende

PRODUKTPALETTE

Trockensorption, Nasswäscher, E-Filter

Dampferzeuger

Chemieapparate, TES Speicher

Feuerungen und Brenner

SCR, SNCR

Dekarbonisierung

LEISTUNGEN

Gesamtanlagen

Teilanlagen und Komponenten

Projektplanung und -ausführung

Engineering und Konstruktion

After Sales

www.steinmueller.com sales@steinmueller.com +49 (0)2261 78950-0

Transformation im Bestand – Planung und Herausforderungen bei der Brennstoffumrüstung eines Steinkohlekraftwerks auf Gas

Raphael Halbe, Wolfgang Bloss, Dorian Rasche und Florian Schumann

1. Hintergrund 409
2. Randbedingungen 411
3. Vorgehensweise 412
3.1. Variantenfreiheit und Genehmigung 412
3.2. Ausführungsplanung 413
4. Herausforderungen 414
4.1 Planung im Bestand 414
4.2. Technische Herausforderungen 416
5. Zusammenfassung 417
6. Quelle 418

1. Hintergrund

Der beschlossene Kohleausstieg stellt Betreiber konventioneller Kraftwerksanlagen vor erhebliche technische, wirtschaftliche und strategische Herausforderungen. Bestehende kohlebefeuerte Anlagen müssen neu bewertet werden, um weiterhin einen Beitrag zur sicheren Energieversorgung leisten zu können und gleichzeitig die Anforderungen einer zunehmend emissionsärmeren Energieerzeugung zu erfüllen.

Eine wesentliche Fragestellung dabei ist, wie bestehende Kraftwerksstandorte sinnvoll weitergenutzt werden können, ohne die vorhandene Infrastruktur vollständig aufzugeben. Gerade große Kraftwerksstandorte verfügen über umfangreiche technische Systeme, bestehende Netzanschlüsse,

Fernwärmeanbindungen sowie erfahrenes Betriebspersonal. Die vollständige Stilllegung solcher Anlagen würde nicht nur hohe wirtschaftliche Verluste bedeuten, sondern auch die Versorgungssicherheit regionaler Wärme- und Stromsysteme beeinflussen.

Eine praktikable und technisch realisierbare Lösung ist die Umrüstung bestehender Steinkohlekraftwerke auf gasbasierte Brennstoffe. Durch die Nutzung von Erdgas können die spezifischen CO_2-Emissionen deutlich reduziert werden. Gleichzeitig ermöglicht die Weiternutzung bestehender Hauptkomponenten eine wirtschaftlich sinnvolle Transformation der vorhandenen Kraftwerksinfrastruktur.

Im Rahmen des hier beschriebenen Projekts wird ein steinkohlegefeuertes Heizkraftwerk auf Erdgasbetrieb umgestellt. Für Notfälle ist zusätzlich die Verwendung von leichtem Heizöl als Ersatzbrennstoff vorgesehen. Die Anlage befindet sich im dreistelligen Megawattbereich, arbeitet im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb (KWK-Betrieb) und stellt aufgrund ihrer Größe, ihrer Betriebshistorie und ihrer systemrelevanten Funktion hohe Anforderungen an die Planung, Integration und das Schnittstellenmanagement.

Besonders hervorzuheben ist insbesondere die Möglichkeit, den erzeugten Dampf an der Dampfturbine vorbeizuführen. Dadurch ergibt sich ein thermisches Leistungspotenzial von bis zu 460 MW. Diese Betriebsweise erlaubt eine flexible Wärmebereitstellung insbesondere in kritischen Versorgungssituationen und erhöht die Resilienz des gesamten Versorgungssystems.

Die Umrüstung verfolgt das Ziel, die bestehenden Hauptkomponenten der Anlage so weit wie möglich zu erhalten und an die geänderten Betriebsbedingungen eines gasbefeuerten Systems anzupassen. Gleichzeitig soll die grundlegende Kraftwerksarchitektur erhalten bleiben, um die bestehende Fernwärmeversorgung auch zukünftig zuverlässig sicherzustellen.

Im Rahmen des Owners-Engineering-Auftrags übernimmt Steinmüller Engineering die Entwicklung des technischen Umsetzungskonzepts, die übergeordnete technische Koordination und die Qualitätssicherung. Perspektivisch begleitet sie auch die spätere Ausführung.

Der Schwerpunkt der planerischen Arbeiten liegt dabei insbesondere auf:

- der Neukonzeption der Feuerungs- und Brennertechnik,
- der Integration der Gasversorgungsanlage,
- der Bewertung und Anpassung der bestehenden Abgasreinigung,
- der Modifikation lufttechnischer Systeme,
- der Anpassung der Leittechnik an veränderte Prozessabläufe sowie
- der Berücksichtigung neuer Sicherheits- und Schutzfunktionen.

Die besondere Herausforderung des Projekts liegt in der Transformation einer Bestandsanlage mit jahrzehntelanger Betriebshistorie. Neben der technischen Planung spielen daher auch Themen wie Systemintegration, Genehmigungsfähigkeit, Explosionsschutz, Montageplanung und Versorgungssicherheit eine zentrale Rolle.

Damit stellt das Projekt ein praxisnahes Beispiel für die Transformation bestehender Kraftwerksinfrastruktur im Rahmen der Energiewende dar und zeigt auf, wie Großkraftwerke durch gezielte technische Anpassungen schrittweise für einen zukünftigen emissionsärmeren Betrieb vorbereitet werden können.

2. Randbedingungen

Bei der Umsetzung der Transformation gibt es mehrere Randbedingungen, die berücksichtigt werden müssen. Insbesondere die folgenden Punkte finden dabei Anwendung:

- Verbesserung der Emissionssituation hinsichtlich Staub, Schwefel und weiterer Schadstoffe
- Sicherstellung der langfristigen Fernwärmeversorgung und damit einhergehend das Beibehalten der aktuell bereitgestellten Leistung
- Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und der gegebenen Standortcharakteristika
- Erhöhung der betrieblichen Flexibilität
- Berücksichtigung unterschiedlicher Kesselbetriebe (Ein-Kessel-Betrieb, Zwei-Kessel-Betrieb)
- Berücksichtigung eines Ersatzbrennstoffs

Die Stadt Hamburg hat unabhängig vom Bund beschlossen, den Kohleausstieg bis zum Beginn des Jahres 2030 umzusetzen [1]. Aus diesem Grund ist die oberste Prämisse, die Transformation des Heizkraftwerks bis zum Jahresende

2029 durchzuführen. Dabei soll jeweils eine Linie in den Revisionszeiträumen 2028 und 2029 angepasst werden. Besonders herausfordernd ist dabei die Tatsache, dass die Anlage weiterhin einen hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten muss. Somit muss die Umbauplanung unter Berücksichtigung der späteren betrieblichen Verfügbarkeit erfolgen. Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass die bestehenden baulichen Strukturen und die vorhandene Anlagentechnik möglichst effizient weitergenutzt werden können.

Das Projekt ist damit ein typisches Beispiel für die Transformation bestehender konventioneller Kraftwerksstandorte, bei dem technische, regulatorische und wirtschaftliche Anforderungen miteinander in Einklang gebracht werden müssen.

3. Vorgehensweise

Ziel des Projekts ist es, die technischen Grundlagen für die Transformation der Anlage zu schaffen, ihre Genehmigungsfähigkeit sicherzustellen und die Voraussetzungen für die spätere Ausschreibung und Umsetzung des Umbaus zu erarbeiten.

Der Projektumfang erstreckt sich dabei über mehrere Phasen – beginnend bei der konzeptionellen Festlegung der zukünftigen Anlagenkonfiguration über die Genehmigungsplanung bis hin zur Erstellung von Ausführungsunterlagen auf Basic-Engineering-Niveau. Auf dieser Grundlage können im Anschluss die Ausschreibungs- und anschließende Detail-Engineering-Phase durchgeführt werden.

Den Abschluss bildet die Überwachung der Umsetzung.

3.1. Variantenfreiheit und Genehmigung

Die bestehende Anlage wurde ursprünglich für den Betrieb mit Steinkohle ausgelegt. Dementsprechend sind wesentliche Anlagenteile auf die Anforderungen eines kohlegefeuerten Dampferzeugers abgestimmt. Hierzu zählen insbesondere der Steinkohlebrenner, die Primär- und Sekundärluftsysteme, die Entaschungs- und Entschlackungssysteme sowie der Elektrofilter und die Rauchgasentschwefelungsanlage. Im Zuge der Festlegung der Variantenfreiheit werden für den zukünftigen Betrieb nicht mehr benötigte Anlagenteile identifiziert und aus der Prozesskette entfernt. Um den festgelegten Randbedingungen gerecht zu werden, müssen in einem zweiten Schritt Prozessschritte definiert werden, welche perspektivisch implementiert werden müssen. Die Transformation beschränkt sich auf die Dampferzeugerlinien DE2.1 und DE2.2.

Um die Variantenfreiheit festlegen zu können, werden unterschiedliche Konzepte unter technischen, wirtschaftlichen und genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten untersucht und bewertet.

Im Ergebnis wurde ein Anlagenkonzept definiert, welches folgende wesentliche, technische Maßnahmen beinhaltet:

- ein neues Brennstoffversorgungssystem in Form eines Gasleitungsbaus inkl. Peripherie, Mess- und Regelungstechnik
- Einbringen neuer Gasbrenner
- Einbringen eines Rezirkulationsgebläses inkl. Anpassung und Umbau bestehender Kanalführungen, statischer Nachweise und neuer Klappen und Armaturen
- Einbringung eines Wärmeübertragers
- Ersatz des Bestands-Saugzuges inkl. dessen Repositionierung
- Rückbau bestehender Anlagenkomponenten

Damit das entwickelte Konzept erfolgreich den Genehmigungsprozess durchlaufen kann, müssen detaillierte technische und sicherheitsrelevante Dokumente erstellt werden. Zusätzlich gilt besondere Aufmerksamkeit den Emissionsvorgaben. Hierbei stellt die enge Abstimmung zwischen Fachplanern, Gutachtern, Behörden und Betreibern einen wesentlichen Erfolgsfaktor dar.

3.2. Ausführungsplanung

In der anschließenden Ausführungsplanung werden auf Basis des entwickelten Konzepts die Auslegungsunterlagen erarbeitet. Ziel ist es, alle wesentlichen, technischen Fragestellungen zu lösen, um anschließend belastbare Ausschreibungsunterlagen erstellten zu können.

Neben detaillierten Beschreibungen, beispielsweise zu Anfahrprozessen oder Konservierungskonzepten, sind auch sämtliche Schemata (Verfahrensfließbilder, R&I-Schemata) Teil der Ausführungsplanung.

In diesem Teil des Projektverlaufs liegt ein wesentlicher Schwerpunkt auf der Identifikation und Lösung technischer Risiken. Dazu gehören beispielsweise:

- Kollisionsprüfungen zwischen neuer und bestehender Technik
- Integration neuer Systeme in bestehende Tragwerke (Statik)
- Anpassung der Leittechnik

Der Umbau der Anlage ist in mehrere Lose unterteilt, welche an den definierten Schnittstellen Hand in Hand zusammenarbeiten müssen, um einen reibungslosen Umbau und anschließend eine Inbetriebnahme zu ermöglichen.

Die Transformation der Anlage wird in folgende Gewerke aufgeteilt:

- Demontage
- Brennstoffversorgungssystem
- Feuerung und Luft-/ Rauchgassystem
- Wärmeübertragersystem
- Kessel-Druckteilmodifikation
- Saugzugsystem
- EMSR-Technik

4. Herausforderungen

Die größte Herausforderung besteht darin, eine Bestandsanlage während des laufenden Betriebs auf einen anderen Brennstoff umzurüsten. Während bei Neubauprojekten viele Systeme frei geplant werden können, müssen bei Bestandsanlagen bestehende Randbedingungen berücksichtigt, vorhandene Systeme bewertet und neue Komponenten in Strukturen integriert werden.

Die jahrzehntelange Betriebshistorie der Anlage führte dazu, dass zahlreiche technische Anpassungen und Sonderlösungen erforderlich wurden. Gleichzeitig mussten die Anforderungen an Verfügbarkeit, Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Genehmigungsfähigkeit stets erfüllt werden.

Neben den rein technischen Fragestellungen stellte insbesondere das Schnittstellenmanagement einen wesentlichen Erfolgsfaktor dar. Es mussten unterschiedliche Gewerke, Planungsdisziplinen und Betreiberinteressen fortlaufend miteinander abgestimmt werden.

Die Umstellung eines bestehenden Steinkohlekraftwerkes auf Gasbetrieb ist demnach mit einer Vielzahl technischer und organisatorischer Herausforderungen verbunden.

4.1 Planung im Bestand

Bei einer Bestandsanlage herrschen sehr beschränkte Platzverhältnisse, sodass die für den Betrieb notwendigen Anlagenteile nicht ohne Weiteres demontiert werden können. Eine durchgehende Versorgungssicherheit muss oberste Priorität haben.

Im Gegensatz zu einem Neubau müssen bei Bestandsprojekten zahlreiche vorhandene Strukturen berücksichtigt werden.

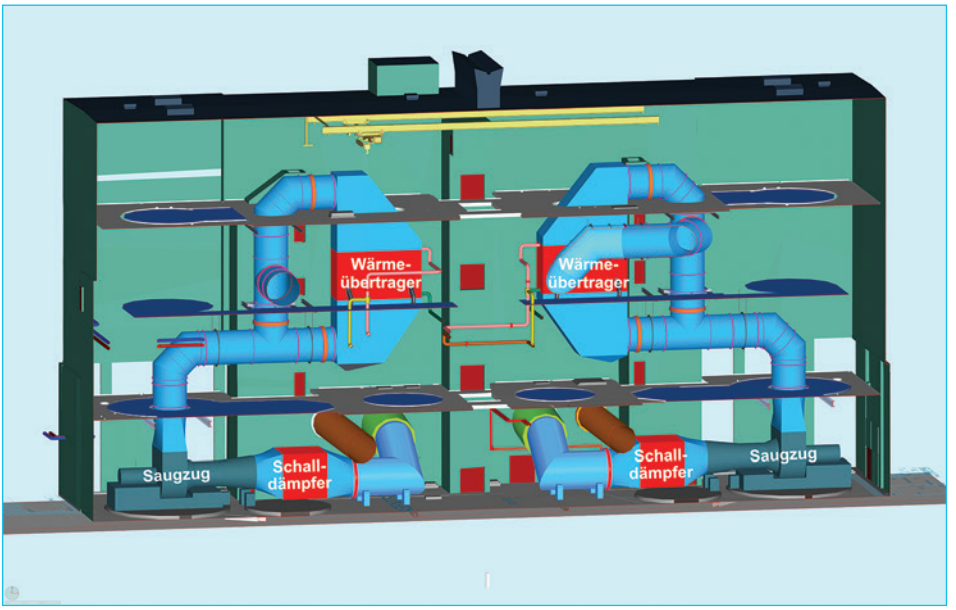


Abb. 1: Neue RG-WÜ im REA-Gebäude

Abbildung 1 zeigt die Implementierung der neuen Rauchgas-Wärmeübertrager im Gebäude der Rauchgasentschwefelungsanlage. Zu erkennen sind die engen Platzverhältnisse aufgrund der vorhandenen Bühnen, Komponenten und Stahlträger. Eine vorhergehende Kollisions- und statische Überprüfung ist unumgänglich. Dabei muss sichergestellt werden, dass der neue Lasteintrag vom Bestandsstahlbau aufgenommen werden kann. Falls dies nicht möglich ist, müssen entsprechende Verstärkungsmaßnahmen ergriffen werden. Zusätzlich müssen die neuen Rauchgaskanäle effizient in den Bestand integriert werden.

Auch im Kesselhaus der Anlage herrschen enge Platzverhältnisse. Dort wird ein neues Rezirkulationssystem (Abbildung 2) installiert, sodass in Zukunft die gleichen prozesstechnischen Parameter, wie z. B. die Dampftemperatur, erreicht werden können.

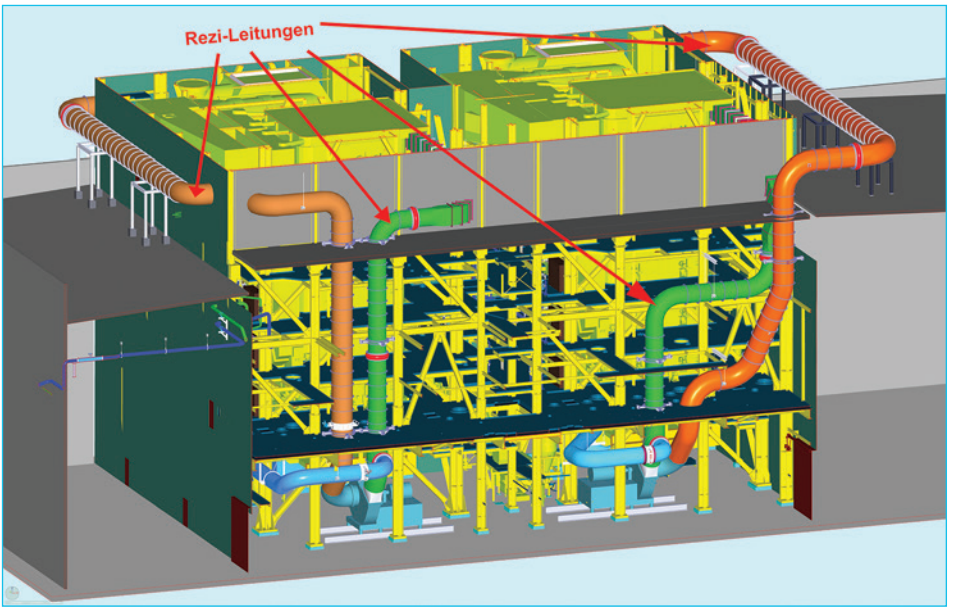


Abb. 2: Neues Rezikanalsystem

Die neuen Rezikanäle, welche in die vorhandenen Strukturen eingepflegt werden müssen, sind in orange und grün dargestellt. Da der Primärlüfter entfällt, können die dann freien Räume der Lüfterkanäle genutzt werden, um das neue System zu implementieren.

Neben den baulichen Tätigkeiten stellt auch das Schnittstellenmanagement eine große Herausforderung dar. Da es viele unterschiedliche Gewerke und Fachbereiche gibt, ist ein reibungsloses Schnittstellenmanagement essenziell. Das Projekt ist durch vielfältige technische und logistische Abhängigkeiten geprägt, die sowohl zwischen den Fachabteilungen als auch zwischen Auftragnehmer, Auftraggeber, Unterlieferanten und weiteren Interessensvertretern bestehen. Aus diesem Grund ist eine strukturierte Projektkoordination für einen erfolgreichen Projektverlauf entscheidend.

4.2. Technische Herausforderungen

Neben den planerischen Herausforderungen bei der Transformation einer Bestandsanlage gibt es auch einige Herausforderungen im Bereich der Prozesstechnik. Im hier vorliegenden Fall sind insbesondere die Bereiche Wärmetechnik und Feuerung gesondert zu betrachten.

Da die gleichen verfahrenstechnischen Kennzahlen unter Nutzung von Gas als Brennstoff erreicht werden sollen, muss die Anlage in Zukunft anders gefahren werden. Unter den Bedingungen des Steinkohlebetriebs können die aktuellen

Dampfparameter nicht zu 100 % repliziert werden. Aus diesem Grund müssen diverse verfahrenstechnische Parameter untersucht und gegebenenfalls angepasst werden, beispielsweise die Verbrennungscharakteristik, die Temperaturverteilungen und die Wärmeübertragung. Dies kann nachfolgend auch bauliche Anpassungen, wie z. B. im Bereich des Luftsystems oder der Kesseldruckteile, mit sich bringen.

Bei einer Brennstoffumstellung muss grundsätzlich auch die EMSR-Technik berücksichtigt werden. Diese kann signifikante Anpassungen erforderlich machen, um auch bei Nutzung des neuen Brennstoffs sicher zu funktionieren. Insbesondere die Integration neuer Prozesskomponenten oder -systeme, wie beispielsweise des Rezirkulationssystems, hat erhebliche Auswirkungen auf die Regeltechnik, die bei der Planung und Umsetzung entsprechend berücksichtigt werden müssen.

Aufgrund dessen müssen sowohl sämtliche bestehende Systeme als auch die neu eingebrachten Komponenten bewertet und gegebenenfalls angepasst werden.

5. Zusammenfassung

Die Umstellung der bestehenden KWK-Anlage von Steinkohle- auf Gasbetrieb stellt ein technisch und organisatorisch anspruchsvolles Großprojekt dar. Ausgehend von zwei steinkohlegefeuerten Dampferzeugern mit einer Fernwärmeleistung von 287 MW wurde im Rahmen eines mehrstufigen Owner‘s-Engineering-Projekts die Grundlage für eine zukunftsfähige und emissionsärmere Anlagenkonfiguration geschaffen.

Bereits in der ersten Projektphase wurde durch die Herstellung der Variantenfreiheit das grundlegende technische Konzept definiert. Hierbei wurde unter anderem die neue Gasversorgung, die Integration von Gasbrennern und neuen lufttechnischen Systemen sowie der Rückbau zahlreicher bestehender Kohleanlagenkomponenten festgelegt.

Im Anschluss wurden die Genehmigungsunterlagen unter Berücksichtigung umfangreicher regulatorischer Anforderungen erstellt. Dabei standen insbesondere Emissionsvorgaben, bauliche Anforderungen und sicherheitstechnische Aspekte im Fokus.

Die anschließende Erstellung der Ausführungsunterlagen bildete die Grundlage für die spätere Ausschreibung der einzelnen Gewerke. Ziel dieser Projektphase war es, sämtliche technische Fragestellungen frühzeitig zu lösen und belastbare Engineering-Unterlagen bereitzustellen.

Das Projekt verdeutlicht, dass die Transformation bestehender Kraftwerksstandorte weit über einen reinen Brennstoffwechsel hinausgeht. Es handelt sich vielmehr um eine umfassende technische Neuausrichtung, bei der Bestandsintegration, Genehmigungsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit gleichzeitig berücksichtigt werden müssen.

Die nächsten Projektschritte sehen vor, das Detail-Engineering sowie die Fertigungsunterlagen der einzelnen Lose zu erstellen, sodass im Anschluss die Montage sowie die Inbetriebsetzung erfolgen kann.

Mit Abschluss des Projekts entsteht eine modernisierte KWK-Anlage, die weiterhin einen wichtigen Beitrag zur Fernwärmeversorgung leistet.

6. Quelle

[1] Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA) Hamburg: Kohlekraft in Hamburg: Prüfbericht bestätigt Ausstieg bis Ende 2030 – hamburg.de (Stand: 08.06.2026).

Operation am offenen Herzen: Herausforderung beim Kessel-Rückbau in Müllheizkraftwerken

John Schmidt

1. Die spezifischen Herausforderungen von MHKW-Kesselrückbauten 419

2. Komplexität beherrschen durch individualisierte Rückbaulösungen 421

3. Erfolgsfaktoren: Interdisziplinarität, Kooperation, Kommunikation 422

4. Fazit 423

5. Quellen 423

1. Die spezifischen Herausforderungen von MHKW-Kesselrückbauten

Industrielle Rückbauprojekte erfordern spezifische technische Kompetenzen und stellen die Beteiligten vor komplexe Herausforderungen. Insbesondere der Rückbau von Müllheizkraftwerken gilt aufgrund der charakteristischen Anlagentechnik und Betriebsbedingungen als besonders anspruchsvoll. Die Demontage von Heizkesseln mit Höhen über 30 m und Einzelgewichten von über 300 t pro Kesselanlage erfordert während des laufenden Betriebes eine präzise Planung und Durchführung.

Die Komplexität des Rückbaus von Müllheizkraftwerken resultiert wesentlich aus der historischen Standortwahl. Die meisten aktuellen Anlagen wurden in den 1960er und 1970er Jahren in städtischen Randzonen errichtet, deren Umfeld inzwischen vollständig urbanisiert ist. Flächenreserven für Neubauten sind nicht vorhanden und politische sowie rechtliche Rahmenbedingungen schließen Standortverlagerungen aus. Daher müssen Modernisierungen und Rückbauarbeiten unter Aufrechterhaltung des uneingeschränkten Vollbetriebs innerhalb enger räumlicher und zeitlicher Restriktionen erfolgen.



Abb. 1: MHKW Mannheim (Foto: Arcadis)

Ein exemplarisches Rückbauprojekt an der Müllverbrennungsanlage Mannheim (Abbildung 1) verdeutlicht diese Anforderungen. Der Betreiber MVV verarbeitet am Standort *Friesenheimer Insel* jährlich ca. 700.000 Tonnen Abfall [1] in drei Müllkesseln. Zur Erweiterung und Modernisierung sollten drei außer Betrieb genommene Kessel (Abbildung 2) aus den 1960er Jahren weichen, um Platz für eine neue Rauchgasreinigungsanlage zu schaffen. Die kontinuierliche Abfallentsorgung und Energieversorgung für mehrere tausend Haushalte erforderten eine durchgehende Prozessstabilität während aller Rückbauarbeiten. Dies bedingte eine kompakte Baustellenlogistik, kombiniert mit sehr engen Zeitrestriktionen (Abbildung 3).

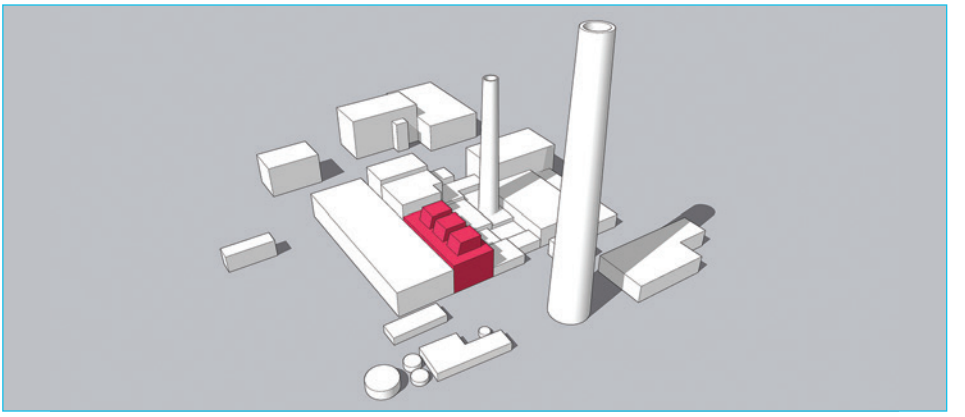


Abb. 2: Müllheizkraftwerk Mannheim (stark vereinfachte Darstellung)

Der Rückbaubereich der Kesselhalle mit Müllkesseln 1, 2 und 3 ist farblich markiert.

Zeitplan [Beispielhafte Darstellung]	1. Jahr				2. Jahr				3. Jahr		
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3
Projektlaufzeit [ca. 2,5 Jahre]		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Freistellungsarbeiten [ca. 20 Monate]		■	■	■	■	■	■	■	■		
Schadstofferkundung [3 Monate]				■	■						
Kostenschätzung					■						
Genehmigung [ca. 3 Monate]					■	■					
Festlegung der Randbedingungen					■	■	■				
Ausschreibung [ca. 3 Monate]					■	■					
Vergabe [ca. 1,5 Monate]							■				
Rückbau [1 Jahr]							■	■	■	■	■
Koordination, BÜ, SiGeKo [ca. 1,8 Jahre]					■	■	■	■	■	■	■

Abb. 3: Beispielhafter Zeitplan für Kesselrückbau (vereinfachte Darstellung, Quelle: Arcadis)

2. Komplexität beherrschen durch individualisierte Rückbaulösungen

Die Rückbaustrategien unterschieden sich: In der Nachbarstadt Ludwigshafen [2] konnten die Kessel stückweise mittels Schwerlastkran durch das geöffnete Dach gehoben werden. In Mannheim wurde dieser Ansatz verhindert durch die Position des Kamins, der den Kranschwenkbereich einschränkt. Die Lösung bestand in einem *Seiteneingang* mittels manuellen Vorschneidens mit Schneidbrennern, dem Einsatz eines Longfront-Baggers zum sukzessiven Abtragen von Beton- und Stahlstrukturen sowie flexiblen Mobilkränen zum Heben von Einzelbauteilen (Abbildung 4).



Abb. 4: Kesselbereich vor, während und nach dem Rückbau (Fotos: Arcadis)

Im Bereich Arbeitssicherheit und Gesundheitsschutz ergaben sich spezifische Herausforderungen. Diese umfassten Zugangskontrollen, Schutzmaßnahmen gegen Schadstoffexposition, Einhaltung von Vorschriften für Höhenarbeiten, Arbeiten in kontaminierten Bereichen, sicheres Heben, Freimessen elektrischer

und druckführender Komponenten, Heißarbeiten sowie das Betreten von Behältern und engen Räumen. Eine abgegrenzte Baustelle mit eigener Zugangskontrolle wurde auf dem MVV-Gelände eingerichtet. Die Umsetzung erforderte umfassendes Fachwissen und langjährige Erfahrung des ausführenden Personals.

Die Betriebssicherheit der aktiven Anlagenteile stellte zusätzliche Anforderungen. Die Maßnahmen umfassten die Sicherstellung der Feuerwehrzufahrt und des Transports von Abfällen und Reststoffen. Weitere Vorkehrungen betrafen die Verlegung von Medientrassen und den Schutz des Müllbunkers vor Funkenflug infolge der Rückbauarbeiten.

Das Risiko eines Bunkerbrandes gilt als der größte anzunehmende Unfall in Müllheizkraftwerken. Der Umgang mit Liegestäuben und Produktresten in einer Altanlage, die nie vollständig entleert werden kann, erforderte agile und fundierte Entscheidungen. Technische Maßnahmen umfassten unter anderem den temporären Schutz freigelegter Steigleitungen für Feuerlöschmonitore vor Witterungseinflüssen sowie den Schutz offener Konstruktionen vor Wasserschäden nach Entfernung des Kesselhausdaches. Die Einhaltung anlagenbezogener Grenzwerte für Erschütterungen und Vibrationen wurde durch Mess- und Warnsysteme sichergestellt.

3. Erfolgsfaktoren: Interdisziplinarität, Kooperation, Kommunikation

Sowohl in Mannheim als auch in Ludwigshafen erwies sich der unmittelbare Zugriff auf Expertenwissen in Spezialdisziplinen wie Schadstoffmanagement, Betoninstandsetzung, Geotechnik und Sicherheitskoordination als entscheidend. Aufgrund des Zeitdrucks sind kurze Entscheidungswege und eingespielte Teams vorteilhaft; externe Beratungen sind nur begrenzt einsetzbar. Beispielsweise waren spezialisierte Gebäudeschadstoffspezialisten in Mannheim unverzichtbar für die sichere Identifikation, Demontage und Entsorgung asbesthaltiger Komponenten. Die Untersuchung und Instandsetzung von Korrosionsschäden, Rissen und Feuchteschäden erfolgte zum Teil erst während des Rückbaus und erforderte zeitnahe Reaktionen.

Erfolgsfaktoren sind eine detaillierte Planung, strategisches Projektmanagement vor Ort sowie eine enge, zielorientierte Kooperation aller Projektbeteiligten und Entscheidungsträger. Die heterogene technische und bauliche Ausstattung langjährig betriebener Anlagen, in denen unterschiedliche Anlagengenerationen koexistieren, erfordert flexible Kommunikations- und Entscheidungsprozesse, um auf unvorhergesehene Situationen angemessen reagieren zu können.

Gar nicht hoch genug einzuschätzen sind die Relevanz der Soft Skills aller Beteiligten und die Etablierung einer Kommunikationskultur, in der unvorhergesehene Ereignisse und Entwicklungen – die auch mit der akribischsten aller denkbaren Voruntersuchungen und Planungen nie komplett auszuschließen sind – frühzeitig und konstruktiv thematisiert und diskutiert werden. Engmaschige regelmäßige Abstimmungen aller Gewerke und Beteiligten mit offener Fehlerkultur gehören zum Pflichtprogramm. Die Freistellung von erfahrenen Anlagenkennern auf Betreiberseite, die sich in der Rückbauphase voll in die Abstimmung einbringen können, hat sich als extrem wertvoll erwiesen.

4. Fazit

Quantitativ ergab sich für das Projekt Mannheim eine Arbeitsleistung von über 75.000 Stunden innerhalb von 30 Monaten, mit mehr als 3.300 t verwertbarem Metallschrott, gleicher Menge mineralischen Bauschutts sowie ca. 330 t schadstoffhaltigen Abfalls, die fachgerecht entsorgt wurden. Über 200 Baustellenprotokolle und Sicherheitsbegehungen dokumentierten die sichere Durchführung der Rückbaumaßnahmen ohne gesundheitliche Beeinträchtigungen.

Das Beispiel MVV Manheim zeigt, dass der selektive Rückbau in aktiven Müllheizkraftwerken Präzisionsarbeit darstellt und als eine der anspruchsvollsten Formen industriellen Rückbaus zu bewerten ist. Die Komplexität der technischen, sicherheitstechnischen und organisatorischen Anforderungen erfordert hochqualifizierte Planung und Durchführung und eine ähnliche Akribie und Detailtiefe wie bei Neubauprojekten. Je früher sich alle Beteiligten zu diesem Qualitätsanspruch bekennen, umso größer ist die Wahrscheinlichkeit für ein sicheres, nachhaltiges, effizientes, rechtskonformes, termin- und kostengerechtes Erreichen der definierten Ziele.

5. Quellen

[1] MVV Energie AG: *Daten und Fakten zum Müllheizkraftwerk Mannheim*, https://www.mvv.de/ueber-uns/unternehmensgruppe/mvv-umwelt/thermische-abfallverwertung/hkw-mannheim (Stand: 15.04.2026).

[2] SWR Landesschau Rheinland-Pfalz: *Verbrennungs-Kessel im Müllheizkraftwerk Ludwigshafen – ein Mammutprojekt*, https://youtu.be/IVr2xnrffes?si=YzCYuRRy4WJDLN-C (Stand: 15.04.2026).

estaro®

Der Spezialist für hitzebeständige Edelstähle



www.estaro.de

Rückbau der Nebenanlagen Block K am Standort Gersteinwerk – Grundlage für die Energiewende

Axel Ehret, Jörg Niemann und Chantal Seliger

1. Projektanlass 425
1.1. Einleitung/Geschichte 426
2. Umfang des Rückbauprojekts 426
3. Arbeitssicherheit 427
4. Projektsteuerung 427
4.1. Projektorganisation der RWE TI 427
4.2. Kommunikations- und Besprechungsstruktur 428
5. Rückbau der Nebenanlagen des Block K 429
5.1. Grundlagen und Randbedingungen des Rückbaus 429
5.2. Ablauf des Rückbaus 430
5.2.1. Sprengung des 282 m hohen Kamins 431
5.2.2. Sprengung des $DeNO_x$-Gebäudes 433
5.2.3. Rückbau und Verfüllung des 15 m tiefen Kohlebunkers 434
6. Quellen 435

1. Projektanlass

In Folge des Kohleausstiegs sollen die nicht benötigten Nebenanlagen des Block K am Standort Gersteinwerk des Erdgas-Steinkohle-Kombiblocks Platz für eine spätere Nachnutzung wie wasserstofffähige Gaskraftwerke, Batterien oder zur Wasserstoffproduktion machen. Ob dieses Vorhaben realisiert wird, hängt von verschiedenen Rahmenbedingungen ab, die nicht ausschließlich im Einflussbereich von RWE liegen.

1.1. Einleitung/Geschichte

Das Kraftwerk Gersteinwerk in Werne an der Lippe wurde zwischen 1913 und 1917 durch die Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen (VEW) als Steinkohlekraftwerk errichtet und blickt auf eine über hundertjährige Geschichte zurück.

Mit der Fusion von VEW und RWE im Jahr 2000 ging das Gersteinwerk in den Besitz von RWE über. Während anfangs überwiegend regionale Zechen die Steinkohleversorgung sicherstellten, erfolgte später die Brennstoffanlieferung per Schiene und über den Datteln-Hamm-Kanal. In den Jahren 1970 bis 1973 wurde das Kraftwerk um die Erdgas-Kombiblöcke F bis I erweitert. Diese dienten insbesondere der Reserve- und Spitzenlastversorgung. 1984 folgte die Inbetriebnahme des Gas-Steinkohle-Kombiblocks K mit einer elektrischen Nettoleistung von 732 MW, der seinerzeit als weltweit größter Block seiner Art galt. Der kommerzielle Betrieb von Block K wurde im März 2019 eingestellt [2].

2. Umfang des Rückbauprojekts

Die RWE Generation SE hat die RWE Technology International GmbH (RWE TI) als Auftragnehmer (AG) mit der Durchführung dieser Rückbaumaßnahmen beauftragt. In diesem Rahmen übernahm der Auftragnehmer unter anderem die Projektleitung, Auftragsführung und Baustellenleitung sowie die Stellung der Fachkraft für Arbeitssicherheit.

Somit müssen die folgenden Nebenanlagen zurückgebaut werden:

- **Stahlbeton-Kamin**
  Stahlbetonkamin mit einer Höhe von ca. 282 m
- **DeNOx-Gebäude**
  ca. 64 m hoch, inklusive entsprechender Rauchgasleitungen in Höhen von über 30 m
- **Rauchgasentschwefelungsanlange (REA)**
  zwei gummierte Wäscher inklusive Leitungen sowie die Rauchgaskanäle in über 30 m Höhe, Gipslagergebäude (ca. 30 m lang, 15 m hoch)
- **Gebäude der Bekohlung**
  Leitstand, Sozialgebäude, Lagerräume für Maschinen und Geräte
- **Brennstoffversorgung**
  Gurtförderanlagen für die Brennstoffversorgung, Kohletiefbunker unterhalb der Waggonentladung per Bahn, zwei Schrägbänder für die Brennstoffversorgung in den Bunkerschwerbau der Kesselanlage Block K und zum Abtransport der Asche aus dem Verbrennungsprozess, Siloanlagen des Elektrofilters

- **Ammoniak-Lager- und Versorgungsanlage**
  Bahnentladungsanlage, Ammoniaklagerbehälter, Ammoniakversorgungsanlage
- **Elektrofilter**
  Elektrofilter inkl. Saugzüge und Staubabscheider

3. Arbeitssicherheit

Zur Verwirklichung dieses ambitionierten Ziels hat die RWE TI führende Partnerunternehmen zur Durchführung der Maßnahmen an ihrer Seite. In diesem Zusammenhang möchten wir besonders die konsequente und vorbildliche Umsetzung der Arbeitssicherheitsmaßnahmen während des gesamten Rückbauprojektes durch den Auftragnehmer (AN) bzw. dessen Nachauftragnehmer erwähnen. Die Arbeitssicherheit wurde dabei in einem partnerschaftlichen Verhältnis aller Beteiligten als gemeinsame Verantwortung verstanden und aktiv gelebt.

Somit konnten sämtliche Arbeiten ohne einen einzigen meldepflichtigen Arbeitsunfall abgeschlossen werden. Damit wurde das Sicherheitsleitbild *Mission Zero* von RWE erfolgreich erfüllt.

4. Projektsteuerung

4.1. Projektorganisation der RWE TI

Die Projektorganisation der RWE TI stellt sich wie in der folgenden Tabelle 1 dar:

Tab. 1: Projektorganisation der RWE TI

Rolle	Aufgaben/Verantwortlichkeiten
Projektleitung	• Gesamtverantwortung des Projektes und für das Erreichen der Projektziele • Verantwortlichkeit für die Einhaltung der Genehmigungsauflagen • Termin und Kosten sowie Qualitätssteuerung • Koordination zwischen AG und AN • Eskalations- und Entscheidungsmanagement • Gesamtkoordination und Steuerung der Abteilungen Einkauf, Genehmigungsabteilung, Controlling, Claim Management und Auftragsführung

Baustellenleitung	• Operative Steuerung auf der Baustelle in Abstimmung mit dem AN • Koordination der Gewerke • Überwachung der Bauausführung • Schnittstelle zwischen Baustelle der Auftragsführung, Standort und der Projektleitung
technische Auftragsführung	• QS-Prüfung von Rückbaukonzepten vor der Ausführung • QS-Prüfung von statischen Unterlagen • Technische und kommerzielle Prüfung der Abrechnungsintervalle zusammen mit der Bau- und Projektleitung • Technische und kommerzielle Prüfung von Nachträgen • Technische und kaufmännische Betreuung der baubegleitenden Ingenieurbüros
Sicherheitsfachkraft (SiFa)	• Beratungstätigkeit, unterstützt die Baustellenleitung • Durchführung von Sicherheitsunterweisungen/Schulungen • Kontrolle der Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben • Abstimmung mit den Behörden und Berufsgenossenschaften

4.2. Kommunikations- und Besprechungsstruktur

Im Rahmen des Rückbauprojekts arbeiten wir gemeinsam mit dem AN auf Basis einer klar strukturierten und bewährten Kommunikations- und Besprechungskultur zusammen, die einen reibungslosen Informationsfluss, zügige Entscheidungen und einen geordneten Projektablauf ermöglicht.

Tab. 2: Auflistung der verschiedenen Projekttermine

Termin/Format	Teilnehmer	Inhalte/Schwerpunkte
Tägliches Früh-/Koordinationsgespräch	Baustellenleitung AN und Rückbau-Unternehmen, Sicherheitsfachkräfte AN und Rückbau-Unternehmen	• Arbeitssicherheit • Genehmigungsauflagen (Nebenbestimmungen) • Tagesziele • Personaleinsatz/Geräteeinsatz • Schnittstellen zum Betreiber (Standort) • Aktuelle Probleme/Störungen sowie mögliche Lösungen und Maßnahmen

Wöchentliches Baustellen-gespräch	AG, AN	• Arbeitssicherheit • Projektstatus • Termin und Kostenentwicklung • Projektrisiken • Entscheidungen des AG • Entscheidungen des AN • Strategische Projektsteuerung
Behörden- und Sicherheits-koordination	Rückbauunter-nehmen, AN, Bezirksregierung, BG	• Arbeitssicherheit • Genehmigungsauflagen • Baustellenorganisation • Behördliche Auflagen • Dokumentation und Maßnahmenver-folgung

5. Rückbau der Nebenanlagen des Block K

5.1. Grundlagen und Randbedingungen des Rückbaus

Die Grundlagen und Randbedingungen des Rückbaus umfassen insbesondere die Betriebsmittelfreiheit und Spannungsfreiheit der betroffenen Anlagenteile als zentrale Voraussetzung für einen sicheren Arbeitsbeginn. Die Schaffung dieser Grundlage obliegt dem Betreiber der Anlage. Auf Basis einer definierten Zielzustandsbeschreibung werden übergeordnete Rückbaukonzepte entwickelt, indem die Vorgehensweise, der Ablauf sowie die Schnittstellen zu weiteren Projektbereichen festgelegt werden. Der Rückbau erfolgt unter Beachtung der Nebenbestimmungen, insbesondere aus Genehmigungsbescheiden, sowie der maßgeblichen Vorgaben des Naturschutzrechts. Ergänzend werden Sanierungskonzepte und objektspezifische Rückbaukonzepte für die zurückzubauenden Gebäude von dem AN erarbeitet. Diese Rückbaukonzepte werden einer qualitätssichernden Prüfung durch die RWE TI unterzogen, um als qualitätsgeprüfte Grundlage für die Durchführung der Rückbaumaßnahmen zu dienen. Damit wird ein wichtiger Schritt in der Umsetzung des Rückbauprojektes geschaffen.

Das Rückbauprojekt orientierte sich am ursprünglichen Kraftwerksprozess, beginnend bei der Brennstoffversorgung bis hin zum freigesetzten Abgasstrom der Anlage. Um die Rückbauarbeiten zu beginnen, müssen zuerst die Wege und Arbeitsplatzbeleuchtungen in den einzelnen Gebäuden provisorisch wieder hergestellt werden. Anschließend erfolgt die Wertstoffgewinnung, sprich jegliche Art von Edelmetallen, wie z. B. Kupfer oder Edelstähle. Anschließend erfolgt

die Sanierung der Gebäude und Anlagenkomponenten anhand des von AN erstellten Sanierungskonzeptes. Hierzu hat die RWE TI ebenfalls ein externes Ingenieurbüro vertraglich eingebunden, um sicherzustellen, dass alle gesetzlichen Vorgaben und die daraus abgeleiteten Nebenbestimmungen eingehalten werden.

5.2. Ablauf des Rückbaus

Im ersten Rückbauabschnitt wurden die Gebäude der Bekohlung auf dem Kohlelagerplatz zurückgebaut. Hierzu gehörten insbesondere die Einrichtungen der Brennstoffversorgung sowie die zugehörigen Betriebs- und Fahrzeughallen. Ebenfalls in diesem Bereich befanden sich das Sozialgebäude mit Aufenthaltsräumen sowie einem kleinen Leitstand zur Überwachung der Anlagenbereiche.

Nach Abschluss dieser Arbeiten erfolgte der Rückbau erster Fundamente der bereits zuvor demontierten Kratzeranlage sowie einzelner Teilbereiche der Bandanlagen. Im weiteren Verlauf konzentrierten sich die Rückbauarbeiten auf die Schrägbänder der Kohleversorgung von Block K. Diese führten in etwa 50 Metern Höhe zu den Kohlebunkern der Kesselanlage. Nach der thermischen Trennung wurden die Bandkonstruktionen mittels Tandemhub ausgehoben und anschließend fachgerecht zerlegt (Abbildung 1 und 2).





Abb. 1 und 2: Demontage der Bandkonstruktion mittels Tandemhub [1]

Im weiteren Verlauf des Rückbaus wurden die Kohleecktürme der Brennstoffversorgung von Block K zurückgebaut und fachgerecht zerlegt.

Anschließend erfolgte der Rückbau der Ammoniakversorgungsanlagen, insbesondere der Ammoniaklagerbehälter. In diesem Bereich lag ein besonderes Augenmerk auf der Arbeitssicherheit. Ziel war es, jegliche Gefährdung für die Mitarbeitenden bereits im Vorfeld der Rückbauarbeiten auszuschließen.

Mit dem Fortschreiten der Baustelle erhöhte sich der Personaleinsatz in Spitzenzeiten auf über 100 Mitarbeitende. Parallel dazu waren mehr als 20 Großgeräte im Einsatz, darunter Long-Front-Bagger von bis zu 200 Tonnen. Besondere Aufmerksamkeit erforderte anschließend der Rückbau der Elektrofilteranlagen (E-Filter), der Rauchgasentschwefelungsanlage (REA), der $DeNO_x$-Anlage sowie des Kamins. Vor dem Einsatz der Großgeräte mussten zunächst umfangreiche Maßnahmen zur Wertstoffgewinnung und Schadstoffsanierung durchgeführt werden. Hierfür wurden Bereiche in den Anlagenkomponenten, die mit einer Wärmeisolierung aus künstlichen Mineralfasern (KMF) versehen waren, gemäß den zuvor erstellten Sanierungskonzepten in sogenannte Schwarzbereiche abgeschottet, zurückgebaut, fachgerecht saniert und entsprechend den gesetzlichen Vorgaben entsorgt (Abbildung 3 und 4).





Abb. 3 und 4: $DeNO_x$-Gebäude KMF-Sanierung, Abschottung der Sanierungsbereiche [1]

Im weiteren Verlauf des Rückbauprojektes erfolgte der Rückbau der Gebäude der Gipslagerstätte gemäß dem zuvor erstellten Rückbaukonzept.

Vor Beginn der eigentlichen Abbrucharbeiten wurden die Fassaden- und Dachflächen umfassenden Sanierungsmaßnahmen unterzogen, um schadstoffbelastete Bereiche fachgerecht und in Abstimmung mit der Bezirksregierung und der BG zurückzubauen und die Voraussetzungen für den anschließenden Gebäuderückbau zu schaffen.

5.2.1. Sprengung des 282 m hohen Kamins

Mit dem Fortschreiten des Rückbaus der REA-Gebäude rückte die Vorbereitung der Kaminsprengung zunehmend in den Mittelpunkt des Projektes. Die geplante Fallrichtungssprengung des 282 m hohen Stahlbeton-Kamins stellte sowohl für RWE TI als auch für den ausführenden AN ein außergewöhnliches Projekt dar. Eine Sprengung dieser Größenordnung und Bauwerksgeometrie war in dieser Form bislang nicht umgesetzt worden und erforderte daher eine besonders intensive technische Vorbereitung. Im Vorfeld wurden umfangreiche

Computersimulationen erstellt, um die geplante Fallrichtungssprengung sicher zu gewährleisten. Zur Unterstützung der kontrollierten Fallrichtungssprengung wurden im unteren Bereich des Kamins zwei sogenannte Kippgelenke eingebracht, wie in Abbildung 5 zu sehen ist. Diese dienten dazu, die definierte Fallrichtung während des Sprengvorgangs gezielt zu unterstützen und den Kollaps des Bauwerks kontrolliert einzuleiten. Bis zu diesem Datum, dem 13.10.2025, fand noch keine Fallrichtungssprengung eines 282 m hohen Kamins statt. Deshalb waren alle Beteiligten bei der Sprengvorbereitung als auch beim Tag der Umsetzung höchst motiviert und angespannt, um dies erfolgreich zum Abschluss zu bringen.



Abb. 5: Eingebrachtes Kippgelenk am Kaminfuß [1]



Abb. 6: Vertikaler Sägeschnitt am Kaminfuß [1]

Kurzzeitig müssen beide Kippgelenke (Abbildung 5) eine Masse von circa 15.000 Tonnen definiert in eine Richtung bewegen. Unterstützt wird dies durch einen rückseitigen vertikalen Schnitt, der fast 180 Grad gegenüber dem sogenannten *Sprengmaul* die Außenhülle des Kamins durchtrennte (Abbildung 6). Um diese Schnitte fertigen zu dürfen, bedarf es festgelegter Wetterrandbedingungen, welche in erster Linie den Windgeschwindigkeiten und somit den Windlasten, die auf den Kamin wirken, geschuldet sind.



Abb. 7: Fallbett mit darin befindlichem Kamin [3]

Mit der technisch erfolgreichen Sprengung des Kamins wurde ein wichtiger Meilenstein im Projekt erreicht. Im Nachgang wurde das im Fallbett liegende Bauwerk abschnittsweise zurückgebaut. Der angefallene Beton konnte anschließend als Recyclingmaterial wiederverwertet werden, während der freigelegte Bewehrungsstahl dem Recyclingkreislauf zugeführt wurde.

5.2.2. Sprengung des DeNO$_x$-Gebäudes

Ein weiterer bedeutender Meilenstein des Rückbauprojektes Gersteinwerk stellte der Sprengabbruch des 64 Meter hohen DeNO$_x$-Gebäudes dar. Aufgrund der unmittelbaren Nähe zu einem Biotop auf der Gebäuderückseite sowie der geringen Distanz zum Kühlturm von Block K auf der Vorderseite stellte auch diese Sprengung eine besondere technische Herausforderung dar. Im Vorfeld der Sprengmaßnahme wurden umfangreiche vorbereitende Arbeiten durchgeführt. Hierzu gehörten insbesondere der kontrollierte Rückbau des Treppenturms mittels Seilbagger (Abbildung 8) sowie die Demontage der Fassadenplatten zur Reduzierung unkontrollierter Materialeinwirkungen während des Sprengvorgangs als

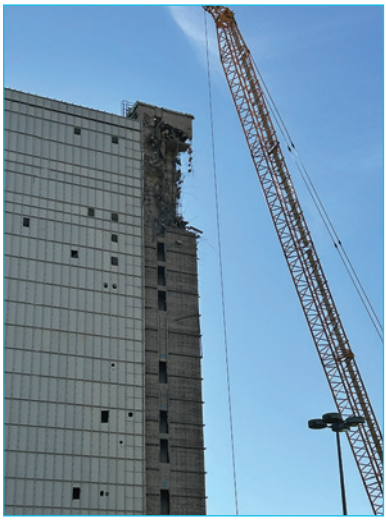


Abb. 8: Rückbau des Treppenturms mittels Seilbagger [1]

auch das Einbringen von zusätzlichen Stahlkonstruktionen, um auch hier sicherzustellen, dass das Gebäude zielgerichtet zu Boden gebracht wird. Parallel hierzu erfolgte die Sanierung der im Gebäude vorhandenen KMF (Abbildung 3). Die Arbeiten begannen bereits rund vier Monate vor dem geplanten Sprengtermin und nahmen allein einen Zeitraum von etwa zwölf Wochen in Anspruch. Während der gesamten Vorbereitungs- und Ausführungsphase erfolgte durch die RWE TI eine fortlaufende Qualitätssicherung sämtlicher Rückbau-, Sanierungs- und Sprengkonzepte.

5.2.3. Rückbau und Verfüllung des 15 m tiefen Kohlebunkers

Bis zum Abschluss des Rückbauprojektes stellte insbesondere der Kohlebunker der Bahnentladestation einen weiteren technisch anspruchsvollen Meilenstein dar.

Infolge der Abschaltung (Spannungsfreiheit) der im Kohlebunker installierten Sumpfpumpen sammelte sich innerhalb des Bauwerks Wasser im Bereich zwischen etwa 15 m und 6 m unter Geländeoberkante an. Vor Beginn jeglicher Wertstoffgewinnungs- und Sanierungsmaßnahmen musste diese Wassermenge von rund 4.500 m^3 zunächst abgepumpt werden. Eine direkte Einleitung in den Kanal war aufgrund der Wasserbeschaffenheit jedoch nicht zulässig. Im Rahmen der zuvor durchgeführten Wasseranalysen wurde eine erhöhte Zinkbelastung festgestellt, weshalb das Wasser vor der Einleitung genehmigungsrechtlich aufbereitet werden musste. Nach dem Abpumpen wurden die Ursachen der Belastung sichtbar. An den Wandflächen, Treppenanlagen sowie an Restbereichen der Gurtförderanlagen hatten sich umfangreiche Zinkablagerungen (Abbildung 9) gebildet, die ebenfalls zurückgebaut und fachgerecht entsorgt werden mussten. Die zusätzlichen Sanierungsmaßnahmen sowie die erforderlichen behördlichen Genehmigungen führten zu einem erheblichen Mehraufwand und verlängerten die Arbeiten in diesem Bereich um nahezu fünf Monate. Da der maschinelle Rückbau lediglich bis etwa 1,5 Meter unter Geländeoberkante erfolgen konnte und der Kohletiefbunker insgesamt drei unterirdische Gebäudebereiche umfasste, verblieben große Teile der Bauwerksstruktur in Abstimmung mit den Behörden im Erdreich. Da oberhalb dieser Bereiche zu einem späteren Zeitpunkt ein Park-



Abb. 9: Bandanlagen mit Zinkschlammanhaftungen im Kohlebunker vor der Reinigung [1]

platz entstehen sollte, mussten ausreichende Tragfähigkeiten des Untergrundes sichergestellt werden. Die verbliebene Gebäudestruktur wurde mit Flüssigboden verfüllt (Abbildung 10). Oberhalb des Flüssigboden wurde in den letzten 0,5 m ein Sand-Kies-Gemisch eingebaut. Allein die Verfüllmaßnahmen nahmen einen Zeitraum von rund 35 Arbeitstagen in Anspruch.



Abb. 10: Flüssigbodenmaschine für die Verfüllung des Kohlebunkers [1]

Dieser Artikel wurde am 05.06.2026 verfasst – in der positiven Erwartung, dass wir bis zur Veranstaltung im Oktober die erfolgreiche Übergabe der Rückbaufläche an das Kraftwerk verkünden können.

6. Quellen

[1] RWE Technology International, eigene Fotografien (Ersteller).

[2] RWE Archiv.

[3] Lunnebach Media GmbH, Fotografien, 2026.

tbfpartner

DAS UNBEKANNTE IST UNSER SPEZIALGEBIET.

Projekte im Energie- und Kraftwerkssektor werden zunehmend komplexer. Der Bedarf an ganzheitlichen und innovativen Lösungen rund um Themen wie **regenerative Wärmequellen** für Fernwärmenetze, **Wärmepumpen** und **Wärmespeicher**, **CO_2-Abscheidung** und **-Nutzung**, **Power-to-X**-Anwendungen sowie digitale und **KI-gestützte Lösungen** zur Steigerung von Effizienz, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit wird immer größer.

Sehen auch Sie sich mit solchen Herausforderungen konfrontiert?
Diesen möchten wir uns gemeinsam mit Ihnen stellen.
EXPLORING TOGETHER.

www.tbf.ch

Klärschlamm



Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

Zukunftsweisend, innovativ und ganzheitlich.

TÜV SÜD begleitet Ihre Wasserstoff-projekte von der Idee bis zur Umsetzung.

Bei TÜV SÜD setzen wir unser umfassendes Know-how und unsere Erfahrungen mit Wasserstoff und verwandten Technologien ein, um eine sichere und zuverlässige Entwicklung von Wasserstoff-Energielösungen zu unterstützen sowie zu begleiten – von der Erzeugung über die Lagerung und den Transport bis hin zur Anwendung in den verschiedensten Branchen.

Sie stehen vor komplexen Fragestellungen und brauchen individuelle Antworten?
Unsere interdisziplinären Expertenteams ermöglichen nicht nur die ganzheitliche Betrachtung Ihrer komplexen Wasserstoffprojekte, sondern entwickeln auch gemeinsam mit Ihnen individuelle Lösungen für verschiedenste Aufgabenstellungen.
Dies umfasst neben allen technischen Fragestellungen hinsichtlich der Konzeptentwicklung und -planung, der Eignungsprüfung, der Errichtung sowie dem sicheren Betrieb Ihrer Anlagen, auch Mitarbeiterschulungen im Bereich sicherer Umgang mit Wasserstoffsystemen.

Interesse an unserem Leitfaden zur H_2-Readiness von Gaskraftwerken? Sprechen Sie uns direkt an.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH | Dr. Thomas Gallinger
+49 89 5791-3538 | hydrogen@tuvsud.com

TÜV®

CFD-gestützte Untersuchung des Lastverhaltens einer Klärschlamm-Wirbelschichtfeuerung: Modellierung, digitales Anfahren und prozesstechnische Einordnung

Paul Alps, Adlan Omer und Raghavan Lakshmanan

1. Einleitung 440
2. Anlagen- und Prozessbeschreibung 441
3. CFD-Modell und Randbedingungen 442
4. Ergebnisse zum Lastbetrieb 443
5. Prozesstechnische Einordnung und Diskussion 447
6. Fazit 448
7. Quellen 449

Die verpflichtende Phosphorrückgewinnung aus Klärschlamm führt zu einem verstärkten Einsatz stationärer Wirbelschichtfeuerungen. Für einen stabilen und emissionsarmen Betrieb ist ein detailliertes Verständnis der gekoppelten Strömungs-, Wärme- und Reaktionsprozesse erforderlich.

Der Beitrag untersucht das Lastverhalten einer Klärschlamm-Wirbelschichtfeuerung mit einer dreidimensionalen CFD-Simulation. Berücksichtigt werden Gas-Feststoff-Strömung, Wasserverdampfung, heterogene und homogene Reaktionen sowie Wärmeübertragung im Bettmaterial. Die Modellierung wird dabei nicht als isolierte CFD-Demonstration verstanden, sondern mit prozesstechnischem Anlagenverständnis verknüpft.

Im Mittelpunkt steht der Vergleich von Volllast, 70-Prozent-Teillast und einem feuchteren 70-Prozent-Teillastfall. Aufgrund der Mindestluftmenge zur Fluidisierung kann Teillast nicht als proportionale Absenkung aller Stoffströme beschrieben werden. Die Simulation zeigt, dass sich im Teillastbetrieb nicht einfach eine homogen stärkere Bettverbrennung ausbildet. Stattdessen treten

schärfere räumliche Trennungen zwischen O_2-reichen und O_2-armen Bereichen, lokaler Brennstofffreisetzung, Trocknerbrüdeneinleitung und Wärmefreisetzung auf.

Die Auswertung fokussiert daher nicht auf eine direkte NO_x-Prognose, sondern auf die Verschiebung und Kopplung von Reaktionszonen, O_2-Feldern und Temperaturstrukturen. Daraus ergibt sich die Trocknerbrüdeneinleitung als naheliegender Ansatzpunkt für weitere Variantenrechnungen. Der Beitrag zeigt, dass CFD insbesondere dann zu belastbaren Optimierungshinweisen führt, wenn Modellannahmen, reale Anlagenrandbedingungen und prozesstechnische Interpretation gemeinsam betrachtet werden.

1. Einleitung

Die Behandlung kommunaler Klärschlämme befindet sich in Deutschland in einem strukturellen Wandel. Auslöser sind verschärfte Anforderungen an die bodenbezogene Verwertung sowie das Ziel, den im Klärschlamm enthaltenen Phosphor als Ressource zurückzugewinnen. Die novellierte Klärschlammverordnung fordert ab 2029 für relevante Klärschlämme Vorgaben zur Phosphorrückgewinnung [1]. Parallel verweist das Umweltbundesamt auf stoffliche und hygienische Risiken der bodenbezogenen Verwertung, unter anderem durch Schwermetalle, organische Spurenstoffe, Krankheitserreger und Kunststoffreste [2].

Mit dem Übergang zur verpflichtenden Phosphorrückgewinnung gewinnt die Klärschlamm-Monoverbrennung an Bedeutung, da die entstehenden Aschen einen geeigneten Ausgangsstrom für Rückgewinnungsverfahren darstellen. Ob die verfügbaren Kapazitäten der thermischen Behandlung und der Phosphorrückgewinnung bis zum Auslaufen der Übergangsfristen ausreichen, ist Gegenstand aktueller Untersuchungen [3]. Daraus ergibt sich nicht nur ein Bedarf an zusätzlichen Anlagenkapazitäten, sondern auch an stabilen, flexiblen und prozesstechnisch gut verstandenen Betriebsstrategien für bestehende und neue Monoverbrennungsanlagen.

Als technisch relevante Lösung haben sich stationäre Wirbelschichtfeuerungen etabliert. Sie eignen sich für niederkalorische, feuchte und aschereiche Brennstoffe und stellen eine phosphorhaltige Asche bereit [4] [5]. Das heiße Bettmaterial ermöglicht eine intensive Mischung und einen hohen Wärmeübergang [6]. Gleichzeitig beeinflussen Wassergehalt, Aschegehalt, schwankende Zusammensetzung, flüchtige Bestandteile und brennstoffgebundener Stickstoff Trocknung, Entgasung, Koksumsatz, Wärmehaushalt und Emissionsbildung [7] [8]. Besonders relevant ist der Teillastbetrieb: Da die Primärluft Sauerstoff bereitstellt und zugleich die Fluidisierung sichern muss, kann Teillast nicht

als proportionale Absenkung aller Stoffströme verstanden werden. Wird der Brennstoffmassenstrom reduziert, können sich lokale Luftzahlen, Strömungsstrukturen und die räumliche Lage der Wärmefreisetzung verschieben [9].

Der Beitrag untersucht das Lastverhalten einer Klärschlamm-Wirbelschichtfeuerung mithilfe einer dreidimensionalen CFD-Simulation und ordnet die Ergebnisse prozesstechnisch ein. Im Mittelpunkt steht die Wirkung von Voll- und Teillast auf Reaktionszonen, Sauerstoffverteilung, Temperaturfeld und Mischung.

Die zentrale Annahme zu Beginn der Auswertung lautet: Wenn im Teillastbetrieb die für die Fluidisierung notwendige Luftmenge gegenüber dem reduzierten Brennstoffstrom hoch bleibt, könnte lokal mehr Sauerstoff im Bett zur Verfügung stehen. Daraus wäre zunächst eine stärkere bettnahe Umsetzung zu erwarten. Eine zweite Arbeitshypothese lautet, dass ein höherer Wassergehalt bzw. eine veränderte Rolle der Trocknerbrüden diese Verschiebung thermisch dämpfen und den Ausbrand wieder stärker nach oben ziehen kann. Bewertet wird jedoch keine direkte Emissionsprognose, sondern die Veränderung von Reaktionszonen, O_2-Feldern und Temperaturstrukturen.

CFD wird dabei nicht als isolierte Demonstration von Feldbildern verstanden. Erst die Verbindung mit Anlagenkenntnis, Brennstoffverhalten und betrieblichen Randbedingungen erlaubt belastbare Hinweise für reale Betriebsstrategien.

2. Anlagen- und Prozessbeschreibung

Stationäre Wirbelschichtfeuerungen nutzen ein Bett aus inertem oder aschehaltigem Feststoffmaterial, das durch von unten eingebrachte Primärluft fluidisiert wird. Dadurch entstehen hohe Kontaktflächen zwischen Gas, Bettmaterial und Brennstoff sowie ein vergleichsweise ausgeglichener Wärmehaushalt in der Bettzone [5] [9]. Das Bettmaterial wirkt zugleich als Wärmespeicher und kann Schwankungen von Heizwert, Wassergehalt und Brennstoffaufgabe teilweise puffern.

Der Klärschlamm wird in entwässerter oder vorgetrockneter Form zugeführt. Nach dem Eintrag überlagern sich Trocknung, Aufheizung, Entgasung, Gasphasenoxidation und Koksumsatz. Die mineralischen Bestandteile verbleiben als Bett- oder Flugasche und bilden im Fall der Monoverbrennung den Ausgangsstrom für die Phosphorrückgewinnung. Für den betrachteten Fall steht die räumliche Kopplung von Primärluft, Brennstoffeintrag und Trocknerbrüden im Vordergrund.

Typische Betriebstemperaturen von Klärschlamm-Wirbelschichtfeuerungen liegen häufig bei etwa 850 bis 950 Grad Celsius [5]. Die Temperaturführung ist auch regulatorisch relevant, da die 17. BImSchV für Abfallverbrennungsanlagen eine Mindesttemperatur der Verbrennungsgase von 850 Grad Celsius nach der letzten Verbrennungsluftzuführung fordert [10]. Abweichende Fahrweisen müssen anlagenspezifisch bewertet werden [11].

Klärschlamm ist kein homogener Standardbrennstoff. Für die Verbrennung sind insbesondere Wassergehalt, Aschegehalt, Heizwert, flüchtige Bestandteile, Partikelstruktur sowie Stickstoff-, Schwefel-, Chlor- und Phosphorgehalte relevant [7] [8]. Diese Größen gehen unmittelbar in Massen- und Energiebilanzen der Trocknung, Entgasung und Oxidation ein.

Der Wassergehalt ist für den Wärmehaushalt besonders bedeutsam, weil Verdampfungsenthalpie bereitgestellt werden muss. Dadurch können lokale Kühlzonen entstehen, die Trocknung, Entgasung, Temperaturfeld und Lage der Reaktionszonen verändern. Modellierungsarbeiten zeigen, dass Feuchtegehalt, Partikelannahmen und Brennstoffaufgabe die Aufteilung der Wärmefreisetzung zwischen Bett und Freeboard wesentlich beeinflussen können [12]. Für die vorliegende Untersuchung wird die stoffliche Zusammensetzung des Schlamms einheitlich angesetzt; als Brennstoffvariation wird der Wassergehalt betrachtet.

Für die Ergebnisinterpretation ist außerdem wichtig, dass lokale Sauerstoffarmut nicht automatisch gleichbedeutend mit starker Verbrennung ist. O_2 kann durch Reaktion verbraucht , aber auch durch Wasserdampf bzw. Trocknerbrüden verdrängt werden. Ebenso bedeutet ein O_2-reicher Bereich nicht zwingend eine gute Ausbrandzone; er kann auch auf eine schwach gekoppelte oder brennstoffarme Strömung hindeuten. Die Interpretation der O_2-Bilder muss deshalb gemeinsam mit Temperaturfeldern, flüchtigen Modellkomponenten und Anlagengeometrie erfolgen.

3. CFD-Modell und Randbedingungen

Die CFD-Simulationen wurden mit Barracuda Virtual Reactor von CPFD Software durchgeführt. Für die gekoppelte Gas-Feststoff-Strömung wird die Multiphase-Particle-in-Cell-Methode (MP-PIC) verwendet. Die Gasphase wird auf einem ortsfesten Rechengitter gelöst, während die Feststoffphase über numerische Partikelpakete beschrieben wird. Partikel-Partikel-Wechselwirkungen werden statistisch über den lokalen Feststoffvolumenanteil berücksichtigt. So lässt sich die großskalige Wirbelschicht mit Bettinventar, Partikelbewegung und Brennstoffumsetzung rechnerisch handhabbar abbilden.

Das CFD-Modell beschreibt Wärmeübertragung, Brennstofftrocknung, Wasserverdampfung, heterogene Koksreaktionen, homogene Gasphasenreaktionen und Gasphasenspezies. Entscheidend ist die Kopplung zwischen Gasphase, Bettmaterial und Brennstoffpartikeln: Impuls-, Wärme- und Stoffübergang bestimmen gemeinsam, wo der Brennstoff aufheizt, Wasser verdampft, fester Kohlenstoff umgesetzt wird und sich nachgelagerte Reaktionszonen ausbilden.

Das Bettmaterial wird als Sand mit einer Dichte von 2.500 kg/m^3 und vollständiger Partikelgrößenverteilung abgebildet. Der Brennstoff wird über repräsentative Partikel bzw. eine angenommene Partikelgrößenverteilung beschrieben; für den Referenzansatz wurde ein d50 von 5 mm verwendet. Da reale Partikelstruktur und Partikelzerfall des Klärschlamms nur eingeschränkt bekannt sind, bleiben diese Annahmen ein wichtiger Bestandteil der Ergebnisbewertung.

Die Lastfallbetrachtung umfasst drei Zustände: Volllast als Referenz, 70-Prozent-Teillast mit weiterhin sicherzustellender Fluidisierung und einen feuchteren 70-Prozent-Teillastfall. Letzterer erhöht den Einfluss von Wassergehalt bzw. Trocknerbrüden und prüft die Arbeitshypothese einer thermischen Dämpfung und möglichen Rückverlagerung der Reaktionsstruktur.

Die Auswertung konzentriert sich auf zeitgemittelte Felder der flüchtigen Modellkomponente, des O_2-Anteils und der Temperatur. Erst ihre Kombination erlaubt eine prozesstechnische Deutung von Freisetzung, Verbrauch, Verdrängung, Bypassbereichen, Wärmefreisetzung und Kühlung. Eine detaillierte Stickstoffchemie wird nicht ausgewertet; Aussagen zu NO_x werden daher nicht als Prognose formuliert.

Für die Bewertung wurde ein stabilisierter Ausgangszustand genutzt, da ein direkter Start mit hochfeuchtem Brennstoff zu unrealistischer lokaler Abkühlung und instabilen Reaktionszonen führen kann. Annahmen zu Partikelgrößenverteilung, Partikelzerfall, Brennstoffauftreffbild und Schlammzusammensetzung bleiben zu berücksichtigen, werden aber nicht als eigene Unsicherheitsanalyse behandelt.

4. Ergebnisse zum Lastbetrieb

Die Ergebnisinterpretation folgt den beiden Arbeitshypothesen: Führt der 70-Prozent-Teillastfall zu stärker bettnaher Umsetzung durch lokal erhöhtes Sauerstoffangebot und dämpft der feuchte Teillastfall diese Struktur oder führt sie teilweise in Richtung Volllastreferenz zurück? Entscheidend ist nicht ein einzelner Mittelwert, sondern die räumliche Struktur der Felder.

Abbildung 1 zeigt die zeitgemittelte O_2-Verteilung der drei Lastfälle. Die Darstellung ist für die neue Interpretation zentral, weil sie nicht nur die globale Sauerstoffverfügbarkeit sichtbar macht, sondern auch die Schärfe der Trennung

zwischen O_2-armen und O_2-reichen Bereichen. Abbildung 2 stellt für den 70-Prozent-Teillastfall die flüchtige Modellkomponente, O_2 und Temperatur nebeneinander. Diese zweite Gegenüberstellung ersetzt bewusst eine reine Temperaturvergleichsabbildung über alle Lastfälle, weil für die Deutung des Teillastmechanismus die Kopplung der drei Felder im selben Lastfall aussagekräftiger ist.

Der Volllastfall dient als Referenz für Freisetzung, Sauerstoffangebot und Temperaturfeld. Die flüchtige Modellkomponente tritt vor allem im unteren Bereich der Wirbelschicht bzw. unmittelbar darüber auf. In höheren Schnitten nimmt sie deutlich ab; im Übergang zwischen Feuerung und Abhitzekessel ist keine nennenswerte Konzentration mehr erkennbar. Diese Verteilung ist plausibel, weil Trocknung und Entgasung im Umfeld des Brennstoffeintrags beginnen.

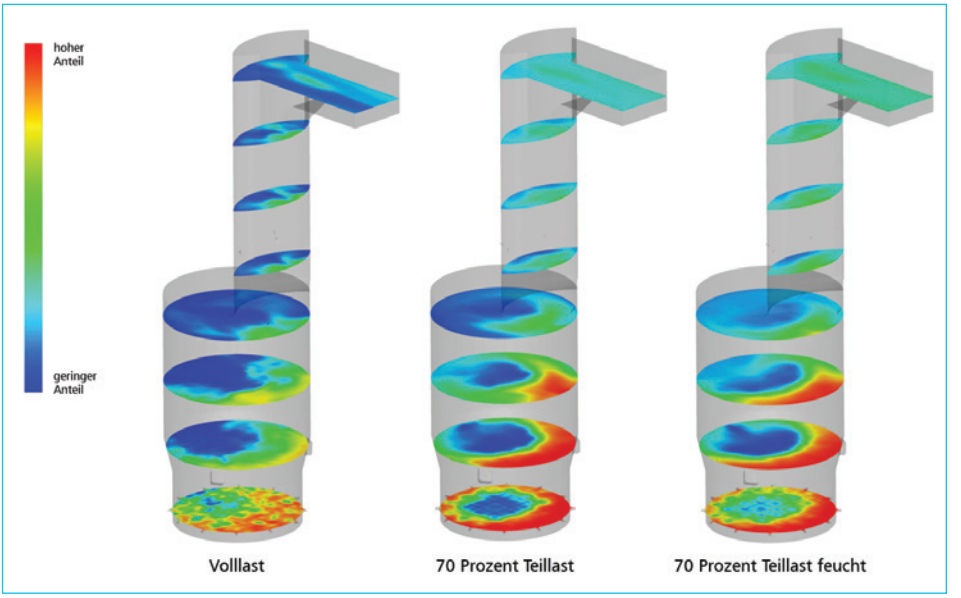


Abb. 1: Zeitgemittelte O_2-Verteilung der drei Lastfälle. Der 70-Prozent-Teillastfall zeigt im unteren Feuerraum schärfere Grenzen zwischen O_2-armen und O_2-reichen Bereichen als der Volllastfall.

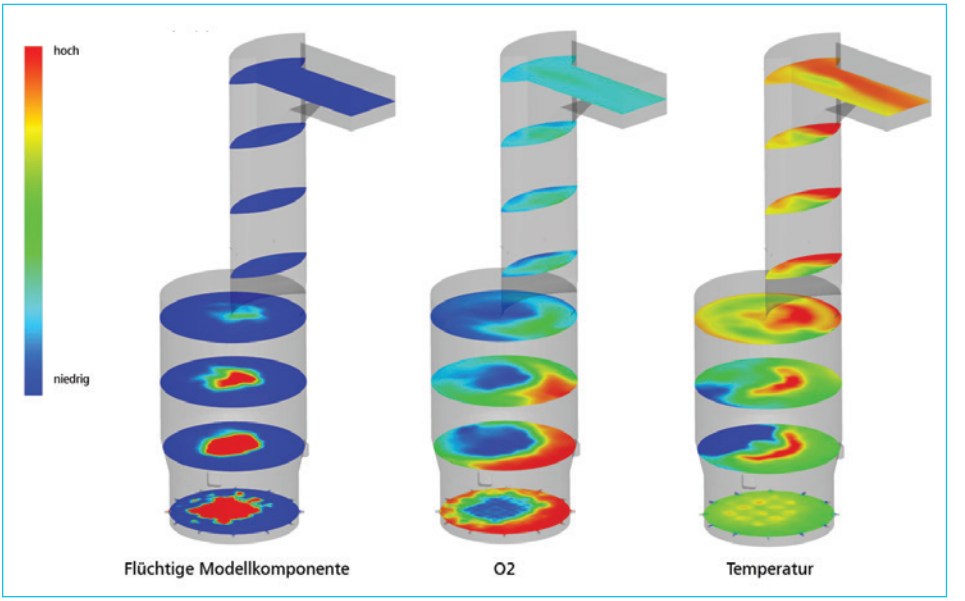


Abb. 2: Gekoppelte Feldbetrachtung für den 70-Prozent-Teillastfall. Die lokale Konzentration der flüchtigen Modellkomponenten, der O_2-arme Bereich und die bogenförmige Temperaturstruktur stützen die Deutung einer lokal gebündelten Reaktionszone.

Das O_2-Feld zeigt bereits im Volllastfall eine seitliche Ungleichverteilung. Sauerstoffreichere Bereiche liegen dort, wo weniger Brennstoff ankommt bzw. wo die Kopplung zwischen Luft und Brennstoffumsatz geringer ist. Sauerstoffärmere Bereiche können sowohl durch Verbrennung als auch durch Verdrängung von O_2 durch Trocknerbrüden bzw. H_2O beeinflusst sein. Im Vergleich zu den Teillastfällen wirken die Übergangsbereiche jedoch breiter abgestuft. Dies spricht für eine stärkere räumliche Durchmischung bzw. für eine weniger scharf getrennte Kopplung von Luftangebot und Brennstoffumsatz.

Das Temperaturfeld weist im unteren und mittleren Bereich homogene Betriebstemperaturen auf; lokal treten kühlere Bereiche randnah auf. Im oberen Übergang zum Abhitzekessel erscheint das Feld vergleichsweise gleichmäßig. Der Volllastfall ist damit kein ideal homogenes Referenzbild, aber ein Zustand mit breiterer Querschnittsnutzung und weniger stark ausgeprägter räumlicher Segregation.

Im 70-Prozent-Teillastfall wird die lokale Begrenzung der Reaktionszonen deutlicher. Die flüchtige Modellkomponente erscheint im unteren Bereich lokal konzentriert. Ein abgegrenzter Bereich liegt oberhalb des Ortes, an dem der Brennstoff auf die Wirbelschicht trifft. In den höheren Schnitten nimmt die Konzentration stark ab; im Übergang zum Abhitzekessel ist keine nennenswerte Konzentration sichtbar.

Besonders aussagekräftig ist das O_2-Feld. Gegenüber dem Volllastfall treten schärfere Grenzen zwischen O_2-armen und O_2-reichen Bereichen auf. Lokal sind Bereiche sichtbar, die nahezu dem O_2-Gehalt der zugeführten Luft entsprechen. Das spricht nicht für eine homogenere Sauerstoffversorgung des gesamten Betts, sondern eher für eine stärkere räumliche Trennung: sauerstoffreiche Strömungsanteile durchströmen Teile des unteren Feuerraums, ohne intensiv mit den brennstoffreichen bzw. reaktiven Bereichen gekoppelt zu sein. Gleichzeitig liegen O_2-arme Bereiche dort, wo Sauerstoff verbraucht oder durch Wasserdampf verdrängt wird.

Das Temperaturfeld zeigt im selben unteren Höhenbereich eine kühle Zone an der Stelle der Trocknerbrüdenzugabe sowie einen markanten bogenförmigen Bereich erhöhter Temperatur. In Kombination mit der flüchtigen Modellkomponente und dem O_2-Feld ergibt sich damit nicht das einfache Bild einer gleichmäßig verstärkten Bettverbrennung. Plausibler ist eine lokal gebündelte Reaktionsstruktur, in der Brennstofffreisetzung, Trocknerbrüden, O_2-Angebot und Wärmefreisetzung stärker segregiert sind als im Volllastfall.

Diese Deutung ist für die ursprüngliche Hypothese wichtig. Ein lokal erhöhtes Sauerstoffangebot kann im Teillastfall zwar auftreten, aber die Bilder zeigen nicht, dass dieses Angebot homogen im reaktiven Bettbereich wirksam wird. Vielmehr entstehen O_2-reiche Rand- oder Bypassbereiche neben O_2-armen Reaktionszonen. Damit verschiebt sich die Interpretation: Nicht eine pauschale Verlagerung des Ausbrands ins Bett ist der zentrale Befund, sondern eine veränderte räumliche Kopplung von Strömung und Reaktion.

Der feuchte Teillastfall dient dazu, die zweite Arbeitshypothese zu prüfen: Ein höherer Wassergehalt bzw. eine stärkere Rolle der Trocknerbrüden könnte die Bettzone thermisch dämpfen, die Reaktionsstruktur auflockern und den Zustand teilweise in Richtung der Volllastreferenz zurückführen. Die Bilder zeigen ein gemischtes Ergebnis. Im unteren Feuerraum bleibt die lokale Struktur deutlich: Die flüchtige Modellkomponente ist konzentriert, das O_2-Feld zeigt weiterhin O_2-arme und O_2-reiche Bereiche und im Temperaturfeld sind Kühlzonen sowie eine bogenförmige warme Struktur erkennbar. Eine eindeutige Rückkehr zu weicheren, volllastnahen O_2-Übergängen ist im unteren Bereich daher nicht belegt. Gleichzeitig zeigt der feuchte Fall im Übergang zum Abhitzekessel eine gleichmäßigere O_2-Verteilung. Das spricht dafür, dass die Feuchte- bzw. Brüdenführung die räumliche Struktur beeinflusst, sie aber nicht einfach aufhebt. Die Kompensation wirkt damit nicht als simple Rückverlagerung des Ausbrands nach oben, sondern eher als Veränderung der Mischung und Querschnittsnutzung in bestimmten Höhenbereichen.

5. Prozesstechnische Einordnung und Diskussion

Die Lastfallauswertung zeigt, dass die relevante Zielgröße nicht eine pauschale Verschiebung zwischen Bett- und Freeboardverbrennung ist. Entscheidend ist die emissionswirksame Reaktionszonierung: Wo liegen O_2-arme Bereiche, wo entstehen O_2-reiche Rand- oder Bypassbereiche, wo treten Kühlzonen auf und wie gut sind diese Bereiche mit nachfolgenden Ausbrandzonen gekoppelt? Diese Fragen sind für Rohgaszusammensetzung und Emissionsprofile bedeutsam, ohne dass daraus bereits eine direkte NO_x-Prognose abgeleitet werden kann.

Aus prozesstechnischer Sicht ist gerade der Teillastbetrieb kritisch, weil die Mindestfluidisierung eine einfache proportionale Absenkung der Primärluft begrenzt. Dadurch kann ein Lastpunkt entstehen, in dem lokal viel Sauerstoff verfügbar ist, dieser Sauerstoff aber nicht dort wirkt, wo Brennstofffreisetzung und Reaktion konzentriert sind. Das erklärt, warum die ursprüngliche Erwartung einer stärkeren Bettumsetzung nur teilweise trägt. Die Simulation zeigt kein homogen sauerstoffreicheres Bett, sondern eine schärfer getrennte Struktur aus O_2-reichen und O_2-armen Bereichen.

Ein naheliegender Optimierungsansatz ist die Trocknerbrüdeneinleitung im Teillastbetrieb. Die Temperaturfelder zeigen im Bereich der Brüdenzugabe lokale Kühlung und die O_2-Felder zeigen in den Teillastfällen ausgeprägte seitliche Trennungen. Damit ist die Brüdeneinleitung nicht nur eine thermische Randbedingung, sondern ein möglicher Mitgestalter von Mischung und Reaktionsstruktur.

Weitere Variantenrechnungen sollten deshalb prüfen, ob Lage, Richtung, Impuls oder Verteilung der Brüdeneinleitung so angepasst werden können, dass die lokale Dominanz dieser Zone abnimmt. Ziel wäre nicht eine maximale Gleichverteilung aller Feldgrößen, sondern eine bessere Kopplung von brennstoffreichen, O_2-armen und O_2-reichen Bereichen. Je nach realer Anlagengeometrie kommen eine veränderte Eindüsrichtung, eine Aufteilung des Brüdenstroms auf mehrere Eintrittsstellen oder eine betriebliche Anpassung bei reduzierter Last in Betracht.

Maßnahmen müssen lastpunktabhängig bewertet werden. Der Volllastfall zeigt eine breitere Querschnittsnutzung und eine vergleichsweise gleichmäßige Struktur im oberen Übergangsbereich. Der 70-Prozent-Teillastfall zeigt dagegen schärfere O_2-Gradienten und eine lokal gebündelte Temperaturstruktur. Der feuchte Teillastfall hebt diese Segregation im unteren Bereich nicht auf, verändert aber die Verteilung im oberen Übergang.

Eine zielführende Betriebsstrategie muss daher Fluidisierung, Ausbrand und Reaktionszonierung gemeinsam betrachten. Eine stärkere lokale Luftzufuhr kann den Ausbrand stabilisieren, aber zugleich O_2-reiche Bypassbereiche oder Temperaturspitzen begünstigen. Umgekehrt können reduzierende Bereiche für

einzelne Zwischenprodukte günstig sein; wenn sie schlecht mit nachfolgenden Ausbrandzonen gekoppelt sind, können sie Rohgaszusammensetzung und Emissionsprofil dennoch ungünstig beeinflussen.

Die Aussagekraft des Modells liegt deshalb vor allem in der räumlichen Prozessinterpretation. Die Feldbilder liefern Informationen, die im realen Feuerraum nur eingeschränkt messbar wären. Ihre Bedeutung entsteht jedoch erst durch die Verbindung mit Anlagenkenntnis, etwa zur Lage der Wurfbeschicker, zum Brennstoffauftreffbereich, zur Mindestfluidisierung, zur Trocknerbrüdenzugabe und zu betrieblichen Zielkonflikten. Für eine vertiefende Betrachtung könnten zusätzlich H_2O-Felder sowie Strömungs- oder Vektordarstellungen herangezogen werden.

Aus den vorliegenden Untersuchungen ergibt sich als wesentlicher Befund, dass der Teillastbetrieb nicht nur über eine allgemeine Verschiebung zwischen Bett- und Freeboardverbrennung beschrieben werden sollte. Zusätzlich treten lokale Beeinflussungen der Strömungs- und Reaktionsstruktur auf, die durch die Lastfalländerung, die Mindestluftmenge und die Einbindung der Trocknerbrüden mitgeprägt werden. Der nächste Schritt liegt daher weniger in einer pauschalen Suche nach mehr oder weniger Bettverbrennung, sondern in der gezielten Beeinflussung dieser lokalen Kopplungen.

Ein naheliegender Ausblick ist die Variation beeinflussbarer Parameter. Dazu gehören insbesondere die Ausgestaltung der Brüdeneinleitung, etwa Lage, Richtung, Impuls und Aufteilung des Brüdenstroms sowie eine genauere Betrachtung der Mindestluftmenge im Teillastbetrieb. Auf dieser Basis könnten weitere CFD-Varianten prüfen, ob sich die Querschnittsnutzung verbessert, scharfe O_2-Grenzen abgeschwächt und lokale Reaktionszonen betrieblich günstiger geführt werden können.

6. Fazit

Die Untersuchungen zeigen, dass eine CFD-gestützte Bewertung des Lastverhaltens einer Klärschlamm-Wirbelschichtfeuerung nur dann belastbar ist, wenn Modellierung und prozesstechnische Einordnung gemeinsam betrachtet werden. Ein stabilisierter Ausgangszustand bildet dafür die methodische Grundlage.

Teillast kann nicht als einfache proportionale Absenkung von Brennstoff- und Luftströmen verstanden werden. Im 70-Prozent-Teillastfall treten eine lokal konzentrierte flüchtige Modellkomponente, schärfere O_2-Gradienten, O_2-reiche Randbereiche und eine bogenförmige Temperaturstruktur auf. Der Lastpunkt verändert damit vor allem die räumliche Kopplung von Brennstoffaufgabe, Trocknerbrüdenzugabe, Sauerstoffverfügbarkeit und Wärmefreisetzung.

Der feuchte Teillastfall bestätigt, dass diese lokale Struktur im unteren Feuerraum nicht einfach aufgehoben wird. Zugleich erscheint die O_2-Verteilung im Übergang zum Abhitzekessel gleichmäßiger. Daraus ergibt sich als prozesstechnische Schlussfolgerung, dass Optimierungsansätze nicht pauschal auf eine Verschiebung zwischen Bett- und Freeboardverbrennung zielen sollten, sondern auf eine gezieltere Führung der Reaktionszonierung. Besonders die Brüdeneinleitung im Teillastbetrieb erscheint als naheliegender Ansatzpunkt für weitere Variantenrechnungen.

Eine direkte NO_x-Prognose wird daraus nicht abgeleitet, da keine detaillierte Stickstoffchemie ausgewertet wurde. Belastbar ist jedoch, dass sich lokale O_2-Bedingungen, Temperaturfelder und Reaktionszonen zwischen den Lastfällen deutlich verändern. Damit zeigt der Beitrag, dass CFD für die Klärschlamm-Monoverbrennung als prozesstechnisch eingebettete Methode zur Bewertung realer Betriebsstrategien zu verstehen ist.

7. Quellen

[1] Bundesministerium für Umwelt, Klimaschutz, Naturschutz und nukleare Sicherheit: *Verordnung zur Neuordnung der Klärschlammverwertung*. URL: https://www.bundesumweltministerium.de/gesetz/verordnung-zur-neuordnung-derklaerschlammverwertung (Stand: 18.05.2026).

[2] Umweltbundesamt: *Klärschlammentsorgung in Deutschland*. URL: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klaerschlammentsorgung-in-deutschland (Stand: 18.05.2026).

[3] D. Montag u. a.: *Evaluierung verfügbarer Kapazitäten thermischer Klärschlammbehandlung sowie zur Phosphorrückgewinnung*. Texte 56/2025. Dessau-Rosslau: Umweltbundesamt, 2025. URL: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/evaluierung-verfuegbarer-kapazitaeten-thermischer (Stand: 18.05.2026).

[4] M. Schnell und P. Quicker: *Klärschlammverbrennung in einer stationären Wirbelschicht mit integrierter Phosphor-Rückgewinnung*. In: Chemie Ingenieur Technik 92.4 (2020), S. 387–394. doi: 10.1002/cite.201900148.

[5] Hessisches Ministerium für Umwelt, Klimaschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz: *Machbarkeitsstudie zur Klärschlammverwertung in Hessen*. Endbericht 2021. URL: https://landwirtschaft.hessen.de/sites/landwirtschaft.hessen.de/files/2022-01/endbericht_mwb_machbarkeitsstudie_kommunaler_klaerschlamm.pdf.

[6] U.S. Environmental Protection Agency: *AP-42, Chapter 2.2: Sewage Sludge Incineration*. Final Section. 2023. URL: https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-05/c2s2%20Final%205%201%2023.pdf.

[7] J. Werther und T. Ogada: *Sewage sludge combustion*. In: Progress in Energy and Combustion Science 25.1 (1999), S. 55–116. doi: 10.1016/S0360-1285(98)00020-3.

[8] A. Raheem u. a.: *A review of sludge-to-energy recovery methods*. In: Energies 12.1 (2019), S. 60. doi: 10.3390/en12010060.

[9] B. Leckner: *Fluidized Bed Combustion*. In: Reference Module in Chemistry, Molecular Sciences and Chemical Engineering. Elsevier, 2016.

[10] Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen – 17. BImSchV), Paragraph 6 Verbrennungsbedingungen für Abfallverbrennungsanlagen. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_17_2013/__6. html (Stand: 20.05.2026).

[11] M. Löschau: *Auswirkungen der Absenkung der Mindestverbrennungstemperatur auf die Emissionen einer Klärschlammverbrennungsanlage*. In: Energie aus Abfall, Band 14. Hrsg. von Karl J. Thome-Kozmiensky und Michael Beckmann. TK Verlag Karl Thomé-Kozmiensky, 2017, S. 475–498. url: https://tkv-wissen.de/wp-content/uploads/2023/02/2017_EaA_475-498_Loeschau.pdf (Stand: 20.05.2026).

[12] Y. B. Yang, V. Sharifi und J. Swithenbank: *Mathematical modelling of sewage sludge incineration in a bubbling fluidised bed with special consideration for thermally-thick fuel particles*. In: Waste Management 28.11 (2008), S. 2245–2258. DOI:10.1016/j.wasman.2007.09.040.

Kläranlagen als Energiedrehscheibe für die kommunale energietechnische Sektorkopplung

Hagen Hilse, Christoph Gerhards, Jochen Großmann, Enrique Attinger Monfil, Nadine Scheyer und Falk Wittmann

1. Einleitung 451

2. Energiesystem einer Kläranlage am Beispiel Schweinfurt 453

2.1. Ist-Zustand 453

2.2. Zukünftige Entwicklungen durch neue rechtliche Rahmenbedingungen 454

3. Erweiterung des Energiesystems durch zusätzliche Energiequellen und Sektorkopplung 455

3.1. Energiequellen 455

3.2. Ansatzpunkte für Sektorkopplungen an Kläranlagen 455

3.3. Ökonomische Betrachtungen 456

4. Umsetzung in der Modellierung 457

5. Fazit 458

6. Quellen 459

1. Einleitung

Anlagen zur Abwasserbehandlung haben in der Vergangenheit für den Energiesektor überwiegend nur als Energieverbraucher eine Rolle gespielt. Bedingt durch technischen Fortschritt einerseits sowie finanz- und umweltpolitische Vorgaben andererseits ist vor allem für größere Kläranlagen inzwischen eine ausgeglichene Bilanz zwischen Energieverbrauch und Eigenerzeugung von Energie möglich und in einigen Fällen heute schon erreicht. Hauptsächliche Energiebasis der Eigenerzeugung ist dabei die Faulgaserzeugung und daran anschließende Strom- sowie Wärmeerzeugung in einem BHKW.

Jedoch könnten Kläranlagen im Kontext dezentraler Energiesysteme und Treibhausgasreduktionsstrategien künftig eine weitaus vielseitigere Rolle spielen, da sie in vielen Fällen strategische Vorteile aufgrund bereits vorhandener Infrastruktur besitzen: Technisch bedingt sind an Klärwerksstandorten fast immer die Medien Elektroenergie, Gas, Wärme und Wasser zusammengeführt.

Zudem sind die Standorte oft großflächig und befinden sich eher in Randlagen dichter besiedelter Gebiete. Teilflächen der Kläranlagen selbst sowie die nähere Umgebung von Klärwerken sind deshalb häufig auch als Standort für regenerative Energieerzeugungsanlagen und Speicher geeignet. Ohnehin stehen die Betreiber von Kläranlagen, ähnlich wie kommunale Energieversorger, mit den Themen Wärmeplanung/Versorgung mit klimaneutraler Wärme vor anspruchsvollen Transformationsprozessen, insbesondere wegen der Anforderung der Kommunalabwasserrichtlinie (KARL) der EU, dass Kläranlagen bis 2045 eine 100 %-ige Energieneutralität erreicht haben müssen.

Dafür kommen auch innovative Technologien der Sektorenkopplung wie die biologische Methanisierung in einem Rieselbettreaktor (RBR) in Betracht, womit das im Klärgas enthaltene CO_2 durch biokatalytische Reaktion mit Wasserstoff in den Energieträger (E)-Methan umgewandelt wird. So kann nicht nur die am Klärwerk erzeugte Menge Methan deutlich erhöht werden, sondern Gas in Netzqualität direkt eingespeist werden. Dies wiederum ermöglicht die Nutzung des Erdgasnetzes mit angegliederten Gasspeichern als saisonalen Energiespeicher. Abbildung 1 veranschaulicht vereinfacht diese Kopplungspotenziale.

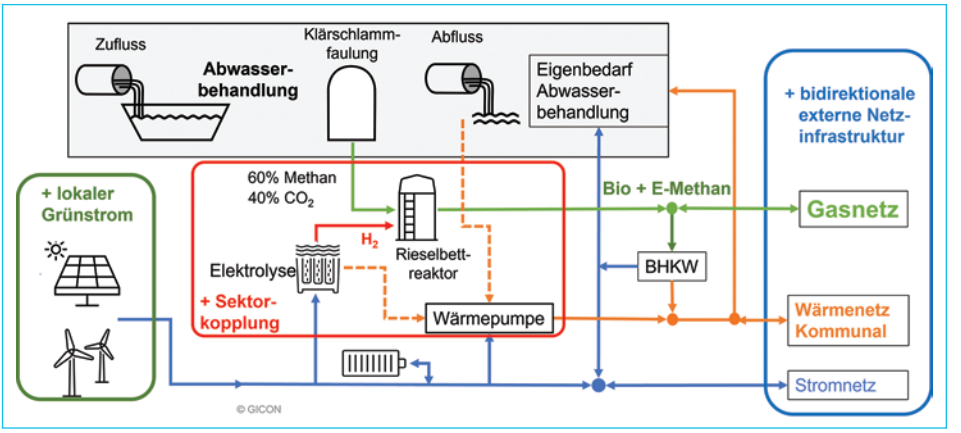


Abb. 1: Vereinfachtes Schema einer (künftigen) Sektorenkopplung an einem Kläranlagenstandort

Am Beispiel einer realen Kläranlage in Schweinfurt (250.000 EGW) wird mittels einer Energiesystemmodellierung aufgezeigt, welche Gestaltungsmöglichkeiten und energiewirtschaftlichen Potenziale entwickelt werden können.

2. Energiesystem einer Kläranlage am Beispiel Schweinfurt

2.1. Ist-Zustand

Ein vereinfachtes Schema der aktuell an der Kläranlage Schweinfurt vorhandenen energietechnischen Hauptkomponenten ist in Abbildung 2 zu sehen.

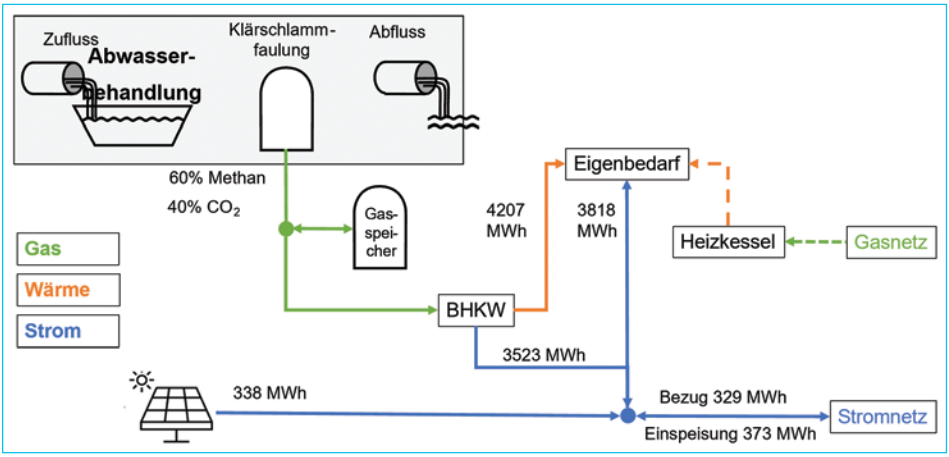


Abb. 2: Ist-Zustand an der Kläranlage Schweinfurt

Der Energiebedarf der Kläranlage Schweinfurt beträgt für das ausgewählte Modelljahr 3,8 GWh Strom und 4,2 GWh Wärme. Er wird durch zwei BHKW mit jeweils 600 kW_{el} Leistung und einer PV-Anlage mit 400 kW_p Leistung sowie Bezug aus dem Stromnetz gedeckt. Zur Versorgung der BHKW dient hauptsächlich das in der Klärschlammfaulung produzierte Faulgas (ca. 1,7 Mio. m^3/a, bei einem CH_4-Gehalt von ca. 60 %, die restlichen 40 % entfallen fast ausschließlich auf CO_2). Der Energieinhalt des Faulgases beträgt also rund 10 GWh/a, was theoretisch/bilanziell eine vollständige Bedarfsdeckung durch die Eigenerzeugung ermöglicht. Tatsächlich sind Energieerzeugung und Energiebedarf zeitlich nicht immer synchron, der Autarkiegrad bezogen auf Strom auf dem Betriebsgelände und gleichzeitige Erzeugung und Deckung beträgt 91 %. Zur Absicherung des Betriebs sind sowohl ein Gasanschluss für den Bezug von Erdgas als auch ein Stromanschluss an das öffentliche Netz vorhanden. Nicht einberechnet in den Verbrauch sind bisher Anlagen der Abwassersammlung außerhalb des Betriebsgeländes.

Abbildung 3 zeigt die geordnete Dauerlinie für den Strombezug/Erzeugung. Spitzen im Bezug ergeben sich u. a. in Hochlastphasen (Regenwetter) sowie durch Stillstandszeiten der BHKW, die zum Teil durch den Netzbetreiber angeordnet sind, damit das Stromnetz aufgrund hoher PV-Einspeisung in der Region entlastet wird.

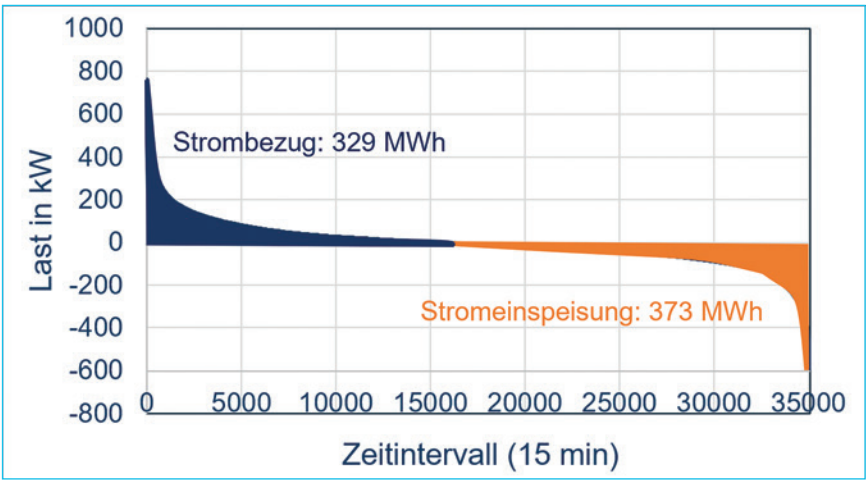


Abb. 3: Geordnete Dauerlinie des Strombezugs und Einspeisung der Kläranlage Schweinfurth für ein Jahr

Die Steuerung des BHKW erfolgt basierend auf einem Sollwert für die Stromeinspeisung unter Berücksichtigung der Klärgasproduktion. Die Vergütung erfolgt zeitunabhängig, weswegen es für die Betreiberin keine finanziellen Anreize gibt, den Betrieb der BHKW für den Einsatz am Strommarkt zu optimieren.

2.2. Zukünftige Entwicklungen durch neue rechtliche Rahmenbedingungen

Die noch relativ junge Kommunalabwasserrichtlinie (KARL) der EU (2024/3019) [1] stellt eine Reihe von zusätzlichen Anforderungen an den zukünftigen Betrieb kommunaler Abwasserbehandlungsanlagen. Besonders relevant für den Themenbereich Energie sind dabei:

- Artikel 8 – Installation einer vierten Reinigungsstufe, zunächst vor allem für größere Anlagen, mit einer Behandlungskapazität von über 150.000 Einwohnergleichwerten, später auch kleinere. Diese wird zu einem Mehrverbrauch an Energie führen, in der einschlägigen Literatur wird eine Größenordnung von 10 – 30 % gegenüber dem heutigen Stand der Technik erwartet [2].
- Artikel 11 – Energieneutralität. Diese Richtlinie verpflichtet Eigentümer/Betreiber der Abwasserbehandlungsanlagen zur Eigenerzeugung von regenerativer Energie, ab 2030 in Höhe von mindestens 20 % des Jahresenergieverbrauchs, ansteigend bis zu 100 % ab dem Jahr 2045.

Der relevante Bilanzrahmen ist der Zuständigkeitsbereich des Eigentümers/Betreibers, deshalb müssen auch Anlagen außerhalb des Betriebsgeländes der eigentlichen Kläranlage, also z. B. Energieverbraucher wie Pumpstationen im Abwassernetz, einbezogen werden.

Bedeutende Änderungen stehen auch bei den energierechtlichen bzw. energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen bevor, welche u. a. durch Reform der Netzentgelte und dynamische Stromtarife Anreize für Flexibilisierung auf der Verbraucher- und Erzeugerseite setzen.

3. Erweiterung des Energiesystems durch zusätzliche Energiequellen und Sektorkopplung

3.1. Energiequellen

Die unmittelbar relevante regenerative Energiequelle einer Kläranlage ist der Abwasserstrom selbst, einerseits in Form chemischer Energie der Organikfracht, die als Faulgas nutzbar gemacht wird (siehe Punkt 2.1.), andererseits die Enthalpie des Abwassers.

Darüber hinaus, wie bereits unter Punkt 1 benannt, liegen aufgrund der Lage und Flächenausdehnung der Kläranlagen oft gute Voraussetzungen für die Installation von PV-Anlagen und teilweise auch Windkraftanlagen und Wärmepumpen vor.

Damit könnten an vielen Klärwerkstandorten Energiequellen erschlossen werden, deren Gesamtpotenzial nicht nur den heutigen, sondern auch den künftigen Strom- und Wärmebedarf des Klärwerkes deutlich übertrifft.

Da sich Kläranlagen außerdem häufig auch in enger organisatorischer und infrastruktureller Verflechtung mit der kommunalen Energieversorgung insgesamt befinden, liegt es nahe, nach Synergieeffekten zu suchen. Die technischen Möglichkeiten zur Ausgestaltung eines solchen Systems sind vielfältig, daher ist eine gekoppelte energetische und ökonomische Optimierung unter Nutzung geeigneter Modelle (digitaler Zwillinge) im Vorfeld von weiteren Investitionen eine wichtige Entscheidungshilfe.

3.2. Ansatzpunkte für Sektorkopplungen an Kläranlagen

Stand der Technik der Sektorkopplung im Kontext von Kläranlagen ist die Verwertung von Faulgas im BHKW. Durch die absehbare Flexibilisierung im Strommarkt kann es aber wirtschaftlich attraktiver werden, die BHKW nicht mehr im Bandlastbetrieb, sondern strommarktgeführt bzw. stärker netzdienlich zu fahren.

Dadurch würden sich Betriebszeiten deutlich ändern. Der Wärmebedarf der Kläranlage muss in den Zeiten, in denen die BHKW nicht laufen, dennoch gedeckt werden. Andererseits fällt in Kläranlagen weiterhin Faulgas an, welches zwar in Gasspeichern zwischengelagert werden kann, allerdings mit den typischerweise vorhandenen Speichervolumina nur wenige Stunden bis maximal ein oder zwei Tage. Ein Upgrading auf Gasnetzqualität und Einspeisung als klimaneutrales Gas in das öffentliche Netz mit seinem enormen (saisonalen) Speichervermögen kommt damit als Option in Betracht, sofern dies zu einem wirtschaftlichen Vorteil führt.

Es entsteht also ein Gefüge aus den drei Energiesektoren Strom, Wärme und Gas mit erheblichen Flexibilitätsgraden, was im positiven Sinn zu einer *Energiedrehscheibe* – auch über den Bilanzkreis Kläranlage hinaus – ausgebaut werden kann. Weitere regenerative Wärmebereitstellungsoptionen sind insbesondere:

- Wärmepumpen, z. B. mit Nutzung der Abwasserwärme am Ausgang des Klärwerks (am Beispiel Schweinfurt beträgt das Potenzial z. B. ca. 800 kW Entnahmeleistung)
- Abwärme aus Power-to-Gas-Prozessketten, hier vor allem aus der Erzeugung grünen Wasserstoffs durch Elektrolyse und ggf. dessen weitere Umwandlung zu Methan mittels Methanisierungstechnologie unter Nutzung des CO_2 aus dem Klärgas, wenn dafür am Standort bzw. in dessen näherer Umgebung PV- und Windstrom in größeren Mengen erzeugt werden

In Zeiten, in denen ein Wärmebedarf besteht, die Börsenstrompreise aber so gering sind, dass ein Stromverkauf nicht sinnvoll ist, ist wiederum der Betrieb einer Wärmepumpe wirtschaftlich bzw. es können Elektrolyse/Rieselbettreaktoren betrieben und deren Abwärme zur Eigenversorgung genutzt werden. Eventuell ist auch die Errichtung eines Wärmespeichers auf dem Gelände der Kläranlage sinnvoll, um Wärmeproduktion und Bedarf zeitlich voneinander zu entkoppeln.

3.3. Ökonomische Betrachtungen

In der heutigen Marktsituation führt der Betrieb eines BHKWs zur Deckung des eigenen Strombedarfs in der Regel zu geringeren Gesamtkosten als der Verkauf von Methan. Grund dafür sind die hohen Strombezugskosten von bis zu 30 ct/kWh und die geringen Verkaufserlöse für Methan von ca. 11 ct/kWh [3] [4]. Methan aus Klärgas wurde hier in der Gruppe Methan aus Abfall-/Reststoffen behandelt.

Maßgeblich für einen zukünftigen wirtschaftlichen Betrieb einer oben skizzierten *Energiedrehscheibe* sind die Entwicklungen am Strom- und Gasmarkt, CO_2-Preise (im EU ETS 1 und 2, THG Quotenhandel Verkehr – hier RNFBO-Unterquote bis 2040 bereits geregelt) sowie weitere politische Rahmenbedingungen.

Einnahmen können über den Verkauf von Strom, Bio- und E-Methan sowie ggf. Wärme generiert werden, alternativ bzw. komplementär sind auch aufgrund von Eigenerzeugung und Direktverbrauch vermiedene Ausgaben für Strom und Wärmebezug von Bedeutung. Weitere positive Synergieeffekte ergeben sich aus der Nutzung des bei der Elektrolyse entstehenden Sauerstoffs vor Ort, z. B. für die Belebungsbecken oder zukünftig Ozonproduktion für eine 4. Reinigungsstufe.

Produzierter Wasserstoff ist nach EU Richtlinie [5] nur dann *grün*, wenn der für die Elektrolyse genutzte Strom zeitgleich aus regenerativen Quellen produziert wird. Ob grüner Wasserstoff genutzt wird, hat Einfluss auf die Zertifizierung des Methans als RFNBOs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin – also strombasierte Kraftstoffe wie synthetisches Methan und grüner Wasserstoff) und somit den erzielbaren Preis bzw. Generierung von Zertifikaten im THG-Quotenhandel-Verkehr.

Selbstverständlich müssen auch Investitionskosten, Betriebskosten und Auslastung für die neuen Energieumwandlungsanlagen, also z. B. Elektrolyse und Rieselbettreaktoren für die biologische Methanisierung berücksichtigt werden, inkl. Kosten der Planung und lokalen Anbindung an öffentliche Netze.

Umgekehrt könnte die Option des Biogas-Upgrading zu einspeisefähigem grünem Methan Investitionen in größere klärwerkseigene Gasspeicher entbehrlich machen, wenn der Gasanschluss bidirektional nutzbar ist und entsprechende Netznutzungsregeln geschaffen werden.

4. Umsetzung in der Modellierung

Die Modellierung des komplexen Systems aus Kläranlage, Energieerzeugern und Sektorkopplungsanlagen wie Elektrolyseur und Rieselbettreaktor erfolgt mit der Software TOP-Energy® [6]. In TOP-Energy® werden Energieströme abgebildet, es können jedoch keine chemischen Reaktionen oder Stoffströme simuliert werden. Da angenommen werden kann, dass die CO_2-Konzentration im Faulgas und die Umwandlungseffizienz im Rieselbettreaktor in guter Näherung zeitlich konstant sind, kann das System mithilfe von programmierbaren Steuerungen und Umrechnung der Stoffströme in Energieströme abgebildet werden (Abbildung 4).

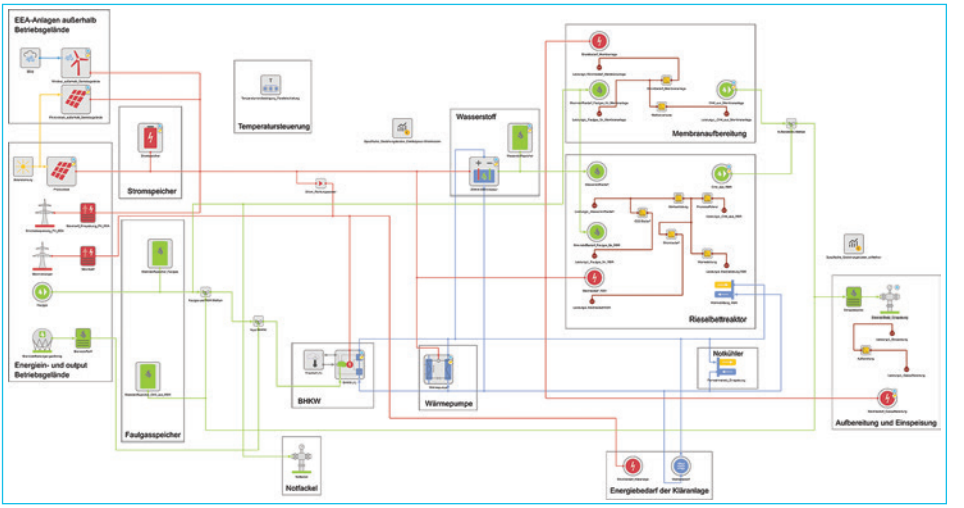


Abb. 4: Simulationsschema für einen künftigen Ausbauzustand des Kläranlagenstandortes in TOP-Energy®

Erste Simulationsdurchläufe zeigen, dass 5.000 bis 6.000 Volllaststunden für Elektrolyseur und Rieselbettreaktor möglich sind, wenn eine direkte Stromlieferung aus Wind- und PV-Anlagen erfolgt.

5. Fazit

Künftig zu beachtende rechtliche Rahmenbedingungen einerseits und erhebliche Veränderungen der Energiemärkte andererseits werden voraussichtlich die Kriterien für einen (energie-)wirtschaftlich optimalen Betrieb von Abwasserbehandlungsanlagen erheblich verschieben. Der Ausbau der Anlagenstruktur mit zusätzlichen energietechnischen Flexibilisierungsmöglichkeiten und Anbindung an die kommunale Energieinfrastruktur über den Bilanzkreis der Kläranlage selbst hinaus kann insgesamt wirtschaftlich vorteilhaft sein. Eine zentrale Rolle spielt dabei die Sektorkopplung zwischen regenerativer Stromerzeugung und flexibilisiertem BHKW-Betrieb, Erzeugung von einspeisefähigem Methan und verstärkte Abwärmenutzung. Die biologische Methanisierung in einem Rieselbettreaktor kann als CCU-Prozess zur Emissionsreduktion beitragen.

Die hohe Komplexität erfordert zur technischen und wirtschaftlichen Bewertung aber auch entsprechend geeignete Methoden in Form digitaler Systemmodelle, um belastbare, quantifizierte Entscheidungsgrundlagen bereitzustellen.

Inwieweit das Potenzial an Kläranlagen zur lokalen Energiebereitstellung tatsächlich gehoben werden kann, hängt jedoch erheblich von künftigen energiewirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen ab.

6. Quellen

[1] Europäische Union: *RICHTLINIE (EU) 2024/3019 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 27. November 2024 über die Behandlung von kommunalem Abwasser*. 2025. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202403019 (Stand: 02.07.2026).

[2] Projektträger Jülich | Forschungszentrum Jülich GmbH: *Vierte Reinigungsstufe*. Zugegriffen: 12. Juni 2026. Verfügbar unter: https://enargus.de/pub/bscw.cgi/d13469-2/*/*/Vierte%20Reinigungsstufe?op=Wiki.getwiki&search=CO (Stand: 02.07.2026).

[3] K. Völler und T. Reinholz: *Branchenbarometer Biomethan 2024*, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2024. Zugegriffen: 4. Juni 2026. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2024.pdf (Stand: 02.07.2026).

[4] agriportance GmbH: *Biomethan Preise Spot*, agriportance GmbH. Zugegriffen: 26. März 2026. Verfügbar unter: https://agriportance.com/de/preisentwicklung/biomethan-entwicklung-preise/biomethan-preise-spot/ (Stand: 02.07.2026).

[5] Europäische Union: *RICHTLINIE (EU) 2023/2413 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES*, Okt. 2023. Zugegriffen: 4. Juni 2026. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=OJ:L_202302413 (Stand: 02.07.2026).

[6] GFaI Gesellschaft zur Förderung angewandter Informatik e. V.: *TOP-Energy: Softwarelösung zur Optimierung von Energiesystemen*. (2025). Verfügbar unter: https://www.top-energy.de/ (Stand: 02.07.2026).

Flexibilität für die Energiewende.

SachsenEnergie stellt sich den Herausforderungen der Energiewende und setzt weiter auf die Flexibilisierung ihrer Erzeugungsanlagen. Damit sorgt sie für eine wirtschaftliche und sichere Energieversorgung Dresdens.









1 KWK-Flexanlage (Reick)

- hochflexible, schwarzstartfähige Kraft-Wärme-Kopplungsanlage
- 8 Gasmotor-Generator-Module der 1,7-MW-Klasse mit Wärmenutzungsanlagen
- Gewährleistung der Netzstabilisierung und Versorgungssicherheit

2 Elektrodenheizkessel – 40 MW (Nossener Brücke)

- Umwandlung überschüssigen Stroms aus EE in speicherbare Wärme
- Erbringung von Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes

3 Erweiterung Wärmespeicher (Reick)

- Errichtung 20 zusätzlicher Speicherbehälter und Anbindung an die bestehenden Wärmespeicher
- Erhöhung der Speicherkapazitäten von 6.600 m³ um 7.800 m³

4 Wärmepumpenanlage TUD Rechenzentrum (Lehmann-Zentrum)

- Fernwärmeproduktion aus Abwärme des Hochleistungsrechenzentrums der TU Dresden
- ganzjähriger Betrieb von drei Wärmepumpen mit einer Leistung von 1,3 MW_{th} pro Modul
- nachhaltig gewonnene Wärme zur Dekarbonisierung des Dresdner Fernwärmenetzes

markenteam behind you

Sachsen Energie

Treibhausgas-Emissionen bei der Klärschlammverbrennung – Ergebnisse von Praxismessungen und Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen

Min Su Sohn, Daniel Bernhardt, Michael Schinke und Michael Beckmann

1. Hintergrund und Zielstellung 461
2. Methodische Vorgehensweise 462
2.1. Erfasste Parameter 462
2.2. Beschreibung der Anlagen bzw. Messstellen 463
3. Ergebnisse der Emissionsmessungen an fünf deutschen KVA 464
3.1. CH_4-Konzentrationen im Reingas 464
3.2. CO_2-Konzentrationen und biogener Anteil 465
3.3. Vergleich der N_2O- und NO_x-Konzentrationen im Roh- und Reingas 466
4. Haupteinflussgrößen N_2O, NO_x sowie Minderungspotenzial 468
5. Fazit und Ausblick 470
6. Quellen 471

1. Hintergrund und Zielstellung

Bei der kommunalen Abwasserbehandlung in Deutschland fallen jährlich rund 1,67 Millionen Tonnen Klärschlamm (Trockensubstanz (TS), Stand 2024) an, von denen etwa 82 % (1,37 Mio. t TS) thermisch verwertet werden [1]. Der nicht thermisch verwertete restliche Klärschlamm wird überwiegend einer stofflichen Verwertung zugeführt, wobei die landwirtschaftliche Nutzung in Form der bodenbezogenen Verwertung dominiert [2]. Die Vorgaben der novellierten Klärschlammverordnung (AbfKlärV) zur Phosphorrückgewinnung ab dem Jahr 2029

bzw. 2032 führen zu einer weiteren Zurückdrängung der stofflichen Nutzung hin zur thermische Behandlung in Klärschlamm-Monoverbrennungsanlagen (KVA) [3]. Sowohl bei der bodenbezogenen Verwertung als auch bei der thermischen Behandlung von Klärschlamm entstehen Treibhausgase (THG) wie Methan (CH_4), Lachgas (N_2O) und Kohlenstoffdioxid (fossiles CO_2), die in die Atmosphäre emittiert werden. Im Gegensatz zur bodenbezogenen Verwertung bestehen bei der thermischen Behandlung jedoch technische Möglichkeiten zur Minderung der Treibhausgasemissionen. Hinsichtlich der tatsächlichen THG-Emissionen bei KVA liegen bislang nur begrenzte Daten für den deutschen Anlagenpark vor, da für diese Emissionen bisher weder umfassende gesetzliche Überwachungspflichten noch entsprechende Emissionsgrenzwerte bestehen. Erst mit der 2024 novellierten 17. Bundesimmissionsschutzverordnung (17. BImSchV) wurden Anpassungen vorgenommen, die bei Wirbelschichtfeuerungen nun zumindest eine periodische bzw. jährliche N_2O-Messung (18 Abs. 2 und Abs. 3 Satz 5) und eine N_2O-Minderung nach dem Stand der Technik (§ 8 Abs. 4) verlangen [4]. Für die übrigen THG bestehen hingegen keine Vorgaben, sodass die Datenlage insgesamt weiterhin begrenzt ist. Aufgrund der unzureichenden Datenbasis lassen sich die Wirksamkeit primär- und sekundärseitiger Minderungsmaßnahmen und damit auch das THG-Minderungspotenzial bislang nur eingeschränkt bewerten. Dies gilt insbesondere für N_2O, das während der Verbrennung aus dem im Klärschlamm gebundenen Stickstoff gebildet werden kann und über einen Zeithorizont von 100 Jahren eine rund 300-fach höhere Klimawirkung als CO_2 aufweist. Um die Datenlage zu den THG-Emissionen zu verbessern, wurden daher Emissionsmessungen an zehn deutschen KVA durchgeführt, die den bestehenden Anlagenpark repräsentieren. Neben der Erfassung von CH_4, N_2O und dem fossilen CO_2-Anteil wurden mögliche Zusammenhänge zwischen diesen Komponenten und zentralen Prozessbedingungen untersucht. Im vorliegenden Beitrag werden die Ergebnisse von fünf KVA vorgestellt.

2. Methodische Vorgehensweise

2.1. Erfasste Parameter

Die im Rahmen der durchgeführten Klärschlammprobenahmen und Emissionsmessungen erfassten Parameter sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Mess- bzw. Probenahmedauer betrug mindestens 8 Stunden, teilweise bis 15 Stunden.

Tab. 1: Erfasste Parameter

Parameter	Methode/Verfahren
Wasser-, und Kohlenstoffgehalt im Klärschlamm (jeweils 3-fach Bestimmung)	DIN EN ISO 21663 ggf. ergänzt um Betreiberdaten
Stickstoffgehalt im Klärschlamm (jeweils 3-fach Bestimmung)	Org. Stickstoff nach DIN EN ISO 21663 Kjeldahl-Stickstoff nach EN 25663 Ammonium-Stickstoff nach EN 25663
Biogener C-Gehalt des Klärschlamms	^{14}C-Analyse nach DIN EN ISO 21644 durch die Hydroisotop GmbH
Abgas der KVA	
CO_2-Gesamtkonzentration	NDIR nach DIN CEN/TS 17405:2020-11
CO_2 biogen – Anteile des biogenen und fossilen CO_2	DIN EN ISO 13833:2013; ^{14}C-Analyse durch Hydroisotop GmbH
O_2-Restsauerstoffgehalt	paramagnetische Zelle DIN EN 14789 (Reingas)
N_2O – Lachgas NO_x – Stickoxide (Summe aus NO und NO_2, angegeben als NO_2)	NDIR nach DIN EN ISO 21258:2010) ergänzt um FTIR (TUD-EVT)
CH_4 – Methan	EN ISO 25140: 2010 und VDI 3481 (FID) für die gleichzeitige, kontinuierliche Messung des Methans /Nicht-Methan-Konzentration
Abgasrandbedingungen – Druck, Volumenstrom, Feuchte und Temperatur des Abgases	DIN ISO EN 16911 DIN EN 14790

Ein besonderer Schwerpunkt lag auf der Bestimmung der biogenen und fossilen Kohlenstoffanteile. Hierzu wurden sowohl der biogene- und fossile CO_2-Anteil im Abgas (Gesamtkohlenstoff) als auch der Anteil im Klärschlamm bestimmt.

Während der Emissionsmessungen wurden an jeder Anlage in regelmäßigen Abständen jeweils vier Klärschlammeinzelproben entnommen. Dann wurden je 25 Gramm Trockenmasse zu einer repräsentativen Mischprobe zusammengefasst, welche für die Bestimmung des biogenen C-Gehalts zum externen Unterauftragnehmerlabor (Hydroisotop GmbH) versandt wurde. Zur Bestimmung des biogenen C-Gehalts im CO_2 wurde zusätzlich ein Teilvolumenstrom des Abgases (Reingas) entsprechend der Norm (Tabelle 1) in Waschflaschen gesammelt. Die anschließende ^{14}C-Analytik erfolgte ebenfalls durch das externe Labor Hydroisotop GmbH.

2.2. Beschreibung der Anlagen bzw. Messstellen

In diesem Beitrag werden die Messergebnisse aus fünf deutschen KVA vorgestellt. Die wichtigsten Eigenschaften der untersuchten Anlagen sowie die jeweiligen Probenahme- und Messstellen sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tab. 2: Beschreibung der Anlagen bzw. Messstellen (EW...Etagenwirbelschichtfeuerung, SWS...Stationäre Wirbelschichtfeuerung)

Eigenschaft	KVA 1	KVA 2	KVA 3	KVA 4	KVA 5
Verbrennungs-technik	EW	SWS	SWS	SWS	SWS
Verbrennungs-linien/ thermische Leistung pro Linie	4 / ca. 10 MW	2 / ca. 6,2 MW	1 / ca. 10 MW	1 / ca. 10,6 MW	1 / ca. 19 MW
KS-Entwässerung	Zentrifuge	Zentrifuge, Trockner	Zentrifuge, Trockner	Trockner	Trockner
Rauchgas-reinigung	E-Filter, 3-stufiger Wäscher	E-Filter, 3-stufiger Wäscher	2-stufiger E-Filter, Sprüh-trockner (inaktiv), 2-stufiger Wäscher	Gewebe-filter, Flugstrom-reaktor, 2-stufiger Wäscher	E-Filter, Gewebe-filter, 2-stufiger Wäscher
KS-Probenahme	Nach Zentrifuge	Nach Trockner	Nach Zentrifuge	Nach Trockner	Nach Trockner

Während der gesamten Messkampagne wurden die Klärschlammproben möglichst nahe am Eintritt in den Feuerungsraum entnommen. Ergänzend zu den reingasseitigen Emissionsmessungen am Kamin, wurden N_2O-Rohgasmessungen nach der Entstaubung und vor dem Wäscher durchgeführt. Ziel war es, den Einfluss der Abgasreinigung auf eine mögliche N_2O-Wechselwirkung zu untersuchen.

3. Ergebnisse der Emissionsmessungen an fünf deutschen KVA

Die betrachteten KVA befanden sich während des 10- bis 15-stündigen Messzeitraums im regulären Anlagenbetrieb. Bei KVA 2 trat eine kurzzeitige Störung von max. 30 min. auf, die keinen Einfluss auf den nachträglichen Nennbetrieb hatte. Die für diesen Zeitraum aufgezeichneten Messdaten wurden von der Auswertung ausgeschlossen (weniger als 1 % der Daten).

3.1. CH_4-Konzentrationen im Reingas

An allen hier betrachteten fünf KVA und auch den anderen hier nicht betrachteten KVA lagen die gemessenen CH_4-Konzentrationen im zeitlichen Verlauf unterhalb der Bestimmungsgrenze. Die daraus resultierenden CH_4-Frachten sind damit, je nach Anlagengröße, < 15 g/h bzw. < 51 g/h.

Maßnahmen zur Senkung der CH_4-Emissionen

Methan kann bei der Entgasung des Klärschlammes in die Gasphase freigesetzt und anschließend im Freiraum durch homogene Gasphasenreaktionen oxidiert werden. Eine möglichst vollständige Verbrennung mit ausreichender Verbrennungstemperatur und Verweilzeit sowie geeigneter Sauerstoffversorgung und Durchmischung der Entgasungsgase mit dem Sauerstoff trägt dabei zur Minimierung der CH_4-Emissionen bei [5][6].

Da während der Messkampagne keine relevanten CH_4-Konzentrationen nachgewiesen wurden, besteht hinsichtlich einer zusätzlichen CH_4-Minderung in den untersuchten Anlagen derzeit kein unmittelbarer Handlungsbedarf.

3.2. CO_2-Konzentrationen und biogener Anteil

Insgesamt liegen die trockenen CO_2-Konzentrationen im Abgas der untersuchten Anlagen zwischen 8 und 12 Vol.-% bei einem trockenen O_2-Gehalt von 4,5 Vol.-% und 14 Vol.-% (Abschnitt 4). Die biogenen Kohlenstoffanteile wurden sowohl eingangsseitig in der Mischprobe des Klärschlammes (Abschnitt 2.1.) als auch abgasseitig im CO_2 des Reingases bestimmt. Tabelle 3 stellt die biogenen Kohlenstoffanteile im Klärschlamm den entsprechenden Anteilen im CO_2 des Abgases gegenüber.

Tab. 3: Biogener Kohlenstoffanteil des CO_2 im Vergleich zu den untersuchten Mischproben

Probenbezeichnung	Anteil biogener Kohlenstoff am Gesamtkohlenstoff CO_2 [%]	Anteil biogener Kohlenstoff am Gesamtkohlenstoff Klärschlamm [%]
Mischprobe KVA 1	57,3 ± 2,7	88,7 ± 3,8
Mischprobe KVA 2	70,7 ± 3,1	90,8 ± 3,9
Mischprobe KVA 3	76,1 ± 3,3	76,6 ± 3,5
Mischprobe KVA 4	83,5 ± 3,5	79,4 ± 3,4
Mischprobe KVA 5	87,2 ± 3,7	82,1 ± 3,1

Für Klärschlämme aus kommunalen Kläranlagen mit einem gewerblichen Abwasseranteil von weniger als 45 % ist ein biogener Kohlenstoffanteil von etwa 80 % zu erwarten [7]. Ursachen für die Abweichungen von 100 % sind mit dem Abwasser eingetragene fossile Stoffe bzw. Stoffgruppen, wie z. B. schwer abbaubare synthetische Produkte aus häuslichen Abwässern (Reinigungs- und Pflegemittel), Asphalt- und Reifenabrieb, Straßenstaub, Mikropartikel sowie Bestandteile gewerblicher Abwässer [7]. Wie Tabelle 3 zeigt, liegen die gemessenen biogenen Kohlenstoffanteile der untersuchten Klärschlämme im Erwartungsbereich, wenngleich Unterschiede zwischen den Klärschlämmen der einzelnen KVA bestehen. Diese sind auf Unterschiede in der Klärschlammzusammensetzung (Elementarzusammensetzung) zurückzuführen, auf die hier

nicht näher eingegangen wird. Beim Vergleich der biogenen Kohlenstoffanteile im Klärschlamm und im CO_2 des Abgases zeigen sich insbesondere bei KVA 1 und 2 deutliche Unterschiede. Die signifikant höheren biogenen Kohlenstoffanteile im Klärschlamm von KVA 1 und 2 lassen sich durch den Einsatz von fossilem Heizöl zur Stützfeuerung erklären, wodurch der biogene Kohlenstoffanteil im Abgas reduziert wird. Für KVA 3 stimmen die biogenen Kohlenstoffanteile im Klärschlamm und im CO_2 des Abgases unter Berücksichtigung der Messunsicherheiten gut überein. Den Betriebsdaten zufolge wurde in dieser Anlage überwiegend Faulgas und nur in geringerem Umfang Heizöl eingesetzt. Da Faulgas biogenen Ursprungs ist, könnte dessen Einsatz den Einfluss des fossilen Zusatzbrennstoffs auf den biogenen Kohlenstoffanteil im Abgas teilweise kompensieren.

Maßnahmen zur Senkung der fossilen CO_2-Emissionen

Wie die Messergebnisse zeigen, wird der biogene Kohlenstoffanteil im Abgas insbesondere durch den Einsatz fossiler Zusatzbrennstoffe, beispielsweise Heizöl, reduziert bzw. der fossile Kohlenstoffanteil entsprechend erhöht. Sofern alternative, nichtfossile Zusatzbrennstoffe zur Verfügung stehen (z. B. Klärgas, Biogas, Wasserstoff), lässt sich darüber auch der fossile Anteil reduzieren. Eine weitere Möglichkeit, die aber nur mit hohem Aufwand umsetzbar ist, betrifft die CO_2-Abscheidung mittels Absorptionsverfahren, die momentan intensiv im Bereich der Abfallverbrennung diskutiert werden. Ein wesentlicher Nachteil hierbei ist der hohe thermische Energiebedarf für die Regeneration der Waschlösung und die damit verbundene Desorption des CO_2 [8][9].

3.3. Vergleich der N_2O- und NO_x-Konzentrationen im Roh- und Reingas

Für den Vergleich der Abgaskonzentrationen wurden die gemessenen Roh- und Reingaskonzentrationen der Stickstoffspezies N_2O und NO_x herangezogen. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Messwerte des Roh- und Reingases jeweils gemeinsam grafisch dargestellt (Abbildung 1).

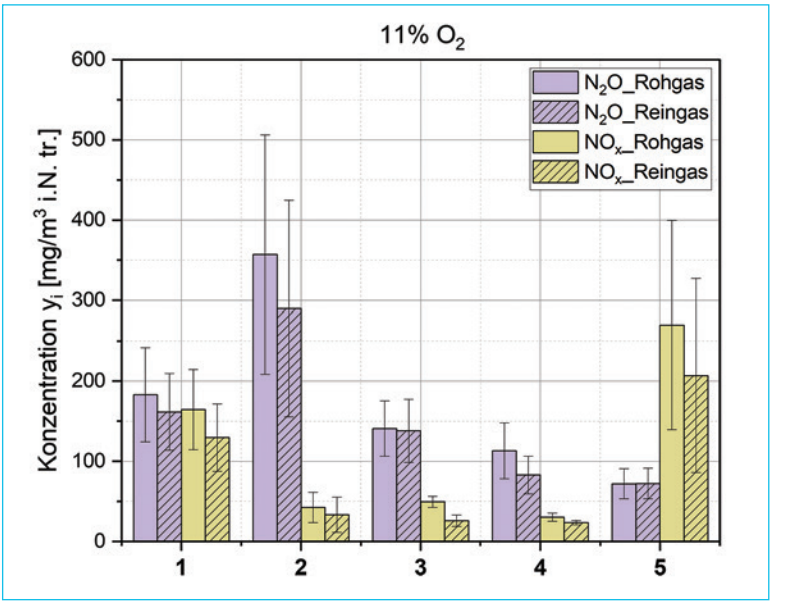


Abb. 1: Vergleich Roh- und Reingas, Abgaskonzentration N_2O und NO_x

Betrachtet man die Stickstoffspezies in den einzelnen Anlagen, treten während der Verbrennung zum Teil deutlich erhöhte Konzentrationen an N_2O auf (Abbildung 1). Die zweite Anlage weist dabei sowohl die höchste mittlere N_2O-Konzentration als auch die größte Schwankungsbreite auf. Beim Vergleich der Roh- und Reingasmessungen wurden in allen Anlagen mit Ausnahme der Anlage 5 im Reingas quantitativ geringere Konzentrationen von N_2O gemessen. Um zu prüfen, ob sich die mittleren Konzentrationen zwischen Roh- und Reingas signifikant unterscheiden, wurde ein gepaarter t-Test durchgeführt. Die Ergebnisse weisen zunächst auf statistisch signifikante Unterschiede zwischen den beiden Messstellen hin. Unter konservativer Berücksichtigung möglicher Fehlerquellen und der daraus resultierenden Gesamtmessunsicherheit können die beobachteten Unterschiede jedoch nicht für alle Anlagen eindeutig bestätigt werden. Darüber hinaus weisen die N_2O-Konzentrationen im Vergleich zu NO_x in den meisten Anlagen deutlich stärkere zeitliche Schwankungen auf. Eine Ausnahme bildet die KVA 5, in der vergleichsweise hohe und ebenfalls stark schwankende NO_x-Konzentrationen gemessen wurden, während die N_2O-Konzentrationen deutlich niedriger ausfielen. Diese anlagenspezifischen Unterschiede lassen auf den Einfluss brennstoff- und betriebsbedingter Faktoren schließen, deren Bedeutung im nächsten Abschnitt näher untersucht wird.

4. Haupteinflussgrößen N_2O, NO_x sowie Minderungspotenzial

Sowohl brennstoffseitige als auch betriebsbedingte Parameter beeinflussen die Bildung von N_2O und NO_x bei der Klärschlammverbrennung. Auf Grundlage der Mess- und Betriebsdaten wurden ausgewählte Einflussgrößen hinsichtlich ihrer Bedeutung für die Emissionsbildung untersucht.

Gesamtstickstoff

In zahlreichen Untersuchungen wurde gezeigt, dass der Stickstoffgehalt des Brennstoffs die Bildung stickstoffhaltiger Emissionen beeinflussen kann. Mit zunehmendem Stickstoffgehalt im Klärschlamm wird grundsätzlich ein Anstieg der N_2O-Emissionen erwartet [5]. Basierend darauf ist zu erwarten, dass die Anlage mit dem höchsten Kjeldahl-Gesamtstickstoffgehalt (TKN) auch die höchste N_2O-Konzentration aufweist. Zwischen dem Gesamtstickstoffgehalt des Klärschlamms und den gemessenen N_2O-Konzentrationen konnte jedoch kein eindeutiger Zusammenhang festgestellt werden (Abbildung 2). Auch für die NO_x-Konzentrationen ließ sich keine erkennbare Abhängigkeit vom Gesamtstickstoffgehalt ableiten. Dies deutet darauf hin, dass der Gesamtstickstoffgehalt allein die Bildung von N_2O und NO_x nicht ausreichend beschreibt und betriebliche Einflussgrößen eine wesentlich größere Bedeutung besitzen.

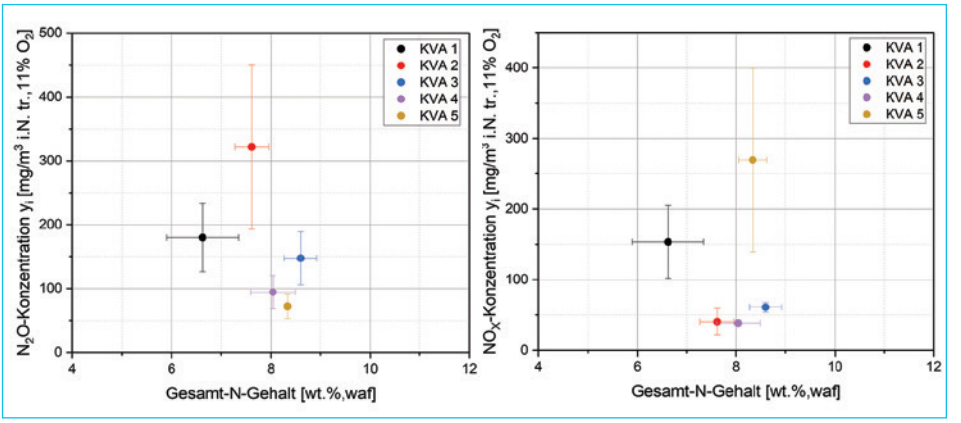


Abb. 2: N_2O-Konzentration (bezogen auf 11 % O_2) in Abhängigkeit vom Kjeldahl-Gesamtstickstoff (Anlagen 1–5)

Sauerstoffgehalt

Ein positiver Zusammenhang zwischen dem Sauerstoffgehalt im Abgas und der N_2O-Bildung wird in zahlreichen Veröffentlichungen beschrieben [5][10]. Innerhalb der einzelnen Anlagen konnte dieser Zusammenhang ebenfalls beobachtet werden. Mit steigendem O_2-Gehalt nahmen die N_2O-Konzentrationen

überwiegend zu (Abbildung 3). Beim Vergleich aller untersuchten Anlagen zeigt sich jedoch kein eindeutiger Zusammenhang. So weist die KVA 1 trotz eines durchschnittlichen O_2-Gehalts von etwa 12 Vol.-% vergleichsweise geringe N_2O-Konzentrationen auf, während in der KVA 2 bei mittleren O_2-Gehalten von rund 10 Vol.-% die höchsten N_2O-Emissionen gemessen wurden. Daraus lässt sich schließen, dass der Sauerstoffgehalt zwar innerhalb einer Anlage einen relevanten Einfluss besitzt, Unterschiede zwischen verschiedenen Anlagen jedoch durch weitere brennstoff- und betriebsbedingte Faktoren überlagert werden. Für NO_x konnte kein vergleichbarer Zusammenhang festgestellt werden. Lediglich in einer Anlage zeigte sich ein annähernd linearer Anstieg der NO_x-Konzentration mit zunehmendem O_2-Gehalt, während in den übrigen Anlagen kein eindeutiger Trend erkennbar war.

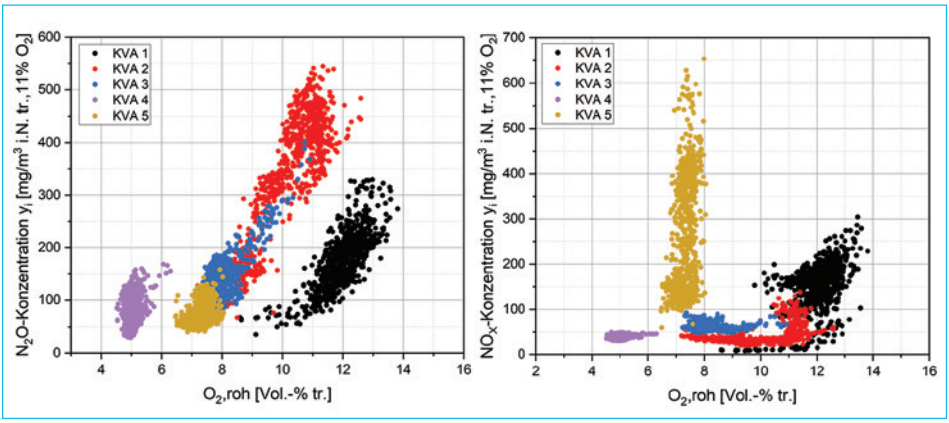


Abb. 3: N_2O-Konzentration (bezogen auf 11% O_2) in Abhängigkeit vom gemessenen O_2-Gehalt (Anlagen 1–5)

Verbrennungstemperatur

Der Einfluss der Verbrennungstemperatur auf die Bildung von N_2O und NO_x ist in der Literatur umfassend beschrieben. Bei niedrigen Verbrennungstemperaturen (unter 900 °C) sinken zwar die NO_x-Konzentrationen, jedoch steigt die Bildung von N_2O deutlich an [5][11]. Als Feuerungstemperatur liegen je nach Anlage Wirbelbett-, Freiraum- und Ofenkopftemperatur vor. Im anlagenübergreifenden Vergleich zeigt sich insbesondere für die Ofenkopftemperatur ein deutlicher Zusammenhang mit den N_2O-Konzentrationen: Mit steigender Ofenkopftemperatur nehmen die gemessenen N_2O-Konzentrationen tendenziell ab (Abbildung 4). Die meisten untersuchten Anlagen wurden bei Ofenkopftemperaturen zwischen etwa 880 und 950 °C betrieben und liegen damit im, für stationäre Wirbelschichtfeuerungen, üblichen Temperaturbereich. Die KVA 2 weist mit durchschnittlich rund 800 °C die niedrigste Ofenkopftemperatur auf und zeigt gleichzeitig die höchsten N_2O-Konzentrationen. Der beobachtete Zusammenhang stimmt mit den in der Literatur beschriebenen

Temperaturabhängigkeiten der N_2O-Bildung überein. Für die NO_x-Konzentrationen konnte dagegen nur ein schwacher, beziehungsweise kein eindeutiger Zusammenhang mit der Ofenkopftemperatur festgestellt werden.

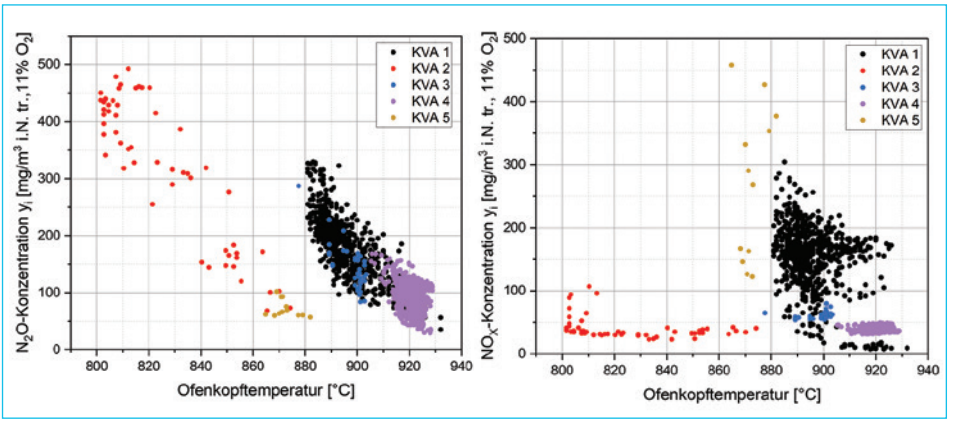


Abb. 4: N_2O-Konzentration (bezogen auf 11 % O_2) in Abhängigkeit von der Ofenkopftemperatur (Anlagen 1–5)

Maßnahmen zur Senkung der N_2O- und NO_x-Emissionen

Die Auswertung der Messdaten zeigt, dass insbesondere die Verbrennungstemperatur und der Sauerstoffgehalt einen wesentlichen Einfluss auf die Bildung von N_2O besitzen. Beide Betriebsparameter stellen daher grundsätzlich geeignete Stellgrößen zur Minderung der N_2O-Emissionen dar. Eine Erhöhung der Verbrennungstemperatur sowie die Vermeidung unnötig hoher Luftüberschüsse können zur Verringerung der N_2O-Bildung beitragen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass höhere Verbrennungstemperaturen und veränderte Luftverhältnisse gleichzeitig die Bildung von NO_x beeinflussen können. Aufgrund der komplexen Wechselwirkungen zwischen den relevanten Einflussgrößen scheint hierfür eine modellgestützte Betrachtung, beispielsweise mithilfe eines mathematisches Modells [12], sinnvoll.

5. Fazit und Ausblick

In diesem Beitrag wurden die Treibhausgasemissionen von fünf deutschen Klärschlamm-Monoverbrennungsanlagen untersucht. Die Ergebnisse zeigen deutliche anlagenspezifische Unterschiede, insbesondere hinsichtlich der fossilen CO_2- und N_2O-Emissionen, wobei N_2O aufgrund seiner hohen Klimawirkung eine besondere Relevanz zukommt. Die Unterschiede werden nicht durch eine einzelne Einflussgröße bestimmt, sondern resultieren aus einem komplexen Zusammenspiel verschiedener brennstoff- und betriebsbedingter Faktoren

[13]. Eine allgemeingültige Übertragung der Ergebnisse auf den deutschen Anlagenpark ist aufgrund der unterschiedlichen anlagenspezifischen Randbedingungen nur eingeschränkt möglich.

Für die Minderung der fossilen CO_2-Emissionen stellt insbesondere die Reduzierung des Einsatzes fossiler Zusatzbrennstoffe bzw. deren Substitution durch biogene Energieträger eine vergleichsweise unmittelbar umsetzbare Maßnahme dar. Die Minderung der N_2O-Emissionen erfordert hingegen eine komplexe und anlagenspezifische Minderungsstrategie, die gezielt an den Bildungs- und Abbaumechanismen von N_2O ansetzt und gleichzeitig die jeweiligen praktischen Randbedingungen der Anlage berücksichtigt. Aufgrund der dabei bestehenden komplexen Wechselwirkungen bietet sich eine modellgestützte Bewertung des Anlagenbetriebs an. Ein solches Modell könnte perspektivisch als prozessbegleitendes Assistenz- und Monitoringsystem eingesetzt werden, um geeignete Minderungsmaßnahmen in Abhängigkeit von den jeweiligen Betriebsbedingungen abzuleiten. An der Technischen Universität Dresden, Professur für Energieverfahrenstechnik, liegt hierfür bereits ein mathematisches Basismodell zur Beschreibung der N_2O- und NO_x-Bildung vor [12], das auf Grundlage der gewonnenen Mess- und Betriebsdaten weiterentwickelt und anschließend unter Praxisbedingungen validiert werden soll.

Danksagung

Die vorgestellten Arbeiten wurden im Rahmen des UBA-Projekts ReFoPlan 2022 durchgeführt. Die Autoren danken dem Umweltbundesamt für die fachliche Begleitung des Projekts. Ein besonderer Dank gilt den beteiligten Klärschlamm-Monoverbrennungsanlagen für die Unterstützung bei den Messkampagnen, der Probenahme sowie der Bereitstellung der Betriebsdaten. Darüber hinaus danken die Autoren den beteiligten Unterauftragnehmern Hydroisotop GmbH für die Durchführung der ^{14}C-Analysen sowie der ERGO Umweltinstitut GmbH für die messtechnische und personelle Unterstützung während der Messkampagnen.

6. Quellen

[1] Statistisches Bundesamt. *Einsatz von Klärschlamm als Dünger in der Landwirtschaft im Jahr 2024 erneut gesunken*., 2024.

[2] Roskosch, A. and Heidecke, P.: *Klärschlammentsorgung in der Bundesrepublik Deutschland*. Umweltbundesamt (UBA) (Oktober 2018).

[3] Statistisches Bundesamt. *Entsorgungswege des Klärschlamms nach Bundesländern*. (2021). URL https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Wasserwirtschaft/Tabellen/liste-klaerschlammverwertungsart.html#633398 (Stand: 24.08.2026).

[4] Bundesregierung. *Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen: 17. BImSchV* (2013).

[5] Stöcklein, F., Tebert, C. and Töfge, K.: *Evaluation und Minderung klimarelevanter Gase aus Abfallverbrennungsanlagen*. TEXTE 102/2018. Umweltbundesamt (UBA) (2018).

[6] IPCC. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Volume 5 Waste, Chapter 5 Incineration and Open Burning of Waste*. (2006): 5.5–5.11.

[7] Lorenz, G. D., Voerkelius S., Huxol, S.: *Bestimmung der biogenen Kohlenstoffgehalte von Klärschlamm und Faulgas und Untersuchung von Abhängigkeiten zu Kläranlagen-Basisdaten, Abwasserwerten und Klärschlammzusammensetzung*. Hydroisotop GmbH, Schweitenkirchen (2022).

[8] Idem, R., Wilson, M., Tontiwachwuthikul, P., Chakma, A., Veawab, A., Aroonwilas, A., Gelowitz, D. *Pilot Plant Studies of the CO_2 Capture Performance of Aqueous MEA and Mixed MEA/MDEA Solvents at the University of Regina CO_2 Capture Technology Development Plant and the Boundary Dam CO_2 Capture Demonstration Plant. Industrial & Engineering Chemistry Research* Vol. 45 No. 8 (2006): pp. 2414–2420. DOI 10.1021/ie050569e.

[9] Lübbers, S., Lengning, S., Muralter, F., Kulkarni, P., Krob, F., Köhler, A.R., Jörß, W. *Technoökonomische Analyse von CO_2-Entnahmetechnologien und Bewertung der CO_2-Speicherkapazitäten und -Projekte in Europa*., Climate Change 02/2026, Dessau-Roßlau (2026). URL https://openumwelt.de/entities/publication/b509d609-4b4b-4386-874a-9a5cca66b968 (Stand: 24.08.2026).

[10] Vitovec, Wolfgang. *N_2O Emissionen aus pyrogenen Quellen in Österreich*. Dissertation. TU Wien, Wien.

[11] Mineur, M. and Letzel, J. *Auswirkungen betriebstechnischer Optimierungen auf die Emissionen bei der Verbrennung von Klärschlamm*. VGB-Konferenz Kraftwerk und Umwelt (2000).

[12] Bernhardt, D., Sohn, M. S., Hensch, L., Beckmann, M. *Mathematical model for the determination of nitrous oxide (N_2O) and nitrogen oxides (NO_x) emissions during thermal sewage sludge treatment in fluidized bed furnaces*. 25th International Conference on Fluidized Bed Conversion.

[13] Bahadir, M., Collins, H. J., Hock, B., Scholz, R., Beckmann, M., and Schulenburg, F. Abfallbehandlung in thermischen Verfahren. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden (2001).

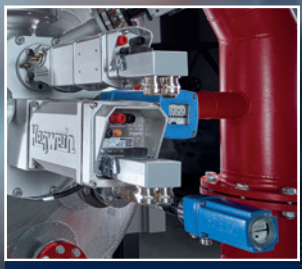
Abgasreinigung

DURAG GROUP

FÜR EINEN SAUBEREN UND SICHEREN TECHNOLOGIEWANDEL

Verbrennung | Zündung | Sicherheit | Gasreinheitskontrolle





Systeme für Feuerungstechnik



Prozess- und Umweltmesstechnik



Dekarbonisierung / Energiewende

DURAG.COM

H2 READY

Wir sind bereit!

Planung einer trockenen Rauchgasreinigung an einer Sonderabfallverbrennung

Jessica Thiess, Lutz Schröder und Malina Kück

1. Übersicht 475
2. Rechtlicher Rahmen 476
3. Technische Grundlagen 477
3.1. Entstaubung 477
3.2. Entstickung 478
3.2.1. SNCR-Anlage (selektive nicht-katalytische Reduktion) 478
3.2.2. SCR–Anlage (selektive katalytische Reduktion) 479
4. Bewertung und Erstellung der Planungsgrundlagen 480
5. Durchführung eines Vergleichs der Alternativen 480
6. Ausblick und Zusammenfassung 483
7. Quellen 483

1. Übersicht

Der Beitrag befasst sich mit der Planung und Ausführung trockener Rauchgasreinigungsverfahren an einer Sonderabfallverbrennungsanlage. Anhand realisierter Projekte sowie aktuell in Bearbeitung befindlicher Planungen werden zentrale Erkenntnisse systematisch aufgearbeitet und gegenübergestellt. Dabei werden verfahrenstechnische, bauliche und genehmigungsrechtliche Fragestellungen interdisziplinär betrachtet und in ganzheitliche Planungskonzepte überführt. Die in diesem Kontext gewonnenen Erfahrungen aus Neubau-, Umbau- und Erweiterungsvorhaben bilden die Grundlage für eine praxisnahe und zugleich methodisch strukturierte Herangehensweise an komplexe Planungsaufgaben.

Anschließend erfolgt eine vergleichende Betrachtung unterschiedlicher technischer Ausführungsvarianten der trockenen Rauchgasreinigung wie Einsatz der Additive, Anlagenkonfiguration, wie u. a. Tail-End-Schaltung, Verschaltungsmöglichkeiten von Rezigas, ein- oder mehrstufige Reinigungsverfahren, Booster-Eindüsungen, Rauchgaskonditionierungen, Wärmerückgewinnung sowie die Optimierung der Temperatur etc. unter Berücksichtigung der Integration an einer Sonderabfallverbrennungsanlage. Dabei werden sowohl die eingesetzten Verfahren als auch die verwendeten Additive unter verfahrenstechnischen, betrieblichen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorgestellt. Die jeweiligen Vor- und Nachteile der betrachteten Lösungen werden systematisch herausgearbeitet, um eine fundierte Grundlage für zukünftige Planungs- und Entscheidungsprozesse zu schaffen.

Ausgehend von der Entwicklung erster Anlagen- und Verfahrenskonzepte werden die einzelnen Schritte der Projektvorbereitung und -planung detailliert dargestellt. Dies umfasst insbesondere die Erarbeitung unterschiedlicher technischer Varianten, die Durchführung von Wirtschaftlichkeits- und Business-Case-Betrachtungen sowie die hierfür notwendige Erhebung und Bewertung von Bestands- und Betriebsdaten. Die klassischen Planungsphasen gemäß HOAI werden dabei in einen erweiterten Projektkontext eingebettet, der auch vorgelagerte, entscheidungsrelevante Schritte berücksichtigt, welche für die Tragfähigkeit und Genehmigungsfähigkeit der Planung von zentraler Bedeutung sind.

2. Rechtlicher Rahmen

Das BVT-Merkblatt der EU für die Verbrennung und Mitverbrennung von Abfällen wurde in das nationale Recht umgewandelt. Wesentliche Aspekte der Novelle sind u. a. verpflichtende Radioaktivitätskontrollen, Mindestanforderungen an die Energieeffizienz und verschärfte Abgasgrenzwerte. Für Abfallverbrennungsanlagen sind die neuen Abgasgrenzwerte in § 8 sowie Anlage 1 der novellierten 17. BImSchV zu finden. Für bestehende Abfallverbrennungsanlagen gelten teilweise andere Grenzwerte, welche in § 8 (2) der 17. BImSchV gesondert aufgelistet werden. Die Anforderungen der Novelle gelten grundsätzlich für bestehende IE-Anlagen ab dem 04.12.2023 und für bestehende Nicht-IE-Anlagen ab dem 04.12.2025 (siehe § 28).

Ausnahmen hierzu sind die Anforderungen an Radioaktivitätskontrollen (§ 3 Abs. 1 Satz 2), Etablierung eines Umweltmanagementsystems (§ 4 Abs. 1 Satz 5), die einzuhaltenden Jahresmittelwerte gem. § 10 Absatz 1 und der Energieeffizienznachweis nach § 13 Abs. 3. Diese gelten auch für bestehende IE-Anlagen erst ab dem 04.12.2025. Für bestehende Anlagen mit einer FWL ≤ 50 MW gelten die Jahresmittelwerte nach § 10 Abs. 1 (NO_x, Hg) ab dem 04.12.2028.

3. Technische Grundlagen

Generell findet sich an Sonderabfallverbrennungsanlagen ein wesentlich breiteres Spektrum an Abfallströmen, wie das bei anderen Verbrennungen der Fall ist. Das führt dazu, dass sowohl Bunker für Feststoffe (grob und fein) als auch Tanklager für Flüssigkeiten oder Lagerflächen für Sonderchargen, Gebinde usw. vorhanden sind. Daraus werden zur Einstellung des Heizwertes sogenannte Brennstoffmenüs erstellt. Die Anlagen bestehen weiterhin aus einem Drehrohrofen, wobei teilweise Homogenisierungseinheiten für die festen Brennstoffe vorgeschaltet sind. Nachfolgend findet mit einer Nachbrennkammer wie auch einem Kessel mit Wasser-Dampf-Kreislauf die Wärmerückgewinnung bzw. eine Verstromung durch eine Turbine statt. Weiterhin fällt eine Schlacke an, welche von Metall befreit wird und dann in die Sonderdeponierung gegeben wird. Nach der Wärmerückgewinnung folgt eine Rauchgasreinigung, in den meisten Fällen als nasse Rauchgasreinigung ausgeführt. Nachfolgend wird der Aufbau allgemein und im speziellen für eine trockene Rauchgasreinigung aufgeführt. Für die Reinigung des Rauchgases durchläuft dieses unterschiedliche Reinigungsprozesse. Diese reduzieren die Emissionen auf Basis mechanischer, physikalischer oder chemischer Verfahren. Die Rauchgasreinigung:

- scheidet partikuläres Material ab,
- reduziert Schwermetallkonzentrationen,
- entstickt das Rauchgas und
- beseitigt Schwefel sowie andere saure Komponenten aus dem Rauchgas.

3.1. Entstaubung

Zur Entstaubung der Rauchgase wird der Reaktionsstrecke ein Mehrkammer-Gewebefilter nachgeschaltet. Die Kammern des Gewebefilters sind einzeln absperrbar. Im Falle einer Betriebsstörung in einer Filterkammer (z. B. Riss im Filterschlauch) kann diese abgesperrt und instandgesetzt werden, ohne dass die Gesamtanlage außer Betrieb genommen werden muss. Die Filterschläuche bestehen bspw. aus PTFE-beschichteten Membranen, werden über Drahtstützkörper gezogen und staubdicht mit der Kopfplatte zwischen Roh- und Reingasbereich verbunden. Das Rauchgas durchströmt das Filtermedium von außen nach innen. In die Filterschläuche eingesetzte Stützkörbe verhindern das Kollabieren des Schlauches. Auf den Schläuchen bildet sich im bestimmungsgemäßen Betrieb der Anlage ein Filterkuchen aus, der neben den Reaktionsprodukten unreagiertes Additiv enthält. Die Rauchgase durchströmen den Filterkuchen und bewirken damit eine Nachreaktion der Schadstoffe mit dem im Filterkuchen enthaltenen unreagierten/unbeladenen Additiv [1] [2].

Die gereinigten Rauchgase strömen aus dem Innern der Filterschläuche in den Reingasraum und anschließend in den Rauchgassammelkanal, von wo sie den Schlauchfilter verlassen. Die Abreinigung der Filterschläuche erfolgt differenzdruck- und zeitabhängig über Druckimpulse mithilfe einer speicherprogrammierbaren Steuerung. Die mit annähernd Schallgeschwindigkeit aus den Abreinigungsdüsen austretende Abreinigungsluft reißt aufgrund der Injektorwirkung Reingas als Sekundärluft mit. Der gesamte, aus Druckluft und Reingas bestehende Spülgasstrom tritt schlagartig in den Filterschlauch ein. Die normale Filtrierströmung wird so partiell kurzzeitig unterbrochen und der bisher sternförmig nach innen eingezogene, durch einen Stützkorb offen gehaltene Schlauch ruckartig aufgebläht. Der auf der Außenseite abgeschiedene Filterkuchen wird aufgebrochen, abgeworfen und fällt in den Staubsammelbunker [2].

3.2. Entstickung

Bei der NO_x-Minderung wird zwischen primären und sekundären Maßnahmen unterschieden. Primärmaßnahmen zielen darauf ab, die Bildung von Stickoxiden im Verbrennungsprozess durch Beeinflussung der wesentlichen Haupteinflussgrößen wie Sauerstoffangebot, Verbrennungstemperatur sowie Verweilzeit möglichst gering zu halten. Zu den Sekundärmaßnahmen zählen alle Minderungsverfahren, die die im Abgas enthaltenen Stickoxide reduzieren. Dabei können die NO_x-Abbaumechanismen in oxidative und reduktive Verfahren unterteilt werden. Die reduktiven Verfahren lassen sich wiederum in die selektive nicht-katalytische (SNCR) und die selektive katalytische Entstickung (SCR) unterteilen. Während sich von den oxidativen Verfahren bisher keines in der kraftwerkstechnischen Praxis durchgesetzt hat, gehören die beiden nachfolgend aufgeführten reduktiven Verfahren zum Stand der Technik [2].

3.2.1. SNCR-Anlage (selektive nicht-katalytische Reduktion)

Für eine wirksame Stickoxidreduzierung im Ofen muss Ammoniaklösung in mehreren Ebenen in einem Temperaturbereich zwischen 900 °C und 950 °C eingedüst werden. Das Ammoniak reagiert mit den bei der Verbrennung entstehenden Stickoxiden zu Stickstoff und Wasserdampf [3]:

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O,$$

$$4NO + 2NH_2\,CONH_2 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 2CO_2 + 6H_2O.$$

3.2.2. SCR–Anlage (selektive katalytische Reduktion)

Die Entstickung dient zur Reduzierung der Stickoxide im Rauchgas. Im SCR-Verfahren werden Katalysatoren aus Titandioxid, Vanadiumpentoxid und Wolframoxid eingesetzt, um Stickoxide bei moderaten Temperaturen unterhalb 400 °C mit Ammoniak zu elementarem Stickstoff und Wasser umzusetzen:

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O,$$

$$6NO_2 + 8NH_3 \rightarrow 7N_2 + 12H_2O.$$

Das Ammoniak wird entweder als wässrige Lösung oder mit entsprechender Vorreaktion als Harnstofflösung in den Rauchgasstrom eingesprüht. Der Katalysator wird in zwei bis drei Layern, die jeweils aus mehreren Modulen bestehen, in der SCR verbaut. Die Module bestehen aus Waben- oder Plattenkatalysatoren und können zum Austausch einzeln gezogen werden. Durch die im Rauchgas enthaltenen Schwermetalle und Ammonium-Salze kann der Katalysator deaktiviert werden. Der Katalysator kann entweder thermisch oder chemisch regeneriert werden [3].

Das SCR-Verfahren hat einen sehr geringen Ammoniak-Schlupf. Allerdings kann es zu Lachgasbildung (N_2O) auf dem Katalysator kommen. Bei der Einbindung der Anlage wird wie folgt unterschieden:

- High-Dust (nach Kessel)
- Low-Dust (nach Entstaubung)
- Tail-End (nach Entschwefelung)

Eine High-Dust SCR wird nach dem Kessel und vor den weiteren Reinigungsstufen vorgesehen, sodass die hohen Rauchgastemperaturen genutzt werden können. Problematisch sind jedoch der Schadstoff- sowie der Staubgehalt des Rauchgases. Im Rauchgas enthaltene Katalysatorgifte deaktivieren den SCR-Katalysator z. T. irreversibel. Die Low-Dust SCR wird verfahrenstechnisch nach der Entstaubung angeordnet. Je nach Einsatz der Technologie zur Entstaubung kann eine Wärmeverschiebung notwendig sein, um das Rauchgas auf die benötigte Temperatur zu bringen. Der im Rauchgas noch enthaltene Schwefel wirkt sich negativ auf den Katalysator aus. Eine Tail-End SCR wird hinter der Rauchgasreinigung angeordnet. In dem zu betrachtenden Fall wird die SCR direkt vor dem Saugzug platziert, sodass diese im Unterdruck betrieben wird. An dieser Stelle ist der Schadstoffgehalt im Rauchgas bereits stark reduziert. Für den Katalysator kritische Bestandteile sind größtenteils abgeschieden [4].

Um die Kondensation von Ammoniumsulfat auf dem Katalysator und die damit verbundene Deaktivierung zu vermeiden, muss die SCR jedoch bei deutlich höheren Temperaturen (> 300 °C) betrieben werden als die vorgeschaltete trockene Rauchgasreinigung.

Für die notwendige Erwärmung kann ein Teil der Wärme in einem zusätzlichen Gas-Gas-Wärmetauscher rückgewonnen werden, indem das Rauchgas vor der SCR mit dem aus der SCR austretenden Rauchgas erwärmt wird. Des Weiteren ist eine Nacherwärmung vor der SCR erforderlich. Die Nacherwärmung erwärmt das Rauchgas um ca. 30 K auf die Prozesstemperatur der SCR mit Sattdampf aus dem Kessel oder einem entsprechenden Erdgaskessel. Die Nacherwärmung liefert damit die im Gas-Gas-Wärmetauscher benötigte, treibende Temperatur-Differenz für den Wärmeübergang.

4. Bewertung und Erstellung der Planungsgrundlagen

Für die Bewertung der Integration einer trockenen Rauchgasreinigung und die damit einhergehende notwendige Erstellung der Planungsgrundlagen werden diverse Daten erfasst. Nachfolgend ist ein Überblick über die erhobenen Daten (Auswahl) gegeben:

- Abfallart und Abfallmenge,
- Durchsatz Ofen und Heizwert,
- Messwerte Rohgas, HCl, SO_2, Staub, CO und C-ges., Schwermetalle wie Hg etc.,
- Wärmeverschaltung u.v.m.

Daraus ergeben sich die in Frage kommenden technischen Konzepte, welche die Ergebnisse der Datenauswertung untermauern.

5. Durchführung eines Vergleichs der Alternativen

Nachfolgend werden die Alternativen, welche sich im Bereich der Rauchgasreinigung ergeben, vorgestellt. Die Rauchgasreinigung, bestehend aus:

- Entstaubung,
- Entstickung,
- trockene/quasitrockene Wärmeverschiebung (je nach Konfiguration) und
- Schornstein

wird für eine Betriebszeit von im Regelbetrieb 8.000 h/a vorgesehen. Durch Zugabe der Additive in den Rauchgasstrom über eine Reaktionsstrecke und die anschließende Abscheidung der Reaktionsprodukte im Gewebefilter als Reststoffe werden folgende Stoffe neben Staub abgeschieden:

- Schwefeloxide,
- Schwermetalle,
- Chlor,
- weitere Schadstoffe (Dioxine, Furane, Quecksilber).

Die Entstaubung, welche mittels Gewebefilter bzw. Elektrofilter vorgesehen ist, dient zur Abscheidung von Feststoffpartikeln. Die abgeschiedenen Partikel werden der Verwertung/ Entsorgung zugeführt. Bei dem Verfahren mit Gewebefilter kommt Kalkhydrat zur Verwendung, welches ein abwasserfreies Verfahrenskonzept ermöglicht. Durch die Zudosierung von Aktivkohle/HOK ist auch die Abscheidung von Quecksilber gegeben. Es ist eine vorherige Konditionierung (Abkühlung und Eindüsung von Wasser) des Rauchgases notwendig. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Rezirkulation der Additive, um so den Sorbenseinsatz und die Reststoffmengen zu verringern. Durch die Rezirkulation ist ein Abfangen von Emissionsspitzen sehr gut möglich.

Ein weiteres Betriebsmittel stellt gemahlenes Natriumhydrogencarbonat dar. Es wird, wie zuvor beschrieben, im gleichen Verfahrensaufbau wie die kalkbasierte trockene Rauchgasreinigung eingesetzt. Im Vergleich zum kalkbasierten Verfahren sind höhere Betriebsmittelmengen nötig, eine Rezirkulation ist aufgrund der hohen Reaktivität nicht möglich. Die Bezugskosten für Natriumhydrogencarbonat sind im Vergleich zu Kalkhydrat hoch. Wie auch bei Kalkhydrat ist der Einsatz zusätzlicher Anlagentechnik (Mühle) möglich, um das grobkörnige Natriumhydrogencarbonat aufzumahlen. Hierdurch können die Lagerfähigkeit verlängert und die Bezugskosten gesenkt werden. Bei der Entstickung findet eine Reduzierung der Stickoxide (NO, NO_2 = NO_x) mittels Ammoniak, Ammoniakwasser oder Harnstoff statt. Diese kann entweder mit einer SNCR oder SCR erfolgen. Bei der SNCR ist die Eindüsung in den Feuerraum/NBK (900–950 °C) installiert. Dabei besteht die Gefahr der Entstehung des Ammoniakschlupfs (NH_3). Um dieser Problematik entgegenzuwirken, wird ein nachgeschalteter Wäscher vorgesehen [5].

Kommt eine SCR zum Einsatz, wird bei der Umwandlung mit Katalysator eine deutlich niedrigere Temperatur benötigt. Diese bedingt allerdings auch einen geringen Ammoniakschlupf (NH_3), führt aber ggf. zu einer notwendigen Wärmeverschiebung. Weiterhin ist eine chemische Regenerierung des Katalysators notwendig.

Alternativen

Alternative 1 (Abbildung 1) besteht aus einer SNCR sowie einer konditionierten Trockensorption mit Kalkhydrat und einem nachgeschalteten Wäscher.

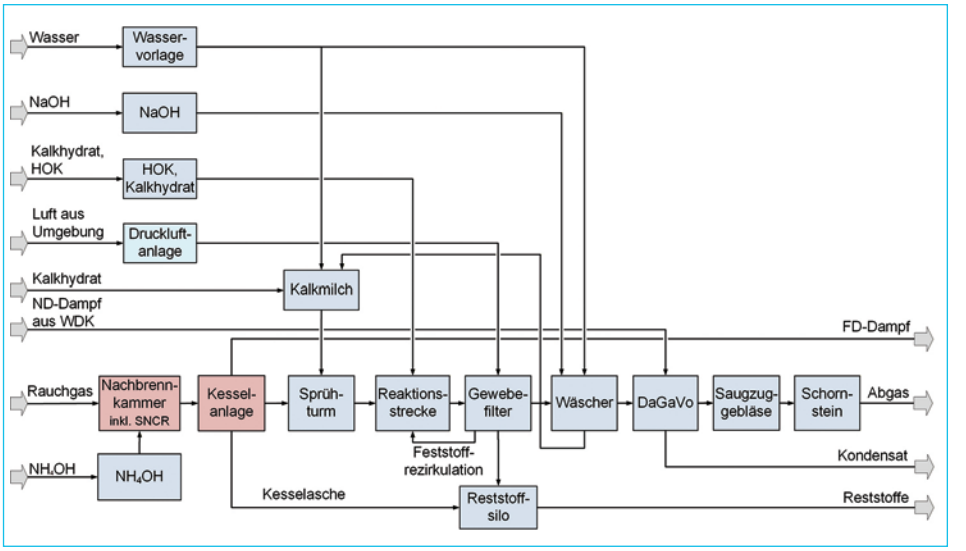


Abb. 1: Blockfließbild Alternative 1

Die 2. Alternative besteht aus einer zweistufigen Trockensorption mit Natriumhydrogencarbonat und Kalkhydrat + HOK sowie einer SCR (Abbildung 2). Dabei wird das Kalkhydrat mit dem HOK rezirkuliert [6].

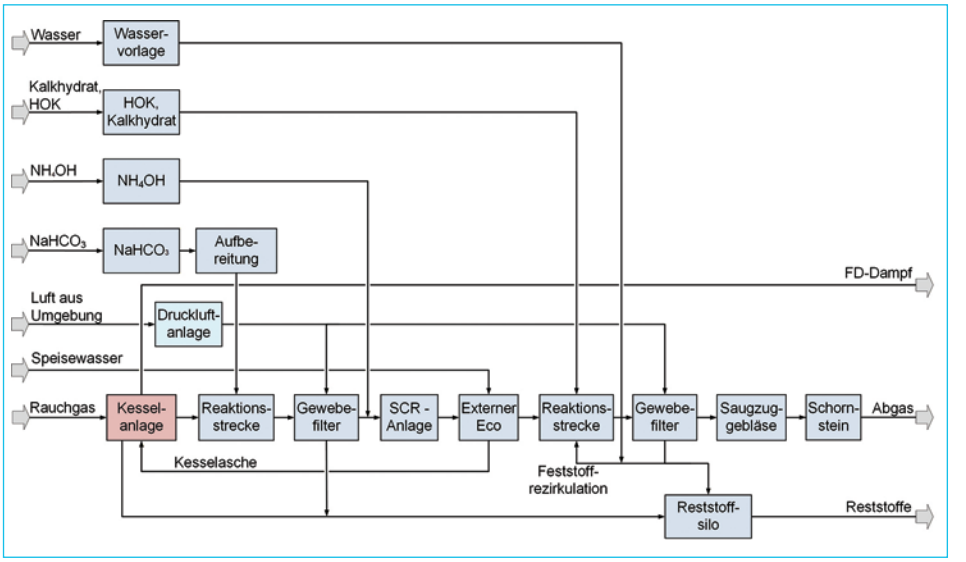


Abb. 2: Blockfließbild Alternative 2

6. Ausblick und Zusammenfassung

Technisch gesehen ist der Einsatz einer trockenen Rauchgasreinigung bei einer Sonderabfallverbrennung möglich. Die SCR-Technologie ist als effizient zu bewerten, dies gilt auch für den Einsatz der 2-stufigen Ausführung der Rauchgasreinigung (Gewebefilter) und dem Einsatz von Kalkhydrat mit HOK, welches eine hohe Verfügbarkeit für die Abscheidung von Schwermetallen, insbesondere Quecksilber, hat. Dieses ermöglicht einen sicheren und flexiblen Anlagenbetrieb.

Generell gilt zu beachten, dass bei jeder Anlage die vorhandenen Randbedingungen geprüft werden müssen sowie eine sorgfältige Auswertung der Datenbasis erfolgen muss, um ein zufriedenstellendes technisches Konzept zu entwickeln.

7. Quellen

[1] Görner, Klaus: *Gasreinigung und Luftreinhaltung*. Berlin: Springer, 2001.

[2] Schwister, Karl: *Taschenbuch der Verfahrenstechnik*, München, Hanser, 2017.

[3] SNCR.de. (o. D.). *SNCR-Technik – Entstickungstechnologie* https://www.sncr.de/__mobile/sncr-technik.html (Stand: 05.06.2026).

[4] Beckmann, Michael: *Beschreibung unterschiedlicher Techniken und deren Entwicklungspotentiale zur Minderung von Stickstoffoxiden im Abgas von Abfallverbrennungsanlagen und Ersatzbrennstoff-Kraftwerken hinsichtlich Leistungsfähigkeit, Kosten und Energieverbrauch*, Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt, 2011.

[5] Technische Universität München, für: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie, Köln: Endbericht: Vergleichende ökologische Betrachtung verschiedener Einsatzstoffe bei Trockensorptionsverfahren zur Rauchgasreinigung, Lehrstuhl für Rohstoff- und Energietechnologie, Straubing; ATZ Entwicklungszentrum, Sulzbach-Rosenberg; Juli 2009.

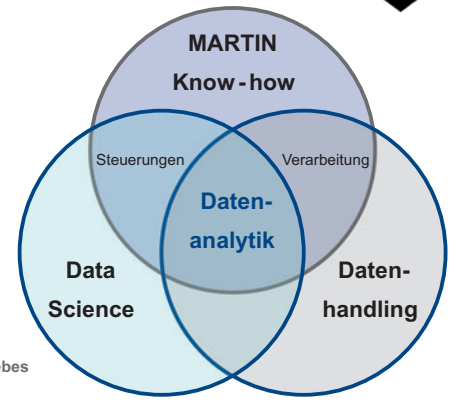
[6] VDI 4600 (2012), Blatt 1 (2015) Kumulierter Energieaufwand (KEA), 01/2012.

MARTIN .digital

MARTIN.DataAgent

Datengetriebene Lösungen: MARTIN Know-how trifft auf digitale Innovation

- **WERTSCHÖPFUNG AUS DATEN**
  Einfacher Zugriff auf standardisierte und kuratierte Daten
- **SICHERHEITSKONZEPT**
  Mehrschichtiges Sicherheitskonzept, DSGVO-konform, EU-basierte Cloud – digitale Souveränität
- **LEISTUNGSBERICHTE**
  Klare Leistungsübersicht mit smarten KPIs und verwertbaren Erkenntnissen
- **ONLINE-STOFFSTROMANALYSE**
  MARTIN Know-how bezüglich Überwachung und Bewertung des laufenden Betriebes



MARTIN.MSA

Optimieren Sie Ihren Abfallstrom: smartere Betriebsführung – optimierte Leistung



- **ABFALLVOLUMEN**
  Genaue Messung für die Planung und Berichterstellung
- **EFFIZIENTE BESCHICKUNG**
  Datengetriebene Erkenntnisse zum Beschickungsprozess
- **MÜLLSTROMÜBERWACHUNG**
  Frühzeitige Erkennung von großen Teilen, Verstopfungen und Müllrutschern
- **SCHURRENHISTORIE**
  Visuelle Protokollierung für die Leistungsbeurteilung & Störungsbehebung



www.martingmbh.de

Experimentelle Untersuchung und Modellierung der additivgestützten SO_2-Abscheidung mit Kalksorbentien

Qiu Lu, Janine Kleemann und Michael Beckmann

Dieser Beitrag basiert auf einem bei der Fachzeitschrift Fuel (Elsevier) eingereichten englischsprachigen Manuskript und wurde für das 58. Kraftwerkstechnische Kolloquium 2026 gekürzt und ins Deutsche übersetzt, um die Reichweite im deutschsprachigen Raum zu erhöhen.

1. Materialien und Methoden 486
1.1. Ausgangsmaterialien und Probenherstellung 486
1.2. Materialcharakterisierung 487
1.3. Thermogravimetrische Untersuchungen....487
1.4. Modellbeschreibung....488
2. Ergebnisse und Diskussion....490
2.1. Charakterisierung der modifizierten Sorbentien 490
2.2. Thermogravimetrische Untersuchung der SO_2-Abscheidung 492
2.2.1. Einfluss puzzolanischer Additive....492
2.2.2. Einfluss hygroskopischer Additive 493
3. Modellgestützte Beschreibung der Additiveffekte....493
3.1. Erweiterung des Expanding Grain Models....493
3.2. Beschreibung der konkurrierenden SO_2/HCl-Adsorption 495
3.3. Modellvorhersagen 497
4. Schlussfolgerungen 498
5. Quellen 499

Die konditionierte Trockensorption mittels $Ca(OH)_2$ stellt ein etabliertes Verfahren zur Abscheidung saurer Abgasbestandteile dar. Bei der Monoverbrennung von Klärschlamm ist die SO_2-Abscheidung jedoch aufgrund des geringen HCl-Gehalts im Rauchgas häufig durch eine langsame Sulfatierung und eine unzureichende Ausnutzung des Sorbens begrenzt. Unter diesen Bedingungen wird nur eine geringe Menge hygroskopischer Calciumchloride ($CaCl_2$) gebildet, wodurch der feuchtigkeitsgestützte Stofftransport eingeschränkt wird. Gleichzeitig führt das Wachstum der Sulfat-Produktschicht zu einem zunehmenden Diffusionswiderstand und damit zu einer Abnahme der Reaktionsgeschwindigkeit [1][2][3].

Ziel dieser Arbeit ist die systematische Untersuchung unterschiedlicher Additive zur Verbesserung der SO_2-Abscheidung unter HCl-armen Rauchgasbedingungen. Hierzu wurden sowohl puzzolanische Industrie-Nebenprodukte als auch hygroskopische Additive ausgewählt und mittels thermogravimetrischer Analyse (TGA) untersucht.

Zur Beschreibung der Sulfatierung wurde ein auf dem Expanding Grain Model (EGM) basierendes kinetisches Modell entwickelt [4]. Die Auswirkungen der Additive wurden über physikalisch interpretierbare Modellparameter berücksichtigt, insbesondere über die BET-spezifische Oberfläche sowie den effektiven Diffusionskoeffizienten der Produktschicht. Zusätzlich wurde ein Langmuir-Hinshelwood-Ansatz gekoppelt, um die konkurrierende Adsorption von SO_2 und HCl auf gemeinsamen aktiven Zentren zu beschreiben.

1. Materialien und Methoden

1.1. Ausgangsmaterialien und Probenherstellung

Kommerzielles Calciumhydroxid ($Ca(OH)_2$) wurde in der Arbeit verwendet. Das Material wies einen Reinheitsgrad von 88,7 %, eine BET-spezifische Oberfläche von 17,2 $m^2\ g^{-1}$ sowie einen mittleren Partikeldurchmesser von 3,1 µm auf. Zur Verbesserung der SO_2-Abscheidung wurden unterschiedliche Additive untersucht, deren Auswahl auf Literaturangaben sowie ihrer technischen und industriellen Relevanz beruhte. Besonderes Augenmerk lag auf industriellen Nebenprodukten und kommerziell verfügbaren Additiven, um sowohl die Sorptionsleistung als auch die Ressourceneffizienz zu erhöhen.

Als puzzolanische Additive wurden Flugasche (FA), Papierschlammasche (PSA), Hochofenschlacke (BFS) sowie eine Mischung aus Kieselsäure (H_4SiO_4) und Aluminiumhydroxid ($Al(OH)_3$) eingesetzt [5][6][7][8][9][10]. Die Vorbehandlung erfolgte entsprechend etablierter Verfahren aus der Literatur, um eine möglichst hohe spezifische Oberfläche zu erzielen. Hierzu wurden die Additive mit $Ca(OH)_2$, 10 % $CaSO_4$ sowie deionisiertem Wasser (Wasser/Feststoff-Verhältnis 15:1) vermischt und 12 h bei 75 °C gerührt. Anschließend wurden die Suspensionen filtriert, 30 min. bei 300 °C getrocknet, vermahlen und auf eine Korngröße kleiner als 315 µm abgesiebt.

Als hygroskopische Additive wurden unter anderem NaOH, $CaCl_2{\cdot}2H_2O$, $MgCl_2$, NaBr, $Na_2SiO_3{\cdot}5H_2O$, NaCl, $Na_3PO_4{\cdot}12H_2O$, Na_2SO_3, $NaHCO_3$, $NaNO_3$, K_2SO_4, $Na_2S_2O_3{\cdot}5H_2O$ sowie $AlK(SO_4)_2$ untersucht [11][12]. Im Gegensatz zu den puzzolanischen Additiven wurden diese Stoffe vor dem Einsatz vermahlen und anschließend direkt mit $Ca(OH)_2$ vermischt.

1.2. Materialcharakterisierung

Zur Untersuchung der durch die Additive hervorgerufenen Strukturänderungen wurden die Sorbentien charakterisiert. Die chemische Zusammensetzung wurde mittels Röntgenfluoreszenzanalyse (XRF) bestimmt. Die spezifische Oberfläche wurde durch Stickstoffadsorption nach der BET-Methode ermittelt. Zusätzlich wurde die Wasseraufnahme der hygroskopischen Additive unter Laborbedingungen bestimmt, um deren Feuchtespeichervermögen miteinander vergleichen zu können. Die gewonnenen Materialdaten dienten sowohl der Interpretation der experimentellen Ergebnisse als auch der Parametrisierung des kinetischen Modells.

1.3. Thermogravimetrische Untersuchungen

Die Bewertung der Sorptionsleistung erfolgte mittels thermogravimetrischer Analyse (TGA). Hierzu wurde ein modifizierter simultaner Thermoanalysator (STA 409 PC, Netzsch) verwendet, der eine kontrollierte Dosierung von Wasserdampf ermöglichte. Der Wasserdampf wurde aus deionisiertem Wasser erzeugt und gemeinsam mit SO_2 und HCl über Massendurchflussregler in den Probenraum eingeleitet. Sämtliche Gasleitungen wurden beheizt, um Kondensation zu vermeiden (Abbildung 1).

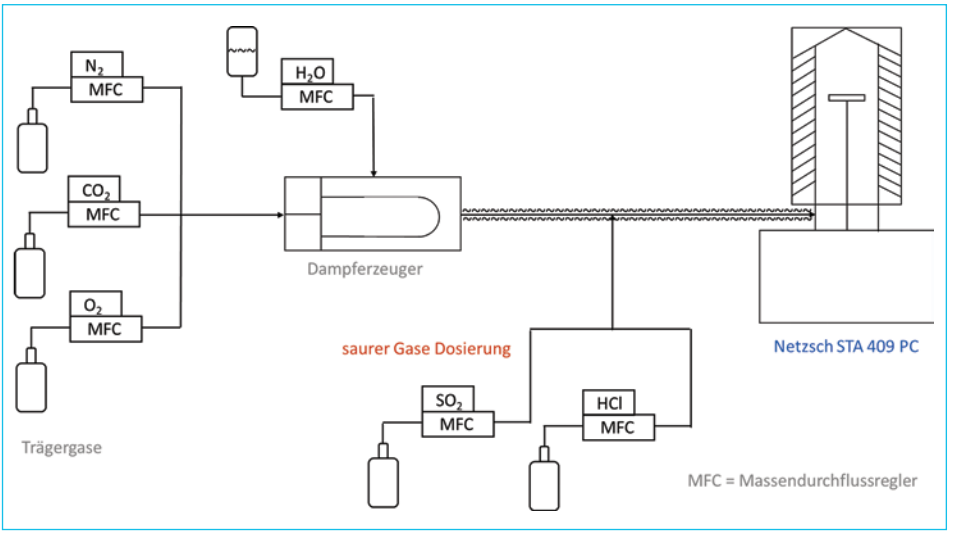


Abb 1: Schematischer Aufbau der modifizierten thermogravimetrischen Versuchsanlage (TGA)

Für jeden Versuch wurden etwa 300 mg Sorbens in einem Aluminiumoxidtiegel eingesetzt. Die Untersuchungen erfolgten isotherm bei 140 °C unter einer synthetischen Rauchgasatmosphäre mit 100 ppmv SO_2, 65 ppmv HCl, 10 Vol.-% CO_2, 8 Vol.-% O_2 sowie 10 Vol.-% H_2O. Der Gesamtgasstrom betrug 120 mL min^{-1}. Nach einer Reaktionszeit von 60 min schloss sich eine 30 min Trocknungsphase an. Die Wiederholungsversuche zeigten eine gute Reproduzierbarkeit.

1.4. Modellbeschreibung

Zur Beschreibung der Sulfatierung wurde das Expanding Grain Model (EGM) verwendet [4][13][14]. Dabei wird ein Sorbenspartikel als Agglomerat poröser Einzelkörner betrachtet. Während der Reaktion bildet sich um jedes Korn eine wachsende Produktschicht, welche den Stofftransport zunehmend behindert und dadurch den Übergang von einer kinetisch kontrollierten zu einer diffusionskontrollierten Reaktion beschreibt (Abbildung 2).

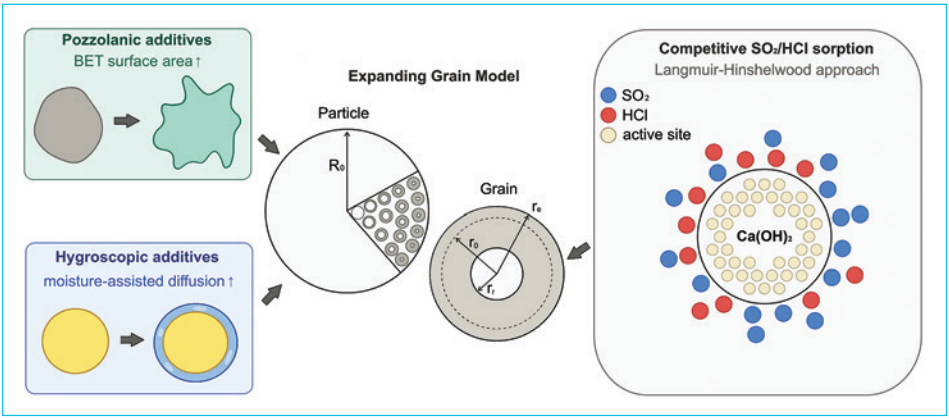


Abb. 2: Schematische Darstellung des erweiterten Expanding Grain Models (EGM)

Die Auswirkungen der Additive wurden über physikalisch interpretierbare Modellparameter berücksichtigt. Hygroskopische Additive beeinflussen hauptsächlich die Diffusionsvorgänge der Produktschicht, während puzzolanische Additive zusätzlich die spezifische BET-Oberfläche verändern.

Zur Beschreibung der Simultansorption von SO_2 und HCl wurde das EGM mit einem Langmuir-Hinshelwood-Ansatz kombiniert. Die Reaktionsgeschwindigkeit einer Gaskomponente *i* wird in Abhängigkeit ihres Partialdrucks beschrieben:

$$r_i = \frac{k_{i,1} p_i}{1 + k_{i,2} p_i} \qquad \textit{Formel 1}$$

wobei $k_{i,1}$ die Reaktionsgeschwindigkeitskonstante und $k_{i,2}$ die Adsorptionsgleichgewichtskonstante der jeweiligen Gaskomponente darstellen.

Für den Fall einer nicht konkurrierenden Sorption ergibt sich die Gesamtreaktionsgeschwindigkeit als Summe der Einzelreaktionsgeschwindigkeiten:

$$r_{tot} = r_{HCl} + r_{SO2} = \frac{k_{HCl,1} p_{HCl}}{1 + k_{HCl,2} p_{HCl}} + \frac{k_{SO2,1} p_{SO2}}{1 + k_{SO2,2} p_{SO2}} \qquad \textit{Formel 2}$$

Bei der Konkurrenzsorption konkurrieren beide Gaskomponenten dagegen um dieselben aktiven Oberflächenzentren. Die Gesamtreaktionsgeschwindigkeit ergibt sich:

$$r_{tot} = \frac{k_{HCl,1} p_{HCl} + k_{SO2,1} p_{SO2}}{1 + k_{HCl,2} p_{HCl} + k_{SO2,2} p_{SO2}} \qquad \textit{Formel 3}$$

Nach Berechnung der Konkurrenzadsorption werden die Transporteigenschaften der gemischten Produktschicht entsprechend der aktuellen Produktzusammensetzung aktualisiert. Dadurch können sowohl die Konkurrenz um

aktive Zentren als auch die zeitliche Veränderung der Diffusionsbedingungen während der simultanen SO_2-/HCl-Sorption physikalisch konsistent beschrieben werden.

2. Ergebnisse und Diskussion

2.1. Charakterisierung der modifizierten Sorbentien

Die Ergebnisse der Röntgenfluoreszenzanalyse (Abbildung 3) zeigen deutliche Unterschiede in der chemischen Zusammensetzung der untersuchten puzzolanischen Materialien. Während PSA den höchsten Calciumgehalt aufweist, enthalten FA und BFS deutlich größere Anteile an Silizium und Aluminium. Diese Unterschiede beeinflussen maßgeblich die Bildung von Calcium-Silikat-Hydraten (C–S–H) während der hydrothermalen Vorbehandlung und damit die spätere Sorptionsleistung der Sorbentien.

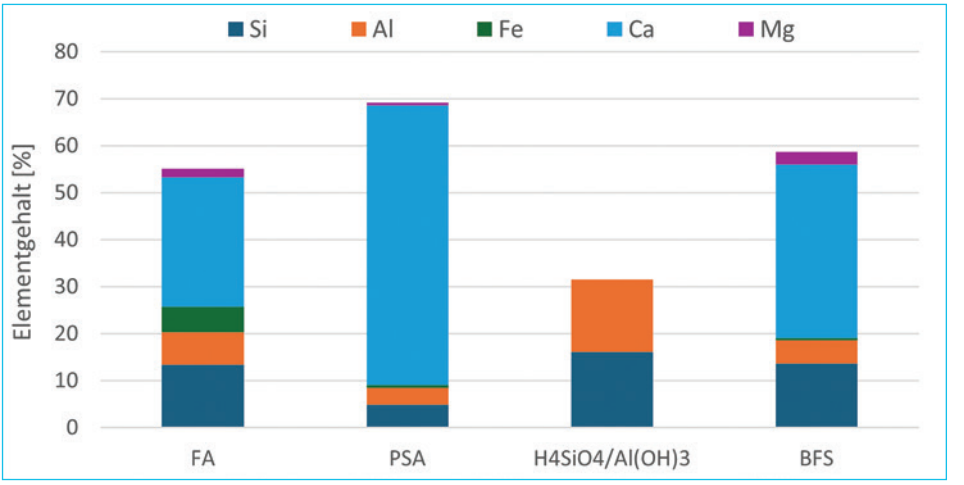


Abb. 3: Elementzusammensetzung der untersuchten puzzolanischen Additive

Die BET-Messungen bestätigen den deutlichen Einfluss der Vorbehandlung auf die Mikrostruktur der Materialien (Tabelle 1). Die spezifische Oberfläche der unbehandelten Flugasche beträgt lediglich 1,5 $m^2\ g^{-1}$ und steigt nach der Vorbehandlung deutlich an. Hohe BET-Oberflächen wurden für vorbehandelte Papierschlammasche (49,2 $m^2\ g^{-1}$) sowie Hochofenschlacke (46,5 $m^2\ g^{-1}$) bestimmt. Die Mischung aus Kieselsäure und Aluminiumhydroxid erreichte mit 105,3 $m^2\ g^{-1}$ die größte spezifische Oberfläche.

Tab. 1: BET-spezifische Oberflächen der untersuchten Proben

Probe	Vorbehandlung	Mischverhältnis Pozzolan:$Ca(OH)_2$	BET Oberfläche ($m^2\ g^{-1}$)
$Ca(OH)_2$	—	—	17.2
FA	Nein	nur Asche	1.5
	Ja	2:1	13.4
	Ja	32:1	26.8
	Ja	nur Asche	16.3
PSA	Nein	nur Asche	7.27
	Ja	nur Asche	49.2
$H_4SiO_4/Al(OH)_3$	Ja	2:1	105.3
BFS	Ja	8:1	46.5

Im Gegensatz dazu verändern hygroskopische Additive die Mikrostruktur kaum. Ihre Wirkung beruht vielmehr auf einer erhöhten Wasseraufnahme. Die Untersuchungen der Feuchteaufnahme (Abbildung 4) zeigen, dass insbesondere NaOH, $CaCl_2{\cdot}2H_2O$, $MgCl_2$ und NaBr innerhalb einer Woche deutliche Massezunahmen aufweisen. Die übrigen untersuchten Salze zeigten dagegen nur geringe hygroskopische Eigenschaften.

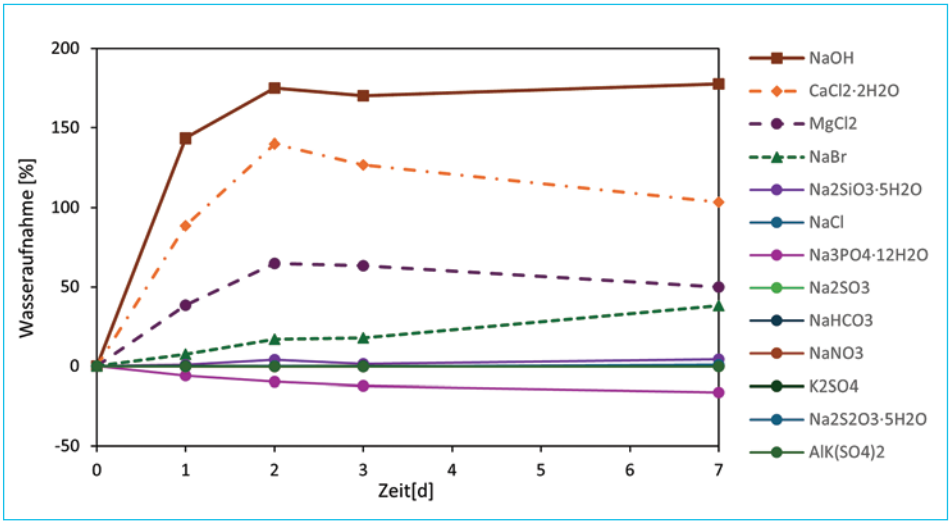


Abb. 4: Feuchtigkeitsaufnahme der untersuchten hygroskopischen Additive

2.2. Thermogravimetrische Untersuchung der SO_2-Abscheidung

2.2.1. Einfluss puzzolanischer Additive

Die Ergebnisse der thermogravimetrischen Untersuchungen sind in Abbildung 5 dargestellt. Alle vorbehandelten Flugasche-Sorbentien zeigen gegenüber reinem Calciumhydroxid eine verbesserte SO_2-Aufnahme. Mit zunehmendem FA-Anteil steigt die Sorptionsleistung zunächst an und erreicht bei einem Massenverhältnis FA/$Ca(OH)_2$ von 32:1 ihr Maximum. Eine weitere Erhöhung des Flugascheanteils führt dagegen zu keiner zusätzlichen Verbesserung.

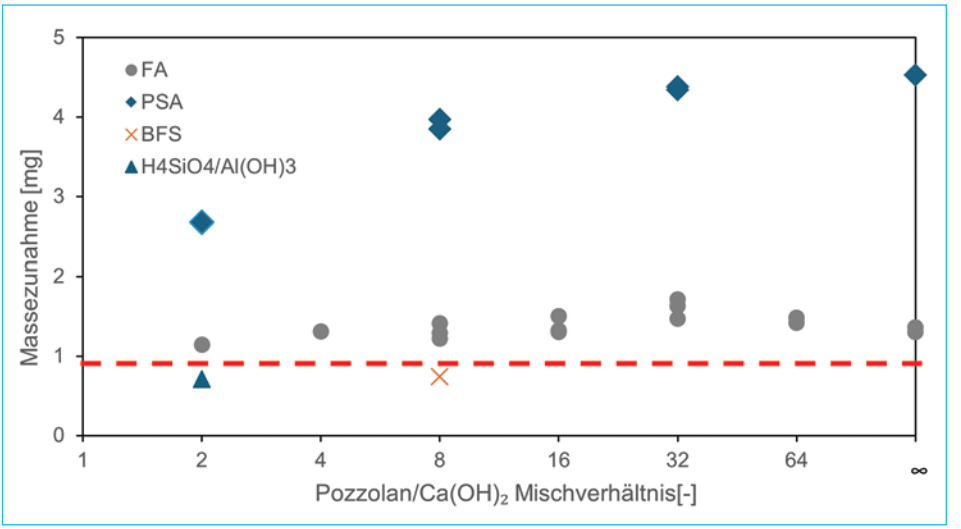


Abb. 5: Einfluss puzzolanischer Additive auf die Massezunahme des Sorbens während der SO_2-Sorption

Die höchste SO_2-Aufnahme wurde für vorbehandelte Papierschlammasche beobachtet. Mit steigendem PSA-Anteil nimmt die Massezunahme kontinuierlich zu, wobei reines vorbehandeltes PSA die beste Sorptionsleistung aller untersuchten puzzolanischen Materialien erreicht. Im Gegensatz dazu weisen Hochofenschlacke sowie die Mischung aus H_4SiO_4/$Al(OH)_3$ trotz ihrer großen BET-Oberflächen deutlich geringere Sorptionsleistungen auf.

Die Ergebnisse zeigen, dass die BET-Oberfläche allein nicht ausreicht, um die Reaktivität eines Sorbens zu beschreiben. Entscheidend ist vielmehr das Zusammenspiel zwischen Porenstruktur und der Verfügbarkeit reaktiver Calciumphasen. Papierschlammasche besitzt den höchsten Calciumgehalt aller untersuchten Materialien und entwickelt gleichzeitig eine gut zugängliche Porenstruktur. Beide Faktoren führen zu einer deutlich verbesserten SO_2-Abscheidung.

2.2.2. Einfluss hygroskopischer Additive

Die hygroskopischen Additive wurden zunächst unter identischen Versuchsbedingungen thermogravimetrisch untersucht. Aufgrund der Vorversuche wurden NaOH, Na_2SiO_3, $CaCl_2$ und $MgCl_2$ für eine detaillierte Bewertung ausgewählt. Alle Sorbentien enthielten zwei Gewichtsprozent Additiv. Anschließend wurden Sorptionsgeschwindigkeit und Sorptionskapazität mit den hygroskopischen Eigenschaften sowie der Alkalität der Additive verglichen.

Die Ergebnisse (Tabelle 2) zeigen deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Additiven. Natriumhydroxid erreicht sowohl die höchste Sorptionsgeschwindigkeit als auch die größte Sorptionskapazität. Calciumchlorid und Magnesiumchlorid erhöhen vor allem die Reaktionsgeschwindigkeit, während Natriumsilikat hauptsächlich die Sorptionskapazität verbessert.

Tab. 2: Vergleich der Sorptionsleistung und der physikochemischen Eigenschaften ausgewählter hygroskopischer Additive

	Sorption rate [mg min^{-1}]	Hygroscopicity	Sorption mass [mg]	Alkalinity
2% NaOH	7.11	+	2.27	+
2% $MgCl_2$	5.94	+	0.79	0
2% $CaCl_2$	5.41	+	0.77	0
2% Na_2SiO_3	5.30	0	0.91	+
Reference $Ca(OH)_2$	4.70		0.77	

+: pronounced hygroscopicity/alkalinity; 0: negligible hygroscopicity/alkalinity

Diese Beobachtungen verdeutlichen, dass Hygroskopizität und Alkalität unterschiedliche Beiträge zur SO_2-Abscheidung leisten. Eine hohe Wasseraufnahme fördert die Auflösung der sauren Gase sowie den ionischen Stofftransport und erhöht dadurch die Reaktionsgeschwindigkeit. Dagegen wirkt sich eine hohe Alkalität stärker auf die gesamte Sorptionskapazität aus. Da Natriumhydroxid beide Eigenschaften kombiniert, erzielt dieses Additiv die höchste Gesamtleistung aller untersuchten hygroskopischen Zusätze.

3. Modellgestützte Beschreibung der Additiveffekte

3.1. Erweiterung des Expanding Grain Models

Hygroskopische Additive verändern hauptsächlich den Stofftransport. Im Modell wurde dieser Effekt durch eine Erhöhung des effektiven Diffusionskoeffizienten der Produktschicht berücksichtigt. Dagegen verbessern puzzolanische Additive die Sorbensstruktur. Die daraus resultierende offenere Porenstruktur begünstigt kapillare Effekte zur Wasseraufnahme und begünstigt den

Stofftransport. Daher wurden für diese Materialien sowohl die experimentell bestimmte BET-spezifische Oberfläche als auch der Diffusionskoeffizient angepasst.

Zur Validierung des erweiterten Modells wurden experimentelle Daten aus Batchversuchen im Wirbelschichtreaktor des TEER-Technikums (RWTH Aachen) verwendet. Die im Technikumsmaßstab unter definierten Betriebsbedingungen aufgenommenen Durchbruchskurven dienten zur Überprüfung der Vorhersagefähigkeit des erweiterten Expanding Grain Models unter praxisnahen Randbedingungen.

Abbildung 6 zeigt den Vergleich zwischen experimentellen und berechneten Sorbensumsatz mit hygroskopischen Additiven. Das Modell beschreibt sowohl den chemisch kontrollierten Reaktionsbereich als auch den diffusionskontrollierten Reaktionsbereich zuverlässig. Die nahezu identischen Anfangsreaktionsgeschwindigkeiten verdeutlichen, dass hygroskopische Additive die intrinsische Reaktionskinetik kaum beeinflussen. Ihr positiver Effekt wird erst während des Wachstums der Produktschicht sichtbar, wenn der Stofftransport den geschwindigkeitsbestimmenden Schritt darstellt.

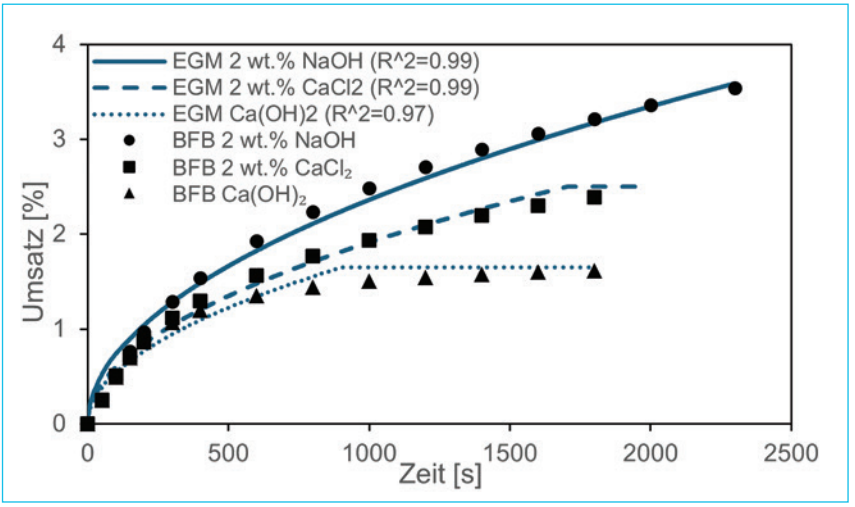


Abb. 6: Modellvalidierung mit hygroskopischen Additiven im Batch-Wirbelschichtreaktor (T = 140 °C, SO_2 = 2500 mg/m^3 i. N., tr., H_2O = 25 Vol.-%, O_2 = 8 Vol.-%, CO_2 = 11 Vol.-%)

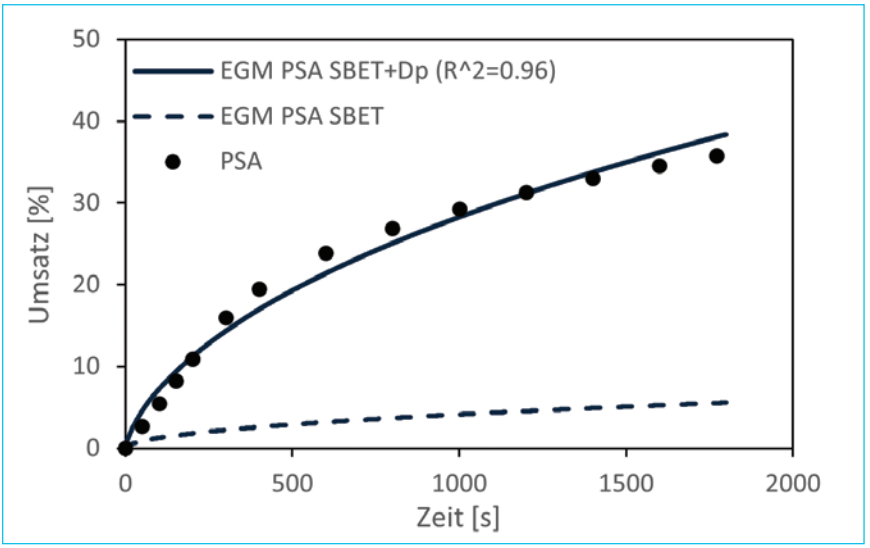


Abb. 7: Modellvalidierung mit puzzolaniaschen Additiven im Batch-Wirbelschichtreaktor (T = 140 °C, SO_2 = 2500 mg/m³ i. N., tr., H_2O = 25 Vol.-%, O_2 = 8 Vol.-%, CO_2 = 11 Vol.-%)

Für die vorbehandelte Papierschlammasche wurde zusätzlich untersucht, welchen Einfluss die einzelnen Modellparameter besitzen. Eine alleinige Erhöhung der BET-spezifischen Oberfläche unterschätzt die experimentell beobachtete SO_2-Aufnahme deutlich. Erst die gleichzeitige Berücksichtigung einer erhöhten Diffusionskoeffizient ermöglicht eine realitätsnahe Beschreibung des Reaktionsverlaufs. Daraus folgt, dass die verbesserte Sorptionsleistung nicht ausschließlich auf eine größere Reaktionsoberfläche zurückzuführen ist, sondern gleichermaßen auf einen verbesserten Stofftransport innerhalb der porösen Produktschicht.

3.2. Beschreibung der konkurrierenden SO_2/HCl-Adsorption

Zur Beschreibung der Simultansorption von SO_2 und HCl wurde das Expanding Grain Model mit einem Langmuir-Hinshelwood-Ansatz gekoppelt.

Die Parameter des Langmuir–Hinshelwood-Modells, bestehend aus der Reaktionsgeschwindigkeitskonstante $k_{i,1}$ und der Adsorptionsgleichgewichtskonstante $k_{i,2}$, wurden anhand thermogravimetrischer Untersuchungen bestimmt. Durch Umformung von Formel 1 ergibt sich:

$$\frac{1}{r_i} = \frac{1}{k_{i,1}}\frac{1}{p_i} + \frac{k_{i,2}}{k_{i,1}} \qquad \textit{Formel 4}$$

Die Reaktionsgeschwindigkeit r_i wurde aus den TGA-Messungen auf Grundlage der gemessenen Massezunahme, der Sorbenseigenschaften sowie des jeweiligen Reaktionszeitintervalls berechnet. Die Modellparameter wurden anschließend aus der Steigung und dem Achsenabschnitt der linearen Regression bestimmt. Die entsprechenden Ausgleichsgeraden sind in Abbildung 8 dargestellt, die ermittelten Parameterwerte für HCl und SO_2 sind in Tabelle 3 zusammengefasst.

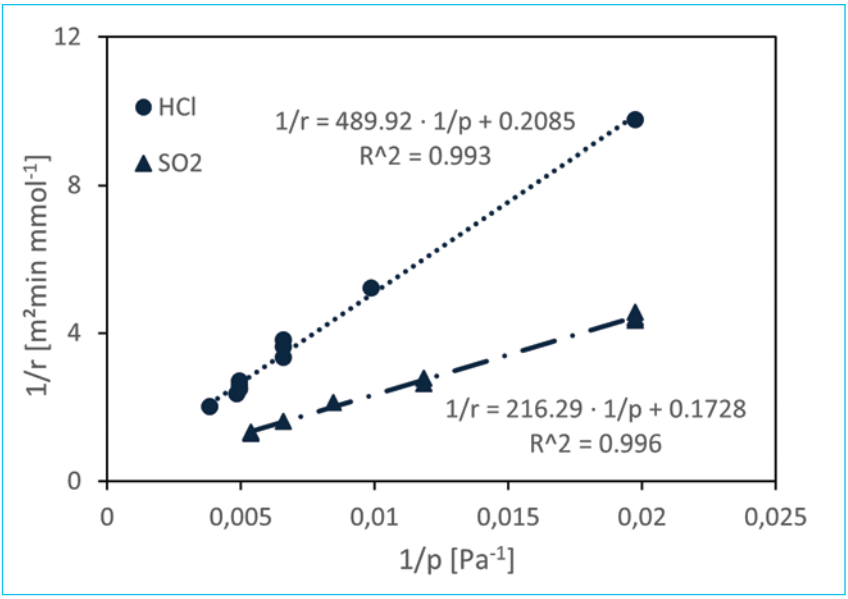


Abb. 8: Linearisierte Darstellung zur Bestimmung der Reaktionsgeschwindigkeits- und Adsorptionsgleichgewichtskonstanten

Tab. 3: Parameter des Langmuir–Hinshelwood-Modells

	k_1 [mmol m^{-2} min^{-1} Pa^{-1}]	k_2 [Pa^{-1}]
HCl	2.04×10^{-3}	4.26×10^{-4}
SO_2	4.62×10^{-3}	7.99×10^{-4}

Zur Validierung des Langmuir–Hinshelwood-Modells wurden TGA-Versuche unter verschiedenen SO_2/HCl-Gaszusammensetzungen durchgeführt. Wie Abbildung 9 zeigt, stimmt das Modell mit Konkurrenzsorption gut mit den experimentell bestimmten Anfangsreaktionsgeschwindigkeiten überein, während das Modell ohne Konkurrenzsorption die Reaktionsgeschwindigkeit systematisch überschätzt. Dies bestätigt die Konkurrenz von SO_2 und HCl um dieselben aktiven Oberflächenzentren.

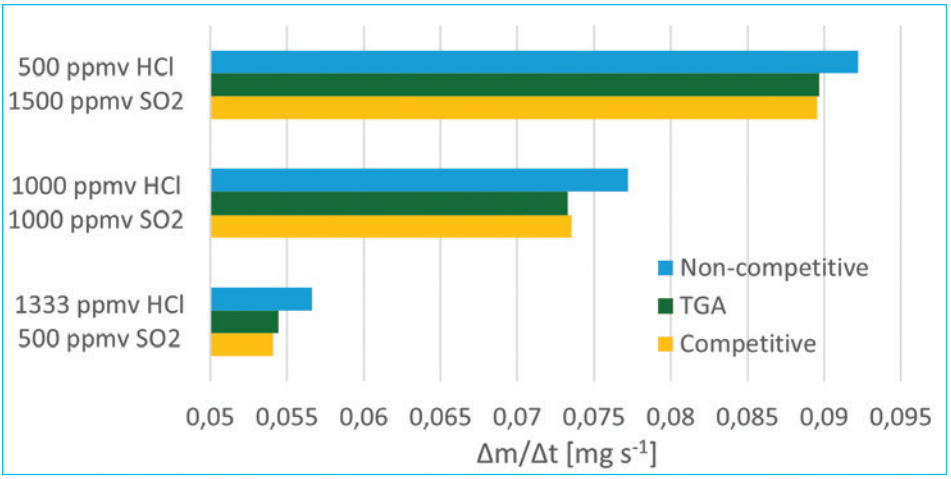


Abb. 9: Validierung des Langmuir–Hinshelwood-Modells

3.3. Modellvorhersagen

Abbildung 10 zeigt die mit dem erweiterten EGM berechneten Umsetzungsverläufe für Einzelgas- und Mischgasbedingungen. Unter Mischgasbedingungen beeinflussen sowohl die Konkurrenzadsorption als auch die Bildung einer gemischten Produktschicht das Umsetzungsverhalten von SO_2 und HCl.

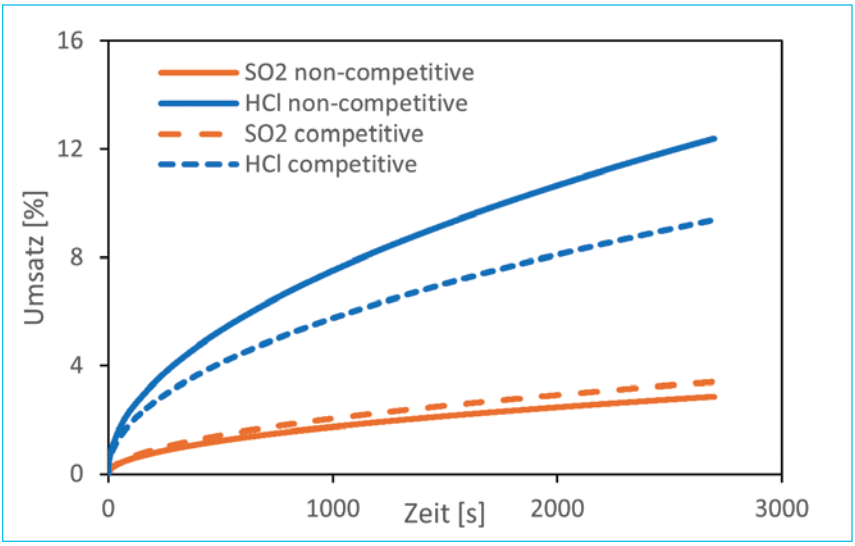


Abb. 10: EGM-Vorhersage der Umsetzungsverläufe bei konkurrierender und nicht konkurrierender Adsorption (25 Vol.-% H_2O, 2500 mg/m^3 SO_2 i. Tr., 2850 mg/m^3 HCl i. Tr.)

Da die Transporteigenschaften der gemischten Produktschicht zwischen denen einer reinen Sulfat- und einer reinen Chloridschicht liegen, erhöht sich der Diffusionswiderstand für HCl, wodurch dessen Umsetzung abnimmt. Für SO_2 führt der verringerte Diffusionswiderstand innerhalb der gemischten Produktschicht dagegen zu einer höheren Umsetzung. Das gekoppelte EGM–Langmuir–Hinshelwood-Modell beschreibt damit die Wechselwirkung zwischen Konkurrenzadsorption und Produktschichtwachstum auf physikalisch konsistente Weise.

Eine direkte experimentelle Validierung der Mischgasvorhersagen ist derzeit nur eingeschränkt möglich, da das Modell das Reaktionsverhalten eines einzelnen Sorbenspartikels beschreibt, während die Wirbelschichtversuche unter Sorbensüberschuss durchgeführt wurden. Die dargestellten Ergebnisse sind daher als mechanistisch begründete Modellvorhersagen zu verstehen.

4. Schlussfolgerungen

In der vorliegenden Arbeit wurde der Einfluss verschiedener Additive auf die SO_2-Abscheidung mit $Ca(OH)_2$ unter HCl-armen Rauchgasbedingungen experimentell und modellgestützt untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass puzzolanische und hygroskopische Additive die Sorptionsleistung über unterschiedliche Mechanismen verbessern. Während puzzolanische Additive durch die Ausbildung einer porösen Mikrostruktur die Zugänglichkeit reaktiver Calciumzentren erhöhen, fördern hygroskopische Additive den feuchtigkeitsgestützten Stofftransport innerhalb der Produktschicht. Unter den untersuchten Materialien erzielte die vorbehandelte Papierschlammasche (PSA) die höchste Leistungssteigerung unter den puzzolanischen Additiven, während Natriumhydroxid (NaOH) das wirksamste hygroskopische Additiv darstellte.

Das erweiterte Expanding Grain Model beschreibt die experimentell beobachteten Sorptionsverläufe zuverlässig. Unter Berücksichtigung der BET-spezifischen Oberfläche, des Diffusionskoeffizient der Produktschicht sowie der Konkurrenzsorption von SO_2 und HCl liefert das Modell eine physikalisch konsistente Beschreibung der Additiveffekte. Die Ergebnisse tragen zu einem verbesserten Verständnis additivmodifizierter Ca-basierter Sorbentien bei und unterstützen deren gezielte Weiterentwicklung für die trockene Rauchgasreinigung.

5. Quellen

[1] Liu, Zhen Shu: *Advanced experimental analysis of the reaction of Ca (OH) 2 with HCl and SO_2 during the spray dry scrubbing process*. In: Fuel 84 (2005), Nr. 1, S. 5–11.

[2] Karpf, Rudi: Verbesserung der Abscheideleistungen bei optimiertem Additiveinsatz. In: *3. Tagung Trockene Abgasreinigung: Rauchgasreinigungstechniken für Festbrennstoff-Feuerungen und die thermische Prozesstechnik*.

[3] Schnell, Matthias; Horst, Thomas; Quicker, Peter: *Thermal treatment of sewage sludge in Germany: A review*. In: *Journal of environmental management* 263 (2020), S. 110367.

[4] Köhler, Martin: *Methode zur speziierenden Untersuchung der Reaktionsprodukte in Kalkadditiv-basierten Rauchgasreinigungen: Investigations on the reaction product species of lime based additives in flue gas cleaning systems*. Technische Universität Dresden. 2021.

[5] Tsuchiai, Hiroaki; Ishizuka, Tomohiro; Ueno, Tsutomu; Hattori, Hideshi ; Kita, Hideaki: *Highly active absorbent for SO_2 removal prepared from coal fly ash*. In: Industrial & engineering chemistry research 34 (1995), Nr. 4, S. 1404–1411.

[6] Jozewicz, Wojciech; Chang, John C. S.; Sedman, Charles B.; Brna, Theodore G.: *Silica-enhanced sorbents for dry injection removal of SO_2 from flue gas*. In: JAPCA 38 (1988), Nr. 8, S. 1027–1034.

[7] Gong, Guozhuo; Ye, Shufeng; Tian, Yajun; Cui, Yanbin; Chen, Yunfa: *Characterization of Blast Furnace Slag− Ca (OH) 2 Sorbents for Flue Gas Desulfurization*. In: Industrial & engineering chemistry research 47 (2008), Nr. 20, S. 7897–7902.

[8] Garea, A.; Fernandez, I.; Viguri, JR; Ortiz, M. I.; Fernandez, J.; Renedo, M. J.; Irabien, J. A.: *Fly-ash/calcium hydroxide mixtures for SO_2 removal: structural properties and maximum yield*. In: Chemical Engineering Journal 66 (1997), Nr. 3, S. 171–179.

[9] Brodnax, Lia F.; Rochelle, Gary T.: *Preparation of calcium silicate absorbent from iron blast furnace slag*. In: Journal of the Air & Waste Management Association 50 (2000), Nr. 9, S. 1655–1662.

[10] Arthur, Lia Frieda: *Silicate sorbents for flue gas cleaning*: The University of Texas at Austin, 1998.

[11] Wang, Jun; Keener, Tim C.: *The Effect of Hygroscopic Additives On Calcium Hydroxide Utilization In Spray Dryer Absorbers for the Control of SO_2*. In: Environ. Technol 17 (1996), S. 1047–1057.

[12] Ruiz-Alsop, Rosa Nery: *EFFECT OF RELATIVE HUMIDITY AND ADDITIVES ON THE REACTION OF SULFUR-DIOXIDE WITH CALCIUM-HYDROXIDE (DRY SCRUBBING, FLUE GAS DESULFURIZATION)*: The University of Texas at Austin, 1986.

[13] Sedghkerdar, Mohammad Hashem; Mahinpey, Nader: *A modified grain model in studying the CO_2 capture process with a calcium-based sorbent: A semianalytical approach*. In: Industrial & engineering chemistry research 54 (2015), Nr. 3, S. 869–877.

[14] Georgakis, Christos; Chang, C. W.; Szekely, J.: *A changing grain size model for gas-solid reactions*. In: Chemical Engineering Science 34 (1979), Nr. 8, S. 1072–1075.



Foto: ©istockphoto.com/sandsun

Kraftwerk für Ideen mit Herz & Hirn

KONZEPTION & BERATUNG | SATZ & LAYOUT | CORPORATE DESIGN
PRINT | DIGITAL & WEB | SOCIAL MEDIA | TEXT & WERBELEKTORAT
SLOGANS & CLAIMS | ILLUSTRATION | FOTOGRAFIE | MESSE & EVENT

taktiker
WERBEAGENTUR

taktiker Werbeagentur GmbH
Bautzner Str. 189 | 01099 Dresden
t +49 (0)351 563943-11 | f +49 (0)351 563943-10
post@die-taktiker.de | www.die-taktiker.de

Efficiency Improvement of Sewage Sludge Incineration Plants through Corrosion-Free Boiler Feedwater Preheating under Dew Point Conditions

Nicolas Schiffer-Fiedler and Jens Kitzhofer

1. Introduction and Motivation 502

2. Project and Process Context: Ghent Sludge Mono Processing Plant 503

3. Technical Challenge: Heat Recovery below Acid and Water Dew Point 504

4. Heat Exchanger Design and Material Concept 505

5. Thermodynamic Performance Analysis 507

5.1. Load Cases and Boundary Conditions 508

5.2. Sensible and Latent Heat Recovery 508

5.3. Overall Heat Recovery 508

5.4. Boiler Feedwater Temperature Lift 509

6. Operational Reliability, Cleaning and Long-Term Performance 509

7. Conclusion and Outlook 510

8. Sources 511

The authors would like to thank Doosan Lentjes GmbH and the FOSTER operator consortium for their support and for granting permission to use selected project data for this publication.

1. Introduction and Motivation

Municipal sewage sludge incineration is increasingly shifting from a disposal-oriented process towards an integrated element of circular economy and energy recovery. Besides safe thermal treatment, mono-incineration concentrates phosphorus in a defined ash stream and thereby improves the basis for subsequent phosphorus recovery. This is relevant because phosphorus and phosphate rock are listed as critical raw materials by the European Union, while significant phosphorus quantities still remain in wastewater, sewage sludge and incineration ashes [1] [2]. Modern sewage sludge incineration plants are therefore expected to combine emission compliance with resource recovery, energy efficiency and reduced dependence on primary raw material imports.

However, the energetic potential of many installations is not fully exploited. A relevant share of recoverable energy remains in the flue gas, particularly in the low-temperature range downstream of the boiler and flue gas cleaning system. Using this heat for boiler feedwater preheating is thermodynamically attractive, as it directly reduces the heat input required in the water-steam cycle. Beyond sensible heat recovery through flue gas cooling, additional efficiency gains can be achieved when water vapor is intentionally condensed and latent heat is recovered [3].

The challenge is that this efficiency potential lies in a temperature range where corrosion risks increase significantly. Below the acid dew point, acid vapors such as sulphuric acid may condense on heat transfer surfaces, causing low-temperature corrosion and reducing heat exchanger lifetime [4] [5]. Conventional designs therefore often avoid this regime, which protects equipment but limits low-temperature heat recovery.

The Ghent mono sewage sludge incineration project provides a relevant industrial case study. Realized for Aquafin by the FOSTER consortium of BESIX and Indaver, the plant is designed to process a major share of Flemish municipal sewage sludge while recovering energy and enabling future phosphorus recovery [6] [7]. Doosan Lentjes reports that heat exchangers are integrated to recover flue gas heat for boiler feedwater preheating [8]. This paper examines how sensible and latent heat recovery can be implemented under acid and water dew point conditions while addressing corrosion, fouling and operational reliability.

2. Project and Process Context: Ghent Sludge Mono Processing Plant

The Ghent sludge mono processing plant is being realized as a large-scale thermal treatment facility for municipal sewage sludge from Flanders. According to official FOSTER project information, the plant is designed to process sludge in a fluidized-bed installation with extensive flue gas cleaning and energy recovery [9]. From 2027 onwards, it is planned to treat approximately two thirds of all wastewater treatment sludge from Flanders. As a mono-processing plant, the sludge is not diluted with other waste streams, improving the basis for maximizing both energy recovery and future raw material recovery, including phosphorus recovery from sludge ash [10].

The project is implemented for Aquafin through the FOSTER special purpose vehicle, established by the BESIX-Indaver consortium. After a European tender, Aquafin awarded the design, construction, financing, operation and maintenance of the plant to this consortium [11]. BESIX describes the facility as a public-private partnership located on the ArcelorMittal Belgium site in the Port of Ghent. The steam generated from sludge treatment is supplied to the neighboring industrial energy system, and the project is expected to avoid approximately 28,000 tons of CO_2-equivalent emissions annually [6].

The thermal process line consists of a bubbling bed furnace, a steam generator, a multi-stage flue gas cleaning system and a water-steam cycle [8]. Within this configuration, the flue gas heat recovery system is arranged as a two-stage gas-liquid heat exchanger system for boiler feedwater preheating. The first heat exchanger is a flue gas cooler upstream of the wet flue gas cleaning stage. The second is a flue gas condenser downstream of the wet flue gas cleaning stage and induced-draught fan. The purpose of the system is to recover as much energy as possible from the flue gas and transfer it to the boiler feedwater.

Hot flue gas enters the flue gas cooler at approximately 160 °C and is cooled to about 120 °C before entering the wet flue gas cleaning system. After wet cleaning and the induced-draught fan, the flue gas enters the condenser at approximately 80 °C and is further cooled to 70–75 °C, while condensate is separated. On the water side, cold feedwater enters the condenser at approximately 15–30 °C and is heated to at least 60 °C. It then flows to the flue gas cooler, where it is further heated toward at least 90 °C before integration into the boiler water-steam cycle.

This arrangement is thermodynamically favorable because the coldest feedwater is used in the condenser, where it supports water vapor condensation and latent heat recovery. The preheated feedwater then enters the flue gas cooler, where the higher flue gas temperature enables further sensible heat recovery. Current design data confirm this two-stage duty distribution: the condenser

heats feedwater from about 20 °C to 71–75 °C, while the cooler further increases it to approximately 102–107 °C. The Ghent plant is therefore used as an industrial case study for extending low-temperature flue gas heat recovery into condensation regimes while maintaining reliable operation.

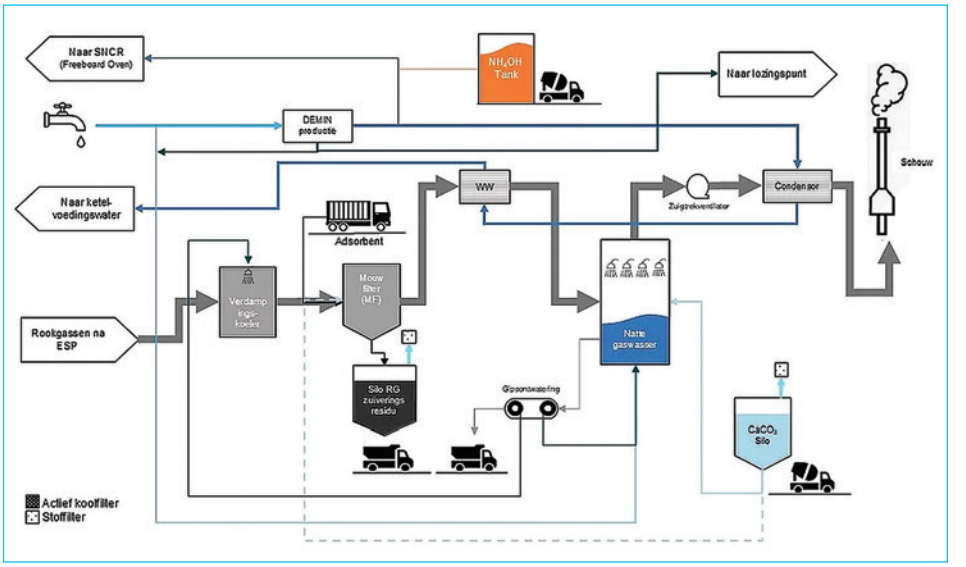


Fig. 1: Arrangement of the two-stage flue gas heat recovery system for boiler feedwater preheating. The flue gas cooler recovers heat upstream of wet flue gas cleaning, while the downstream flue gas condenser enables additional low-temperature heat recovery and condensate separation. [9].

3. Technical Challenge: Heat Recovery below Acid and Water Dew Point

Low-temperature flue gas heat recovery is attractive because it transfers a larger share of the available thermal energy back into the plant process. Two forms must be distinguished: Sensible heat recovery reduces the flue gas temperature without phase change, while latent heat recovery becomes possible when water vapor in the flue gas condenses. In condensing heat exchangers, both effects occur simultaneously; the recovered heat depends not only on gas cooling but also on the amount of condensed water vapor and its condensation enthalpy [3]. This is particularly relevant for sludge incineration, where flue gas moisture can be high and boiler feedwater provides a suitable low-temperature heat sink.

The main challenge is that this efficiency potential lies in the same temperature range where conventional metallic heat exchangers face increased corrosion risk. Below the acid dew point, acid vapors such as sulphuric acid formed from SO_3 and water vapor can condense on heat transfer surfaces, causing low-tem-

perature corrosion and reducing equipment lifetime [4]. Operating above the acid dew point protects metallic surfaces but limits recoverable heat and reduces boiler efficiency [4] [5]. The central engineering conflict is therefore not heat availability, but reliable heat recovery in corrosive condensation regimes.

In sludge mono-incineration, several mechanisms may occur simultaneously. Besides water vapor condensation, acidic condensates containing sulphuric or hydrochloric acid can form. Deposits may also arise when residual ammonia reacts with sulphur-containing species during cooling. The project-specific process data sheet explicitly requires high SO_3 content and operation below dew point to be considered in material and heat exchanger design. It also notes that residual ammonia of up to 10 mg/Nm^3 dry at 11 % O_2 may form ammonium sulphate at condensed sulphuric acid, causing deposits on heat exchanger surfaces. This is consistent with literature on ammonia slip and sulphur-containing flue gases, where ammonium bisulphate and ammonium sulphate formation can contribute to blockage, corrosion and increased cleaning demand [12] [13].

The Ghent heat recovery system illustrates this challenge. The flue gas cooler operates upstream of wet flue gas cleaning, cooling flue gas from approximately 160 °C to 121–129 °C depending on load case. APEX design calculations show operation below the acid dew point and estimate, for an unprotected carbon steel reference, a corrosion rate of approximately 5.3 mm/year and acid condensate flow of 12.3 l/day. Downstream, the flue gas condenser cools gas from approximately 76–81 °C to 72–77 °C, while producing about 1,910 kg/h condensate in the design case. This demonstrates that the condenser is not merely a gas cooler but a latent heat recovery stage.

Consequently, entering the condensation regime enables additional heat recovery but requires corrosion-resistant, cleanable and condensate-tolerant design to preserve plant availability.

4. Heat Exchanger Design and Material Concept

Stable heat recovery below the acid and water dew point requires a heat exchanger design that can tolerate acidic condensates, water condensation, deposits, cleaning requirements, temperature gradients and pressurized feedwater operation. In the Ghent plant, the system is therefore designed as a gas-to-water heat exchanger arrangement with tubular heat transfer surfaces. The feedwater flows through pressure-bearing tubes, while the flue gas passes across the heat transfer surface. Both heat exchangers are arranged in countercurrent flow to improve the usable temperature difference and support efficient boiler feedwater preheating.

The two units shown in figure 3 fulfill different thermal functions. The flue gas condenser operates downstream of the wet flue gas cleaning system in the lower temperature range. Its purpose is to recover low-temperature heat and enable water vapor condensation from the flue gas. The flue gas cooler is installed upstream of the wet flue gas cleaning system and uses the higher flue gas temperature level for the final feedwater temperature increase. Both units are exposed to corrosive flue gas conditions but with different dominant mechanisms: water condensation and condensate handling in the condenser, acid dew point operation and acidic condensate formation in the cooler.

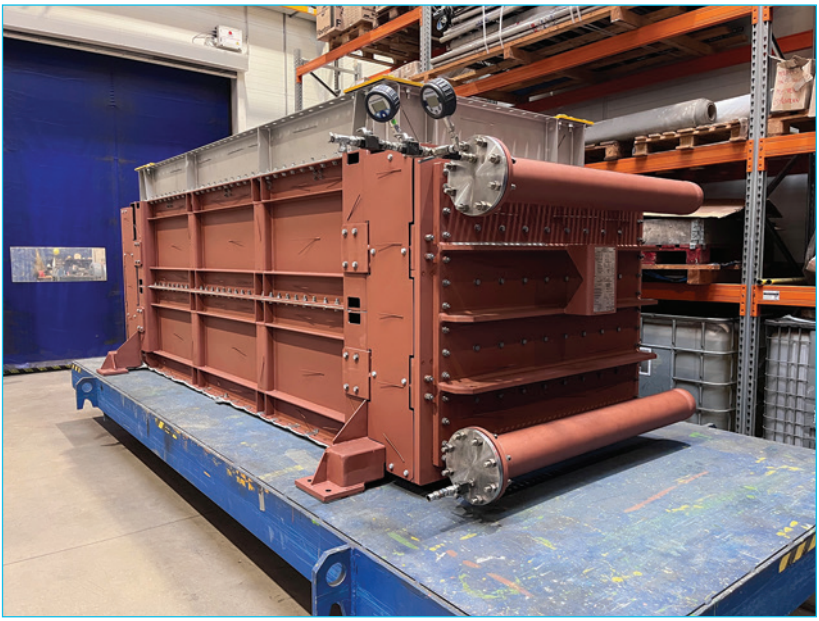


Fig. 2: PPS-GR coil used for gas-to-water heat recovery under corrosive flue gas conditions manufactured by APEX Heat Transfer®

The heat transfer tubes are made of PPS-GR, a polymer-based composite consisting of polyphenylene sulfide as matrix material and graphite as thermally conductive filler manufactured by TECHNOFORM. The polymer matrix provides chemical resistance, while graphite improves thermal conductivity compared with unfilled polymers. Experimental work on graphite-filled PPS composite tubes reports a through-wall thermal conductivity of 4.5 W/(m K) at 25 °C for PPS filled with 50 vol.% graphite and identifies such tubes as suitable for heat exchanger applications involving corrosive fluids [14] [15]. For the present application, PPS-GR is therefore introduced not as a product feature but as a functional design requirement for operation in corrosive condensation regimes.

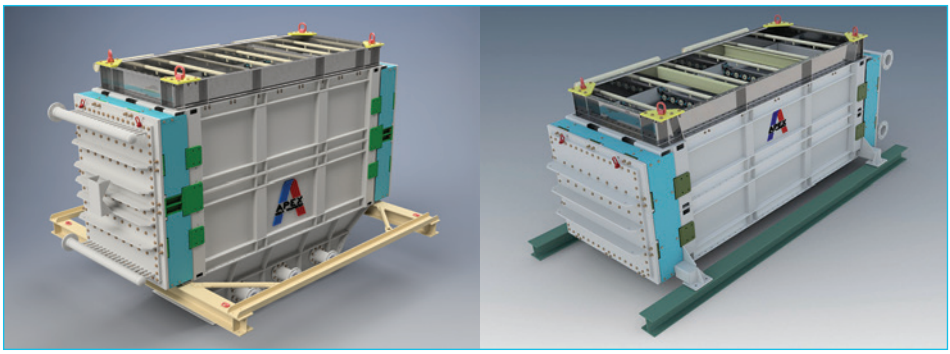


Fig. 3: Left: PPS-GR coil used as flue gas cooler by APEX Heat Transfer®; Right: PPS-GR coil used as flue gas condenser by APEX Heat Transfer®.

The mechanical design data show that both heat exchangers use PPS-GR tubes in pressure-rated coil designs according to EN 13445 and the Pressure Equipment Directive [16] [17]. The flue gas condenser consists of one unit with 1.008 PPS-GR tubes and 205.11 m^2 heat transfer surface. The water-side design pressure is 8 bar(g) and the design temperature is 80 °C. The flue gas cooler also consists of one unit, with 720 PPS-GR tubes and 183.85 m^2 heat transfer surface. Its water-side design pressure is 11 bar(g), and the design temperature is 195 °C. Across the evaluated load cases, the condenser provides approximately 0.96–1.37 MW, while the cooler contributes approximately 0.58–0.82 MW.

Reliable performance further requires uniform flow and temperature distribution at the heat exchanger inlet. Deviations caused by elbows, diffusers or duct geometry can affect thermal performance and minimum material temperatures. The heat exchangers must therefore be considered as part of the complete flue gas path, including inlet geometry, condensate management and cleaning concept.

5. Thermodynamic Performance Analysis

The thermodynamic performance of the Ghent heat recovery system is evaluated using three design load cases: the design case at 100 %, at 110 % load and at 75 % load. The purpose of this analysis is to quantify how much heat can be recovered from the flue gas path and transferred to the boiler feedwater by combining two different recovery mechanisms: sensible heat recovery in the flue gas cooler and combined sensible and latent heat recovery in the flue gas condenser. This distinction is important because condensing heat exchangers can recover additional energy when water vapor in the flue gas is condensed, whereas non-condensing heat exchangers are limited to the sensible cooling

of the gas phase. Scientific literature on condensing heat exchangers describes this combined recovery of sensible and latent heat as a key mechanism for increasing fuel-to-steam and overall thermal efficiency in boiler systems [3].

5.1. Load Cases and Boundary Conditions

The two heat exchangers operate at different temperature levels. The flue gas condenser is located downstream of the wet flue gas cleaning system and induced-draught fan. Across the evaluated load cases, flue gas enters the condenser at approximately 75.8–81.3 °C and leaves at 71.5–76.5 °C. Feedwater enters at 20.0 °C and is heated to 71.4–75.0 °C. The condenser duty ranges from 959 kW to 1,369 kW, with condensate outlet flows of 1,393–1,939 kg/h, confirming that condensation is a significant part of the heat recovery process.

The flue gas cooler is installed upstream of the wet flue gas cleaning stage and operates at a higher temperature level. Flue gas enters at 160.0 °C and leaves at 121.2–128.5 °C, while feedwater is further heated from 71.4–75.0 °C to 102.5–106.6 °C. Its duty ranges from 583 kW to 817 kW. This arrangement follows Doosan's process concept.

5.2. Sensible and Latent Heat Recovery

The flue gas cooler primarily acts as a sensible heat recovery stage. Depending on the load case, it reduces the flue gas temperature by approximately 31.5–38.8 K while increasing the feedwater temperature by 31.1–32.3 K. Its main thermodynamic role is to use the higher flue gas temperature level for the final feedwater temperature lift. However, as it operates upstream of the wet flue gas cleaning stage and partly below the calculated acid dew point, acid condensation risk must be considered.

The flue gas condenser fulfils a different function. Although the bulk flue gas temperature decreases by only 4.3–4.8 K, it transfers 959–1,369 kW to the feedwater. This is explained by water vapor condensation. Condensate formation is therefore an essential part of the heat recovery concept. The condensate outlet flow of 1,393–1,939 kg/h indicates that a significant share of the condenser duty is associated with latent heat recovery.

5.3. Overall Heat Recovery

The combined heat recovery duty of both heat exchangers is substantial across all evaluated load cases. In the 100 % design case, the flue gas cooler recovers 755 kW and the flue gas condenser recovers 1.326 kW, resulting in a total recovered heat flow of approximately 2.08 MW. At 110 %, the total reaches ap-

proximately 2.19 MW, consisting of 817 kW from the cooler and 1,369 kW from the condenser. Even in the reduced-load case 75 %, the system recovers approximately 1.54 MW, with 583 kW from the cooler and 959 kW from the condenser.

This result is one of the central findings of the analysis. The condenser contributes the larger share of the total recovered heat in all three load cases. This underlines the importance of including latent heat recovery in the system concept. If the plant design were limited to non-condensing sensible heat recovery, a significant part of the low-temperature energy content of the flue gas would remain unused. Reviews on medium- and low-temperature boiler flue gas heat recovery confirm that condensing boiler and condensing heat exchanger concepts can increase boiler efficiency by transferring waste heat to the feedwater and recovering heat below the water dew point [18].

5.4. Boiler Feedwater Temperature Lift

The plant-level benefit is most visible on the feedwater side. Across all evaluated load cases, feedwater enters the condenser at approximately 20.0 °C and is heated to 71.4–75.0 °C. In the second stage, the flue gas cooler further increases the temperature to 102.5–106.6 °C, corresponding to a total feedwater temperature lift of approximately 82–87 K.

This temperature increase directly reduces the heat input required in the boiler water-steam cycle. While conventional economizers recover sensible flue gas heat to reduce stack losses and primary energy demand [19], the Ghent concept extends this principle by adding a condensing heat recovery stage before the final feedwater temperature lift. The system therefore transfers otherwise unused low-temperature flue gas energy to a valuable internal heat sink while respecting downstream process temperature constraints and integrating condensate separation. Its key achievement is accessing heat normally avoided due to dew point corrosion and fouling risks.

6. Operational Reliability, Cleaning and Long-Term Performance

The thermodynamic benefit of heat recovery below acid and water dew point conditions can only be realized if the system remains stable during operation. In the Ghent application, the main risks are condensate formation, acid exposure, deposits and increasing pressure drop. These effects are linked, as fouling can reduce heat transfer, increase pressure losses and require more frequent cleaning [20]. The project-specific process data also identifies SO_3, residual

ammonia and operation below the dew point as relevant boundary conditions. During cooling, ammonium sulphate may form at condensed sulphuric acid and adhere to heat exchanger surfaces.

Long-term performance is therefore treated as a design requirement. Performance values are required for each load case after 8,000 h, 16,000 h and 24,000 h of operation, including temperature differences, pressure differences and heat transfer rate. With regular cleaning, no deterioration of equipment performance is expected.

The design must combine heat recovery with low pressure drop, condensate drainage and cleanability. A flue gas-side pressure loss below 5 mbar is targeted for both heat exchangers, and calculated values remain below this range across the evaluated load cases. Since performance calculations assume uniform inlet temperature and flow distribution, duct geometry, elbows or diffusers may affect performance and minimum material temperature. Operational monitoring should therefore focus on temperatures, pressure drops, condensate flow and cleaning intervals [21].

7. Conclusion and Outlook

The Ghent project demonstrates that substantial additional energy recovery can be achieved when flue gas heat recovery is extended into the condensation regime. The combination of a flue gas cooler and a downstream flue gas condenser enables feedwater preheating from approximately 20 °C to more than 100 °C while recovering up to 2.2 MW of heat, including a significant latent heat contribution from water vapor condensation.

A key enabler is the use of corrosion-resistant heat transfer surfaces, allowing operation below the acid and water dew points where conventional metallic systems are often limited by corrosion and deposit formation [4] [18]. However, successful implementation depends on plant-specific conditions. Flue gas composition, particularly SO_3, HCl and NH_3 concentrations, influences corrosion and fouling behavior, while flow distribution, condensate management and cleaning concepts must be considered during the design phase [22] [23] [24].

The presented concept is potentially transferable to sewage sludge mono-incineration plants, waste-to-energy facilities, biomass-fired boilers and industrial combustion systems where low-temperature waste heat remains unused. Nevertheless, each application requires an individual thermodynamic, corrosion and fouling assessment to ensure reliable long-term operation.

8. Sources

[1] European Commission: *Critical Raw Materials*. EU critical raw materials list. URL: https://rmis.jrc.ec.europa.eu/eu-critical-raw-materials (Stand: 02.02.2026).

[2] European Commission, *Joint Research Centre: Closing the phosphorus loop*. URL: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/projects-and-activities/circular-resource-management/closing-phosphorus-loop_en (Stand: 02.02.2026).

[3] Sinha, R.; Thakur, K. K.: *Heat recovery from condensing heat exchanger*. In: Materials Today: Proceedings 72 (2023), S. 2799–2804, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785322069413 (Stand: 02.02.2026).

[4] Zuo, W.; Zhang, X.; Li, Y.: *Review of flue gas acid dew-point and related low-temperature corrosion*. In: Journal of the Energy Institute 93 (2020), H. 4, S. 1666–1677, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1743967120300386 (Stand: 02.02.2026).

[5] Tyurina, E.; Mednikov, A.: *Determination of Acid Dew Point Based on the Calculation of Thermodynamic Equilibrium of Chemical Reactions of the Sulfuric Acid Formation Given the Condensed State*. In: Thermal Engineering 70 (2023), S. 798–807, URL: https://link.springer.com/article/10.1007/s41660-023-00328-9 (Stand: 02.02.2026).

[6] BESIX: *Aquafin Sludge Mono-Treatment Plant. Turning waste into renewable energy*. URL: https://www.besix.com/en/projects/aquafin-sludge-mono-treatment-plant (Stand: 02.02.2026).

[7] Indaver: *FOSTER, from sludge to energy- and materials recycling*. URL: https://indaver.com/expertise/waste-to-energy/e-wood-1 (Stand: 02.02.2026).

[8] Doosan Lentjes GmbH: *Doosan Lentjes delivers new mono sludge treatment plant in Flanders – Full Notice to Proceed issued*. In: PresseBox, 13.11.2024, URL: https://www.pressebox.com/pressrelease/doosan-lentjes-gmbh/Doosan-Lentjes-delivers-new-mono-sludge-treatment-plant-in-Flanders-Full-Notice-to-Proceed-issued/boxid/1224519 (Stand: 02.02.2026).

[9] FOSTER: *Installatie. Toekomstige verwerking van slib*. URL: https://fostergent.be/installatie (Stand: 02.02.2026).

[10] FOSTER: *Duurzaamheid*. URL: https://fostergent.be/duurzaamheid (Stand: 02.02.2026).

[11] FOSTER: *Partnership*. URL: https://fostergent.be/partners (Stand: 02.02.2026).

[12] Muzio, L.; Bogseth, S.; Himes, R.; Chien, Y.-C.; Dunn-Rankin, D.: *Ammonium bisulfate formation and reduced load SCR operation*. In: Fuel 206 (2017), S. 180–189, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236117306683 (Stand: 02.02.2026).

[13] Qing, M.; Lei, S.; Kong, F.; Liu, L.; Zhang, W.; Wang, L.; Guo, T.; Su, S.; Hu, S.; Wang, Y.; Xiang, J.: *Analysis of ammonium bisulfate/sulfate generation and deposition characteristics as the by-product of SCR in coal-fired flue gas*. In: Fuel 313 (2022), 122790, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236121026533 (Stand: 02.02.2026).

[14] Imholze, J.-H.; Glade, H.: *Corrosion-Resistant Polymer Composite Tubes with Enhanced Thermal Conductivity for Heat Exchangers*. In: Inventions 9 (2024), H. 5, 111, URL: https://doi.org/10.3390/inventions9050111 (Stand: 02.02.2026).

[15] Technoform: *Heat conductive polyphenylene sulfide (PPS-GR)*. URL: https://www.technoform.com/en/material/heat-conductive-polyphenylene-sulfide-pps-gr (Stand: 02.02.2026).

[16] European Commission: *Pressure Equipment Directive 2014/68/EU*. URL: https://single-market-economy.ec.europa.eu/sectors/pressure-equipment-and-gas-appliances/pressure-equipment-sector/pressure-equipment-directive_en (Stand: 02.02.2026).

[17] EN 13445 (2021). *Unfired pressure vessels*, European Standard, 2021.

[18] Xu, C.; Xu, G.; Yang, Y.; Zhao, S.; Zhang, K.; Zhang, D.: *A review of boiler waste heat recovery technologies in the medium-low temperature range*. In: Energy 237 (2021), 121560, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221018089 (Stand: 02.02.2026).

[19] U.S. Department of Energy; National Renewable Energy Laboratory: *Use Feedwater Economizers for Waste Heat Recovery*. Steam Energy Tips No. 3. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, 2002, URL: https://docs.nrel.gov/docs/fy02osti/31495.pdf (Stand: 02.02.2026).

[20] Lestina, T.: *Heat Exchangers Fouling, Cleaning and Maintenance*. In: Kulacki, F. A. (Hrsg.): Handbook of Thermal Science and Engineering. Cham: Springer, 2018, URL: https://link.springer.com/rwe/10.1007/978-3-319-32003-8_24-1 (Stand: 02.02.2026).

[21] Ishiyama, E. M.; Paterson, W. R.; Wilson, D. I.: *Monitoring fouling in heat exchangers under temperature control based on excess thermal and hydraulic loads*. In: Chemical Engineering Research and Design 179 (2022), S. 1–15, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0263876222000958 (Stand: 02.02.2026).

[22] Qiao, J.; et al.: *Recent Progress in Waste Heat Recovery Technology for Boiler Flue Gas*. In: Thermal Science 29 (2025), H. 6A, S. 4453–4471, URL: https://thermalscience.rs/pdfs/papers-2025/TSCI250703176Q.pdf (Stand: 02.02.2026).

[23] Zeuthen, C. M.; Jensen, P. A.; Glarborg, P.; Maier, J.; Wu, H.: *Low-temperature corrosion in large-scale biomass boilers*. In: npj Materials Degradation 9 (2025), Artikel 62, URL: https://www.nature.com/articles/s41529-025-00640-4 (Stand: 02.02.2026).

[24] Zhang, Y.; Du, X.; Yue, M.; Yan, M.; Shi, Y.: *Heat transfer and ash deposition performance of heat exchange surface in waste incineration flue gas*. In: International Journal of Heat and Mass Transfer 155 (2020), 119691, URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0017931019365949 (Stand: 02.02.2026).

Sprühtrocknung in Bestandsanlagen – Entsorgung von Chloriden aus der Rauchgasentschwefelung

Thomas Brunne, Axel Fehlert, Mario Mehlhorn und Franziska Raabe

1. Einleitung 514
2. Grundlagen und Voruntersuchungen 514
2.1. Sprühtrocknung 515
2.2. Separate Einengung und Entsorgung 516
3. REA-Wassereindüsung – Betriebsversuch Block Q 517
3.1. Planung und Versuchsvorbereitung 517
3.2. Versuchsdurchführung und Auswertung 518
3.3. Schlussfolgerungen und Aufgaben aus dem Betriebsversuch 520
4. Umsetzung der Definitivanlagen 520
5. Aktueller Stand der Anwendung 521
6. Zusammenfassung 522
7. Quellen 522

E-Filter	Elektrostatische Filteranlage
KW	Kraftwerk
LEAG	Lausitz Energie Kraftwerke AG
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
RG	Rauchgas
SBS	Sekundärbrennstoffe
TÜV	Technischer Überwachungsverein
ZÜS	Zugelassene Überwachungsstelle (hier TÜV Süd)

1. Einleitung

Zum 57. Kraftwerkstechnischen Kolloquium wurde über die Erfahrungen aus der Errichtung und dem Betrieb der neuen Sekundärbrennstoff-Mitverbrennungsanlage im Kraftwerk Boxberg berichtet [1]. Aus Betriebserfahrungen anderer Mitverbrennungsanlagen innerhalb der Lausitz Energie Kraftwerke AG war bekannt, dass ein Fokus bei der Umsetzung des Projektes auf die Freisetzung und Abscheidung der im SBS enthaltenden Chloride zu setzen ist. In diesem Beitrag soll näher auf die Lösung dieser Aufgabe eingegangen werden.

Bei der Mitverbrennung von SBS in den Brennkammern der mit Braunkohle gefeuerten Dampferzeuger werden die im Brennstoff enthaltenden Chlorverbindungen aufgrund der hohen Temperaturen in die Gasphase überführt. Sie strömen mit dem Rauchgas in die Rauchgasentschwefelungsanlage, werden dort ausgewaschen und reichern sich als gelöste Salzverbindungen im Wasserkreislauf der Rauchgasentschwefelungsanlage an. Um diese Aufkonzentration zu begrenzen, sollten technische Lösungen entwickelt werden. Deren Ziel war es, Chloride wieder aus dem REA-Wasserkreislauf auszuschleusen und die der Materialauswahl entsprechenden, maximal zulässigen Chloridkonzentration im REA-Kreislaufwasser sicherzustellen.

In diesem Beitrag wird näher auf die Grundlagen, die Voruntersuchungen, die Auslegung der Anlagentechnik, die betriebstechnische Erprobung sowie auf die Umsetzung der technischen Gesamtlösung eingegangen.

2. Grundlagen und Voruntersuchungen

In der Konzeptphase des Projektes zur Errichtung der SBS-Mitverbrennungsanlage wurden in einem kleinen Team verschiedene Lösungsmöglichkeiten der Chlorid-Minimierung erarbeitet.

In dem aufbereiteten SBS-Gemisch können bis zu einem Masseprozent Chlor in verschiedensten chemischen Verbindungen vorliegen. Bei der Verbrennung von Braunkohle und SBS entstehen im Feuerraum bis zu 1200 °C Flammentemperaturen. Oberhalb von 600 °C werden Chlorverbindungen zerstört und es entsteht ein anteilig flüchtiges Chlorgas. Bei der Durchströmung der Rauchgase durch die Heizflächen des Dampferzeugers werden diese danach wieder bis auf ca. 180 °C abgekühlt.

In der Rauchgasentschwefelungsanlage erfolgt durch das Sprühabsorptionsverfahren mit der aufbereiteten Kalksteinsuspension eine weitestgehende Kondensation der gasförmigen Chlorbestandteile. Diese werden dadurch im REA-Wasserkreislauf angereichert. Es bestand die Aufgabe, diese aus dem SBS stammende zusätzliche Chlormenge aus dem REA-Wasserkreislauf wieder zu entfernen.

Als Ergebnis der vorgenommenen theoretischen Verfahrensanalyse konzentrierte sich die weitere Arbeit auf die Untersuchungen zu zwei Hauptabscheideverfahren sowie weiterer dazugehöriger Untervarianten.

I. Sprühtrocknung innerhalb des Rauchgasweges, Einbindung der Salzverbindungen in die Aschepartikel, Abscheidung der Salze aus dem Rauchgasstrom gemeinsam mit den Aschepartikeln innerhalb des E-Filters, Entsorgung der Salze über vorhandene Kraftwerkssysteme

II. Einengung der gelösten Chlorsalze durch Filtration, HD-Umkehrosmose, Teil- bzw. Vollverdampfung, Entsorgung von eingedickter Mutterlauge und Kristallit als Sonderabfall in stillgelegten Bergwerken

2.1. Sprühtrocknung

In einem frühen Bearbeitungsstadium wurde die Idee diskutiert, chloridhaltiges REA-Wasser in den Leerzug der Dampferzeuger (Block Q und R) einzudüsen. Üblicherweise liegen hier Rauchgastemperaturen zwischen 280 °C und 350 °C vor. Aus der Literatur war bekannt, dass in diesem Temperaturbereich nur eine Trocknung der Chlorverbindungen stattfindet und diese nicht in die gasförmige Phase übergehen. Dazu wurden in einem ersten Schritt diverse Proben aus dem Kraftwerksprozess entnommen und im Labor Trocknungsversuche durchgeführt. Danach erfolgte die Analyse der entstandenen Salzverbindungen und es wurden Massebilanzen zu den erzeugten Salzverbindungen erstellt, um diese ins Verhältnis zum Ascheanfall zu setzen.

In einem nächsten Schritt wurden Filteraschen und Salze aus dem getrockneten REA-Wasser im bilanzierten Mengenverhältnis gemischt, um die Deponieeignung der *Mischaschen* festzustellen. Die Aschen wurden chemisch mineralogisch untersucht. Die Ergebnisse waren hinsichtlich der Deponiefähigkeit positiv, sodass dieser Entsorgungsweg konzeptionell weiter zu untersetzen war.

Dazu wurde die Sprühtrocknung technisch weiter beplant und entsprechend der Massebilanzen ausgelegt. Bei der Eindüsung in den Leerzug der Dampferzeuger sollten die Salze sehr schnell trocknen bzw. das REA-Wasser sehr schnell verdampft werden. Damit sollten die Verschmutzungen an den der Eindüsung folgenden Bestandsanlagen nicht erhöht werden.

Weiterhin sollten sich die ausgefallenen Salzpartikel mit den Ascheteilchen verbinden, um gut im E-Filter von den Rauchgasen abgeschieden zu werden und somit nicht mehr in die Rauchgaswäscher zu gelangen.

Mit der Firma LECHLER aus Metzingen bestehen gute Kontakte, da diese über Jahre die Sprühdüsen für die REA liefert. Nach der Kontaktaufnahme konnte die Firma schnell in die weitere Bearbeitung eingebunden werden. Als Vorschlag wurde ein Zweistoffdüsensystem erarbeitet, welches gewährleistet, dass

sehr kleine Tropfen entstehen und somit eine schnelle Trocknung sichergestellt werden kann. Dazu wurde die notwendige Verfahrenstechnik auf einen Durchsatz von 12 m^3/h ausgelegt.

2.2. Separate Einengung und Entsorgung

Als zweiter Entsorgungsweg wurden die separate Teil- und Volltrocknung der salzreichen REA-Wasserteilmenge außerhalb des Kraftwerkprozesses untersucht.

Als Vorstufe bzw. Teillösung wurden auch die Filtration und Hochdruck- Umkehrosmose näher untersucht. Durch diese Verfahren sollte die Salzkonzentration in der Flüssigphase weiter erhöht werden, um eine Mengenreduzierung der weiteren Behandlungsschritte zu erreichen.

Bei der Firma OSMO-Membrantechnik GmbH wurden Tests mit mehreren Membranen und Probenmaterial aus dem realen Kraftwerksbetrieb durchgeführt. Die ermittelten Ergebnisse waren nicht zufriedenstellend. Zeitgleich liefen Versuche im Fraunhofer Institut für keramische Technologien und Systeme in Schmalkalden. Hier wurden Nano-Keramiken zur Einengung der Flüssigkeitsphase eingesetzt. Die Ergebnisse zeigten eine ungenügende Sensitivität der Keramikmaterialien gegenüber der Salzlösung. Damit schieden beide Verfahren für weitere Untersuchungen aus.

So blieb nur eine Teil- bzw. Volltrocknung als alternativer Entsorgungsweg übrig.

Dieses Konzept sowie die notwendigen technischen Lösungen wurden durch die Firma K-UTEC AG Salt Technologies aus Sondershausen näher untersucht. Dazu wurden größere Probenmengen aus dem REA-Betrieb entnommen und der Firma für Labor- und Technikumsuntersuchungen zur Verfügung gestellt.

Nach umfangreichen Versuchen und mehreren Abstimmungen wurde ein finales Entsorgungskonzept mit einer ersten Anordnungsplanung und Budgetabschätzung für die Investitionen und den Betrieb einer Anlage erstellt. Da diese Lösung deutlich komplizierter und kostenintensiver als die Sprühtrocknung war, sollte die Sprühtrocknung zunächst weiter untersucht und großtechnisch erprobt werden.

3. REA-Wassereindüsung – Betriebsversuch Block Q

Bei der Vorstellung der technischen Lösung der Sprühtrocknung vor der Kraftwerks- und Lenkungskreisleitung wurde von diesen auf die Risiken für die Bestandsanlagen hingewiesen. Dabei wurde vor allem das Risiko der Erhöhung der Verschmutzung und Korrosion im Bereich der Rauchgaskanäle und des Luftvorwärmers diskutiert, die ggf. massive Auswirkung auf den Betrieb haben können.

Um die generelle Eignung des Verfahrens einerseits sowie den Einfluss auf den Betrieb der Anlagen andererseits zu untersuchen, sollte in einem 4-wöchigen Betriebsversuch das Verfahren zunächst an einem der beiden Dampferzeuger, dem Block Q, getestet und zugleich die Auswirkung auf die Anlagentechnik aufgenommen werden. Neben den Projekt- und Betriebsbeteiligten wurden auch ein externer Gutachter und der TÜV in den Bewertungsprozess einbezogen.

Die Umsetzung und Durchführung des Versuches sollten möglichst schnell erfolgen, da die Ergebnisse in den Genehmigungsantrag des Gesamtprojektes einfließen mussten.

3.1. Planung und Versuchsvorbereitung

Für das Bestimmen des genauen Eindüseortes sowie der Anzahl und Lage der Eindüselanzen wurden zunächst mit der Firma RECOM aus Stuttgart mehrere Strömungssimulationen durchgeführt.

Dabei wurde die Vermischung und Trocknung der Salze in Abhängigkeit der Tropfengröße und Sprührichtung optimiert. Aufgrund der langjährigen und vertrauensvollen Zusammenarbeit mit RECOM bei ähnlichen Fragestellungen konnte erneut eine zielgerichtete und effiziente Bearbeitung sichergestellt werden.

Nachdem der Ort der Eindüsung und die Lage der Lanzen ausgewählt waren, wurde die Trassierung vom Entnahmeort bis zum Eindüsungsort vorgenommen und die Anordnung der benötigten Ausrüstung geplant.

Als Entnahmeort wurde der Abschlämmbehälter in der REA ausgewählt, um die notwendige Transferleitungslänge bis zum Eindüsungsort zu minimieren. Die Rohrleitungslänge betrug trotzdem mehr als 250 m.

Neben dem Abschlämmbehälter wurde eine Transferpumpe installiert (Abbildung 1), die das REA-Wasser zu einem Vorlagebehälter (Abbildung 2) in der Nähe der Eindüsstelle transportierte.



Abb. 1: REA-Gebäude, Transferpumpe



Abb. 2: Bühne 98 m, Vorlagebehälter

Da die vorgesehenen Bühnen für die Aufstellung der Ausrüstung nicht ausreichend dimensioniert waren und außerdem für die Montage der ca. 2,5 m langen Lanzen ausreichend Freiraum benötigt wurde, mussten die Bühnenflächen deutlich vergrößert werden (Abbildung 3). Dazu war die Bestandsstatik des Gebäudes zu prüfen und die neue Konstruktion einzupassen. Das war vor allem bei der späteren Montage eine Herausforderung.

In Abbildung 4 sind ein Teil der Eindüselanzen vor der Montage auf der 117 m Bühne erkennbar. Während des Versuches wurden 10 Lanzen verwendet. Für die notwendige Zerstäuber- und Ringspaltluft wurde ein großer Kompressor und eine 120 m lange Schlauchleitung gemietet.



Abb. 3: Bühne 117 m, Luftregelstation

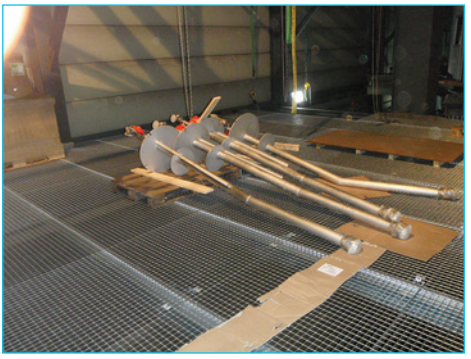


Abb. 4: Eindüselanzen vor Montage

3.2. Versuchsdurchführung und Auswertung

Bevor der Versuch durchgeführt werden konnte, waren das Versuchsprogramm zu erstellen, die Prüfung und Freigabe der ZÜS zu organisieren, die Abstimmung mit der Betriebsleitung zu führen sowie die Anzeige bei der zuständigen Behörde vorzubereiten und die entsprechenden Freigaben einzuholen.

Vor Versuchsbeginn wurde während eines geplanten Revisionsstillstands des Blockes eine Zustandsbewertung der Bestandsanlagen durchgeführt, um nach dem Versuch dessen Auswirkungen bewerten zu können.

Ende Juli 2021 waren alle Montagearbeiten und die Druckprüfung abgeschlossen. Nun wurde die Inbetriebsetzung der Anlagentechnik durchgeführt sowie das Betriebspersonal unterwiesen und geschult. Am 02.08. begann der Betriebsversuch. Die Dauer änderte sich von ursprünglich geplanten 4 Wochen auf 10 Wochen. Die damalige Marktsituation ließ eine frühere Außerbetriebnahme zur Anlagenbefundung nicht zu.

Neben der Aufnahme aller benötigten Betriebsdaten (z. B. Rauchgasdaten wie Temperatur, Druck und Volumenstrom, eingedüste REA-Wassermenge) wurden auch umfangreiche Proben aus dem REA-Prozess und der Trockenentaschung entnommen. Mittels labortechnischer Untersuchungen der Proben wurden die Salzkonzentrationsverläufe über die Versuchszeit bestimmt. Anhand der Daten konnte nachgewiesen werden, dass die Salzkonzentration während des Versuches auf ein Drittel der Ausgangskonzentration sank. Dazu wurden 6700 m^3 REA-Wasser eingedüst, verdampft und die ausgefallenen Salzkristalle getrocknet und mit der Trockenasche im E-Filter abgeschieden.

Das Gesamtergebnis des durchgeführten Betriebsversuches wurde positiv eingeschätzt.

Die vier Zielstellungen:

1. Betrieblicher Nachweis zur Eignung der Sprühtrocknung von REA-Mischsalzen im Leerzug des Dampferzeugers sowie deren Abtrennung und Abführung im E-Filter,
2. Nachhaltige Absenkung der Chloride im REA-Prozess,
3. Eignung der Trockenasche + Mischsalze zur Deponierung und Nutzung der vorhandenen Entsorgungswege und
4. Nachweis, dass keine negativen Auswirkungen auf die Bestandsanlagen (Luftvorwärmer, E-Filter, RG-Kanal) auftreten,

konnten voll umfänglich erfüllt werden.

Als wesentliches Ergebnis des Betriebsversuches sind der verfahrenstechnische Nachweis der vollständigen Sprühtrocknung der REA-Mischsalze und deren Abscheidung im E-Filter hervorzuheben [2].

3.3. Schlussfolgerungen und Aufgaben aus dem Betriebsversuch

Während des Versuches gab es eine größere Unterbrechung. Vier Lanzen waren auf der wasserführenden Rohrleitung mit Feststoffen verstopft. Da keine Wasser-Durchflussmessung installiert war, wurde die Störung zu spät erkannt. Bei der Auswertung der Laborergebnisse wurde deutlich, dass der Feststoffgehalt im REA-Wasser nach dem Abschlämmbehälter im Mittel bei 5 % und in den Spitzen bei 13 % lag. Vor allem die kleinen Gipspartikel (90 % der Feststoffe) hatten sich in den Lanzeninnenrohren abgelagert. Daraus ergaben sich für die Definitivanlage zwei wesentliche Anpassungen:

- die Wasserseite der Lanzen sollte mit Durchflussmessern ausgestattet werden,
- der Entnahmeort sollte angepasst werden.

Darüber hinaus musste eine stationäre Luftversorgung installiert werden, denn während des Versuches kam lediglich ein Mietkompressor zum Einsatz. Eine weitere Aufgabe bestand in der Umrüstung der Antriebe auf die 690-V-Spannungsebene sowie deren Einbindung in die Stromversorgung der kraftwerkseigenen Schaltanlagen. Die Planung wurde für alle Punkte angepasst und die zusätzlichen Leistungen anschließend beauftragt.

Als neuer Entnahmeort für das REA-Wasser wurden die Eindickeroberlaufabführungen der beiden Blöcke ausgewählt. Hier erfolgt durch die Zugabe von Flockungshilfsmittel eine weitere Flüssigkeits-Feststofftrennung. Die feststofffreie Klarphase wird in einem 60-m^3-Behälter gesammelt und danach über eine Transferpumpenstation zu den beiden Blöcken gepumpt.

Neben dem Block, an dem der Betriebsversuch durchgeführt wurde, sollte auch der zweite Block eine adäquate Eindüsung erhalten.

Die Versuchsauswertung und Anlagenbewertungen sowie alle neuen Planungsdaten wurden Bestandteil des Genehmigungsantrages für die SBS-Anlage.

Der 2. Entsorgungsweg wurde nach dem Konzeptabschluss nicht weiter untersucht.

4. Umsetzung der Definitivanlagen

Mit dem Erhalt der Genehmigung zum vorzeitigen Baubeginn der SBS-Anlage im Sommer 2022 wurden auch die geplanten zusätzlichen Ausrüstungen zur REA-Wassereindüsung bestellt. Vorrang hatte die Anpassung der REA-Wasserentnahme sowie die Arbeiten am Block, an dem der Betriebsversuch durchgeführt wurde. Der zweite Block musste erst stahlbautechnisch ertüchtigt werden. Die ausgewählte Eindüsehöhe am Leerzug dieses Blockes befindet sich

außerhalb des Dampferzeugergebäudes. So war das Einbringen von Öffnungen in die Fassade und die Installation einer Bühne zur De- und Montage sowie zur Wartung der Lanzen notwendig.

Die Konstruktion, die Statik der Bühne, der Eingriff in die Bestandsstatik sowie deren Prüfung nahmen viel Zeit in Anspruch.

Die Arbeiten am neuen Entnahmeort, dem Gipsentwässerungsgebäude, welche im Punkt 3.3. beschrieben sind, begannen Ende 2023. Nachdem die Fundamente errichtetet waren, konnten der Klarphasebehälter, die drei Transferpumpen, zugehörige Rohrleitungen und Armaturen montiert sowie die erforderliche elektrotechnische und leittechnische Anbindung ausgeführt werden.

Im Dampferzeugergebäude wurden zwei Zerstäuberluftkompressoren sowie ein Ringspaltluftgebläse installiert.

Im Juni 2024 waren die Montagearbeiten abgeschlossen, sodass an diesem Block die Inbetriebsetzung begann. Diese erfolgte ohne Störungen, es mussten nur kleinere Anpassungen an der leittechnischen Steuerung vorgenommen werden. Zum Abschluss des Teilprojektes am Block Q wurden die Qualitätsdokumentation und das Betriebshandbuch erstellt, um die Gesamtanlage mit der CE-Kennzeichnung als Hersteller in Verkehr zu bringen.

5. Aktueller Stand der Anwendung

Die Eindüsung am Block Q arbeitet seit über zwei Jahren ohne größere Probleme.

Wichtig ist, dass täglich sowohl der Wasserdurchfluss an den Lanzen als auch das Wasser-zu-Luftmengenverhältnis kontrolliert und eingestellt werden, um eine feine Tropfenverteilung sicherzustellen.

Am Block R kam es bei der Stahlbau- und Ausrüstungsmontage zu erheblichen Verzögerungen. Die Inbetriebnahme konnte erst Ende 2025 erfolgen, nachdem alle Montagearbeiten abgeschlossen waren. Durch die Erfahrungen am Block Q waren die notwendigen Tests und die Einstellung schnell erledigt und die Anlage konnte zugeschaltet werden.

Nach wenigen Einsatztagen kam es zu Störungen an der Leerzugentaschung. Etwa 60 m unterhalb der Eindüsestelle fließt die Grobasche aus zwei parallelen Aschetrichter ab. In diesen Trichtern kam es zu Verstopfungen durch faustgroße Agglomerate. Daraufhin wurde die REA-Wassereindüsung am Block R zunächst eingestellt. Die Ursachensuche gestaltet sich zeitaufwendig, da umfangreiche Befundungen während des Betriebes schwierig sind.

Zurzeit werden messtechnische Untersuchungen zur Ermittlung der Strömungs- und Temperaturverhältnisse im Bereich der Eindüsung unter den verschiedenen Blocklastbedingungen vorbereitet. Die Eindüsung erfolgt derzeit ausschließlich im Rahmen von Versuchs- und Testphasen.

Ein weiterer Einsatz des Sprühtrocknungsverfahrens mit chloridhaltigem REA-Wasser findet im Kraftwerk Jänschwalde statt. Hier wird seit 20 Jahren SBS mitverbrannt. Bisher wurden die Chloride über die Trockenaschebefeuchtung abgeführt. Durch die Umstellung der Brennstoffversorgung ist nur noch halb so viel Trockenasche vorhanden, sodass ein Verfahren zur Chlorminimierung im REA-Prozess notwendig wurde. So wurde 2023 an einem Dampferzeuger eine REA-Wassereindüsung mit der äquivalenten Verfahrenstechnik wie die im KW Boxberg nachgerüstet und getestet. Nach dem Nachweis der Funktionalität wurde ein zweiter Dampferzeuger ausgerüstet.

6. Zusammenfassung

Mit der Inbetriebnahme der Mitverbrennung von Sekundärbrennstoffen musste die damit zusätzlich eingetragene Menge an Chlorverbindungen wieder aus dem REA-Kreislauf entnommen werden.

Die REA-Wassereindüsung ist im Kraftwerksprozess integriert. Eine tägliche Vorortkontrolle der Betriebswerte sollte erfolgen, um Störungen zu vermeiden. Während des Revisionsstillstands des Blockes Q im Mai 2026 wurden alle Lanzen demontiert und inspiziert. Bis auf kleine Feststoffrückstände waren keine Auffälligkeiten erkennbar.

Mit der Sprühtrocknung, die nun fester Bestandteil der Kraftwerksanlagen ist, konnte eine kostengünstige Technologie zur Entsorgung der Chloride gegenüber einer separaten Trocknung und Einlagerung in stillgelegten Bergwerken etabliert werden.

7. Quellen

[1] Thomas Brunne, Carsten Marschner, Matthias Huster, Kathrin Kappa, *Die neue Sekundärbrennstoff-Mitverbrennungsanlage im Kraftwerk Boxberg: Erfahrungen aus Errichtung und Betrieb*. In: Kraftwerkstechnik 2025, Verlag Innovation und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., Freiberg 2025, Seite 155–164.

[2] Sebastian Piater, Thomas Brunne, *Bericht zur Versuchsauswertung der REA-Wassereindüsung Block Q*, LEAG intern, Januar 2022.

Leistungssteigerung der Rauchgasreinigung durch Optimierung des Betriebsmitteleinsatz im Bestand der Thermischen Abfallverwertung

Martin Sindram und Diethelm Walter

1. Beispiel zur Optimierung der Sprühsorption einer thermischen Abfallverwertungsanlage 524

1.1. Grenzwerte 524

1.2. Prozesskette der Rauchgasreinigung 525

2. Maßnahmen zur Optimierung 526

2.1. Betrieb der Sprühabsorber 526

2.2. Umstellung der Kalkmilchherstellung 527

2.3. Rezirkulation der Reaktionsprodukte aus der Gewebefilterstufe 528

2.4. Einsatz eines für die Kalkmilchaufbereitung optimierten Produkts 528

2.5. Weitere Optimierung 529

2.6. Zusammenfassung 530

3. Beispiel zum Einsatz eines hochreaktiven Kalkhydrats in einer Biomasse-Verbrennungsanlage 530

3.1. Zusammenfassung 535

4. Quelle 535

Die Entwicklung der Rauchgasreinigung ist gekennzeichnet durch stetig steigende Anforderungen. Dies gilt sowohl für die darzustellenden Abscheidegrade als auch für die Anzahl der relevanten Gaskomponenten. Getrieben wird die Notwendigkeit höherer Abscheidegrade durch verschärfte gesetzliche Vorgaben

(BVT, 17. BImSchV) und zukünftig bei Ausrüstung mit CO_2-Abscheidung.

Bestehende Anlagen müssen Leistungen darstellen, für die sie häufig ursprünglich nicht konzipiert waren. Hinzu kommt ein starker Kostendruck, auch für den Betrieb der Rauchgasreinigung.

Mit steigender Tendenz werden trockene Prozesse eingesetzt. In diesen werden pulverförmige Sorbentien zur Adsorption und Absorption verwendet. Im Einzelnen sind dies Kalkhydrate verschiedener Art, Aktivkohlen oder mineralische Sorbentien. Die Verwendung dieser Sorbentien muss sowohl kosten- als auch leistungsoptimiert erfolgen.

In diesem Beitrag werden Konzepte vorgestellt, wie die Leistung der Rauchgasreinigung durch den Einsatz von Betriebsmitteln in bestehenden Abgasreinigungen verbessert werden kann. Es werden umgesetzte Konzepte und deren Potenzial zur Optimierung beschrieben und anhand von Beispielen aus der Praxis vorgestellt.

1. Beispiel zur Optimierung der Sprühsorption einer thermischen Abfallverwertungsanlage

Die hier vorgestellte Anlage hat drei Linien, die mit Rostkesseln ausgestattet sind. Die Gesamtleistung ist 120.000 t/a Müll, wobei hier ein Verhältnis von 80 % Haus- und 20 % Gewerbemüll verwertet wird. Es werden sowohl Fernwärme als auch Strom produziert.

Die Anlage wurde sukzessive den jeweiligen Anforderungen für die Rauchgasreinigung angepasst. Sie verfügt über eine Rauchgasreinigungslinie pro Kessel.

Nach jedem Kessel ist ein quasitrockenes Rauchgasreinigungsverfahren mit Sprühabsorber, Elektrofilter, SCR und Gewebefilter installiert.

1.1. Grenzwerte

Mit Senkung der Grenzwerte für saure Gasbestandteile nach Umsetzung der 17. BImSchV für diese Bestandsanlage traten neue Herausforderungen für die bestehende Technik auf. Die letzte Novellierung der 17. BImSchV trat am 16. Februar 2024 in Kraft. Neben einem spürbar erhöhten Verbrauch an Betriebsmitteln wurde auch die Einhaltung der Grenzwerte anspruchsvoller (Tabelle 1).

Es gelten folgende Grenzwerte:

Tab. 1: Grenzwerte 17. BImSchV (Tagesmittelwerte)

Parameter	Bisherige 17. BImSchV	Neue BREF-Anforderungen*
Gesamtstaub	10 mg/Nm^3	5 mg/Nm^3
HCl	10 mg/Nm^3	< 8 mg/Nm^3
HF	1 mg/Nm^3	< 1 mg/Nm^3
SO_2	50 mg/Nm^3	< 40 mg/Nm^3
NO_x	200 mg/Nm^3	150 mg/Nm^3
NH_3-Schlupf	nicht generell begrenzt	2–10 mg/Nm^3

* je nach Anlagentyp, Feuerung und Genehmigungssituation.

Die Absenkung der Grenzwerte führte im Jahr 2025 zu folgenden Effekten:

- deutliche Erhöhung der eingesetzten Mengen an Betriebsmitteln
- Herausforderungen bei der Einhaltung der neuen Grenzwerte, insbesondere bei Spitzenfrachten von SO_x oder HCl im Rohgas

1.2. Prozesskette der Rauchgasreinigung

Die Rauchgasreinigung erfolgt über ein mehrstufiges Verfahren, dessen Kernelement zur Abscheidung der sauren Gaskomponenten der Sprühabsorber bildet.

Dem Sprühabsorber nachgeschaltet ist ein E-Filter zur Abscheidung der Flugasche aus dem Kessel und der Sprühabsorptionsprodukte. Hinter dem E-Filter ist ein SCR-Katalysator installiert. Am Ende der Prozesskette ist ein Gewebefilter mit vorgeschalteter Adsorbensdosierung installiert.

Hier wird ein Mischprodukt, bestehend aus herkömmlichem Kalkhydrat (90 %) und Aktivkohle (10 %), in den Rauchgaskanal vor dem Filter zugeführt. Diese Stufe dient dem Zweck, verbliebenes SO_x und HCl und ökotoxische Komponenten wie Dioxine, Furane oder Quecksilber abzuscheiden (Abbildung 1).

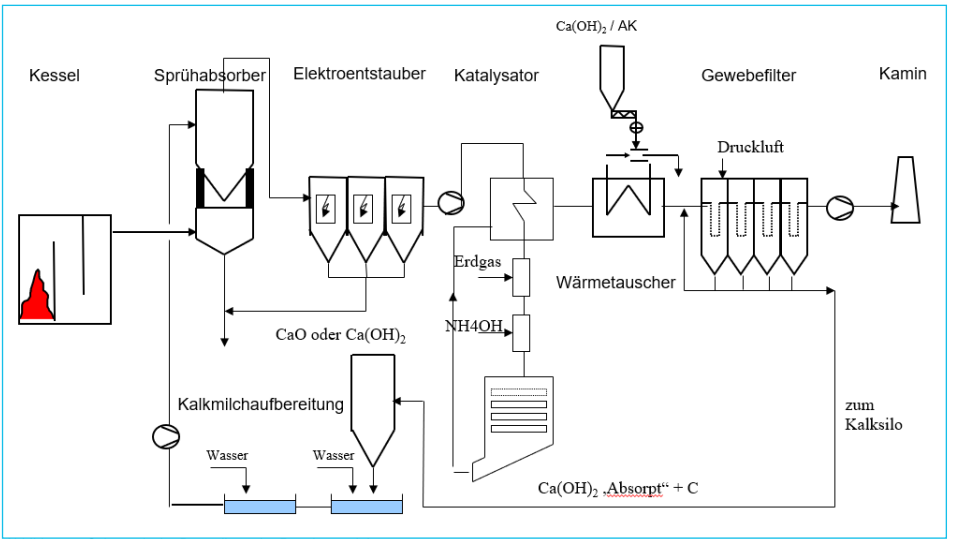


Abb. 1: Schematische Darstellung der Rauchgasreinigung

Im Zuge der Umsetzung der neuen Grenzwerte wurde nach Wegen gesucht, die Performance der vorhandenen Rauchgasreinigung zu verbessern. Die Zielsetzung war:

- Verbesserung der Performance, insbesondere zur sicheren Einhaltung der Grenzwerte für SO_2 und HCl und
- Optimierung des Betriebsmittelverbrauchs im Sprühabsorber und am Gewebefilter.

2. Maßnahmen zur Optimierung

2.1. Betrieb der Sprühabsorber

Im Sprühabsorber wird Kalkmilch verwendet. Deren Qualität hängt neben der Kalkqualität (t60-Wert, chemische Reinheit, Nebenbestandteile (Mg; Mn; SiO_2) wesentlich ab von der Qualität des verwendeten Wassers (z. B. Leitfähigkeit, Sulfatgehalt) und der Prozessführung im Löschbehälter (Verweilzeit, Durchmischung, Kontrolle der Löschtemperatur). Die bei der Herstellung der Kalkmilch erreichte Korngrößenverteilung des in dieser Suspension wirkenden $Ca(OH)_2$ ist ein wesentlicher Faktor für Verbrauch und Performance des Sprühabsorbers.

Die Kalkmilch wird im Sprühreaktor über Düsen oder Rotationszerstäuber versprüht. Die entstehenden Tropfen verdunsten und die in diesen Tropfen vorhandenen Kalkhydratpartikel reagieren mit den sauren Gasbestandteilen.

Die Konzentration des $Ca(OH)_2$ in der Kalkmilch liegt üblicherweise bei 15–20 Gew.-%. Konzentration und die Menge der im Sprühabsorber verwendeten Kalkmilch ist nur in engen technischen Grenzen zu variieren. Eine Erhöhung der Konzentration führt zu einer erhöhten Viskosität der Kalkmilch; die Erhöhung der Durchflussmenge führt zu einer Verschlechterung des Tropfenspektrums. Beides ist hinsichtlich der Ausnutzung negativ und führt zu überproportional höherem Verbrauch.

Viele Sprühabsorber sind mit einer zusätzlichen trockenen Injektion von Kalkhydrat in den Rauchgasstrom kombiniert, um die hohe Ausnutzung des Sorbens im Sprühabsorber mit der schnellen Reaktionsfähigkeit der trockenen Injektion auf Veränderungen in der Rohgasfracht zu verbinden (MKT-Verfahren). In diesem Beispiel wird die Aufgabe durch eine Kombination mit dem am Ende der Verfahrenskette installierten Gewebefilter mit Sorbenseindüsung übernommen.

2.2. Umstellung der Kalkmilchherstellung

Der oben beschriebene Löschprozess von Branntkalk (CaO) zur Herstellung einer Kalkmilch mit entsprechender Korngrößenverteilung und Konzentration ist anspruchsvoll. Er beinhaltet mehrere Parameter, die eingehalten werden müssen, um eine gleichbleibende Qualität der Kalkmilch zu erhalten. Die Löschtemperatur muss in enger Bandbreite eingehalten werden. Der Löschprozess stellt zudem hohe Anforderungen an die Wasserqualität [1].

Als erste Maßnahme wurde die Herstellung der Kalkmilch verändert. Es wurde, statt Branntkalk zu löschen, direkt Kalkhydrat in der vorhandenen Anlage suspendiert.

Das brachte folgende Vorteile mit sich:

- der Prozess wurde vereinfacht;
- es wurden Freiheitsgrade für die Verwendung des Ansetzwassers gewonnen;
- die Schwankungsbreite in der Konzentration der Kalkmilch wurde deutlich verringert;
- die Korngröße der Kalkhydratpartikel in der Kalkmilch lag gleichbleibend niedrig;
- eine Vergriesung der Partikel in der Kalkmilch wurde nicht mehr beobachtet.

Durch diese Maßnahme wurde darüber hinaus der Bedarf um ca. 10 % auf ca. 22,2 kg/t Müll gesenkt.

2.3. Rezirkulation der Reaktionsprodukte aus der Gewebefilterstufe

In der letzten Stufe der vorhandenen Prozesskette wurde ein Mischprodukt, bestehend aus herkömmlichem Kalkhydrat (90 %) und Aktivkohle (10 %), in den Rauchgaskanal vor dem Filter dosiert. Die Dosiermenge lag bei ca. 6,5 kg/t Müll. Das Reaktionsprodukt wies einen relativ hohen Anteil an unverbrauchtem $Ca(OH)_2$ auf, was für einen zur Nachreinigung betriebenen Filter typisch ist. Dieser Befund zeigte sich trotz der in dieser Stufe betriebenen Rezirkulation.

Um diesen unverbrauchten Teil des Reaktionsprodukts (Absorpt) und die darin ebenfalls vorhandene Aktivkohle nutzbar zu machen, wurde dieses Material neben dem Kalkhydrat in die Ansetzbehälter zur Kalkmilchherstellung zugegeben. Die Kalkmilch diente als Träger, um die in diesem Material vorhandenen Anteile an Calciumhydroxid noch einmal auszunutzen.

Im Ergebnis wurde der Gesamtbedarf von 22,2 kg/t Müll um weitere ca. 15 % auf 19,4 kg/t Müll gesenkt.

2.4. Einsatz eines für die Kalkmilchaufbereitung optimierten Produkts

Im Fokus stand nun die weitere Verbesserung der Ausnutzung der verwendeten Betriebsmittel und die Steigerung der Leistung der bestehenden Abgasreinigung.

Eine Abschätzung der noch vorhandenen Potenziale erfolgte auf Basis der Auswertung der vorhandenen Betriebsdaten und der über Feststoffanalysen erkannten Möglichkeiten zur weiteren Verbesserung der Abscheideleistung. Insbesondere die bessere Einhaltung der Halbstundenmittelwerte für SO_2 und HCl stand nun im Fokus.

Der dritte Optimierungsansatz zielte ab auf die weitere Optimierung der Performance der Sprühabsorber über die Verbesserung der Kalkmilch. Hier wurde der Weg zur Nutzung eines Spezialkalkhydrats mit extrem feiner Korngröße beschritten (Bezeichnung: Sorbacal® H XR).

Neben einer sehr hohen Reinheit (96,4 Gew.-% $Ca(OH)_2$) zeichnet sich dieses Produkt durch einen d_{50}-Wert von 3,5 µm aus (Tabelle 2).

Tab. 2: Technische Daten Sorbacal® H XR

CHEMISCHE EIGENSCHAFTEN gemäß standardisierten Analyseverfahren aus Feststoff		
XRF	CaO	74,0 mass.-%
	MgO	0,6 mass.-%
	SiO_2	0,3 mass.-%
	SO_3	0,1 mass.-%
	Fe_2O_3	0,14 mass.-%
	Al_2O_3	0,13 mass.-%
berechnet	$Ca(OH)_2$	96,4 mass.-%
DIN 459-2	Glühverlust	24,7 mass.-%
	CO_2	0,8 mass.-%

PHYSIKALISCHE EIGENSCHAFTEN		
Siebung	> 0,09 µm Sieb	< 0,1 mass-%
Laser KGV	d_{50}	3,5 µm
DIN 459-2	Schüttdichte	0,35 kg/dm³
Auflösegeschw. (KIWA-Test)	Umsatz 80 %	0,8 s
	Umsatz 90 %	1,5 s
	Umsatz 95 %	2,1 s

Das vorher verwendete Sorbacal® H90 mit einem d_{50} von 5,5 µm und $Ca(OH)_2$ von 95,3 Gew.-% wurde sukzessive ersetzt.

Besondere Herausforderungen ergaben sich für die Anpassung der folgenden Parameter:

- Fließfähigkeit des ultrafeinen neuen Kalkhydrats
- Einhaltung einer definierten Dosiermenge beim Ansetzen der Kalkmilch
- Suspendierprozess im Ansetzbehälter
- Staubabscheidung

Nach Einfahren des Prozesses und der Anpassung der Parameter an das neue Produkt wurden die durch die Umstellung erwarteten Verbesserungen erreicht. Der Betrieb der Rauchgasreinigung lief nun deutlich ruhiger. Bedarfsspitzen traten seltener auf und die Rauchgasreinigung sprach schneller auf die Regelung an. Die Halbstundenmittelwerte von SO_2 und HCl lagen zudem langfristig sicher unterhalb der Grenzwerte.

Der Bedarf der Sprühsorption wurde um weitere 11 % gesenkt, sodass der Gesamtbedarf beider Stufen um weitere 8 % auf ca. 17,8 kg/t Müll abgesenkt werden konnte.

2.5. Weitere Optimierung

Eine weitere Optimierung ist durch die Kombination der nun optimierten Sprühsorptionsstufe mit Verwendung eines hochoberflächigen Kalkhydrats in der Gewebefilterstufe realisierbar. Ergebnisse hierzu stehen noch aus.

2.6. Zusammenfassung

An einer MVA wurde durch Optimierung der Kalkmilch der spezifische $Ca(OH)_2$-Bedarf der Sprühsorptionsstufe um ca. 37 % von 24,4 kg/t Müll auf 17,8 kg/t Müll gesenkt. Die Optimierung erfolgte in mehreren Schritten (Abbildung 2).

Es wurde zunächst der Filterstaub aus dem Polizeifilter (Absorpt) in den Ansatz der Kalkmilch gegeben, dann wurde herkömmliches Kalkhydrat statt Branntkalk zum Ansatz der Kalkmilch verwendet. In einem dritten Schritt wurde ein spezielles Kalkhydrat mit geringer Korngröße (d_{50} 3,5 µm) verwendet.

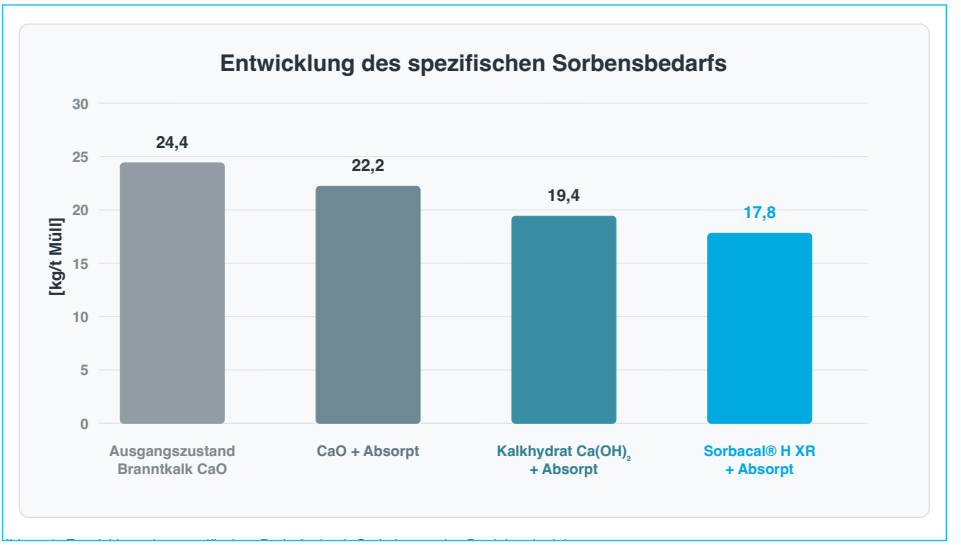


Abb. 2: Entwicklung des spezifischen Bedarfs durch Optimierung des Betriebsmitteleinsatzes

Der Betrieb der Rauchgasreinigung lief deutlich ruhiger. Bedarfsspitzen traten seltener auf und die Rauchgasreinigung sprach schneller auf die Regelung an. Der Ansatz der Kalkmilch wurde deutlich unabhängiger von der Qualität des verwendeten Ansetzwassers. Darüber hinaus wurde die Abscheideleistung der Sprühsorptionsstufe deutlich verbessert.

3. Beispiel zum Einsatz eines hochreaktiven Kalkhydrats in einer Biomasse-Verbrennungsanlage

Ein weiteres Beispiel für die Optimierung bestehender Rauchgasreinigungsanlagen ist der Einsatz eines hochreaktiven Kalkhydrats in einer Biomasse-Verbrennungsanlage. In der Anlage werden jährlich etwa 120.000 bis 130.000 t naturbelassenes Holz der Kategorien A1/A2 thermisch verwertet. Die Feuerungswärmeleistung beträgt 38 MW_{therm}. Die Anlage erzeugt neben elektri-

scher Energie auch Prozessdampf für industrielle Anwendungen. Die elektrische Leistung liegt bei 10 MW_{el}, die jährliche Stromproduktion bei rund 69.000 MWh. Darüber hinaus werden jährlich etwa 75.000 bis 90.000 t Prozessdampf bereitgestellt.

Die Rauchgasreinigung ist als einstufige Trockensorption mit nachgeschaltetem Gewebefilter ausgeführt; eine Rezirkulation des Filterstaubes erfolgt nicht. Die Abscheidung grober Staubpartikel und glimmender Bestandteile erfolgt durch einen vorgeschalteten Zyklon (Abbildung 3).

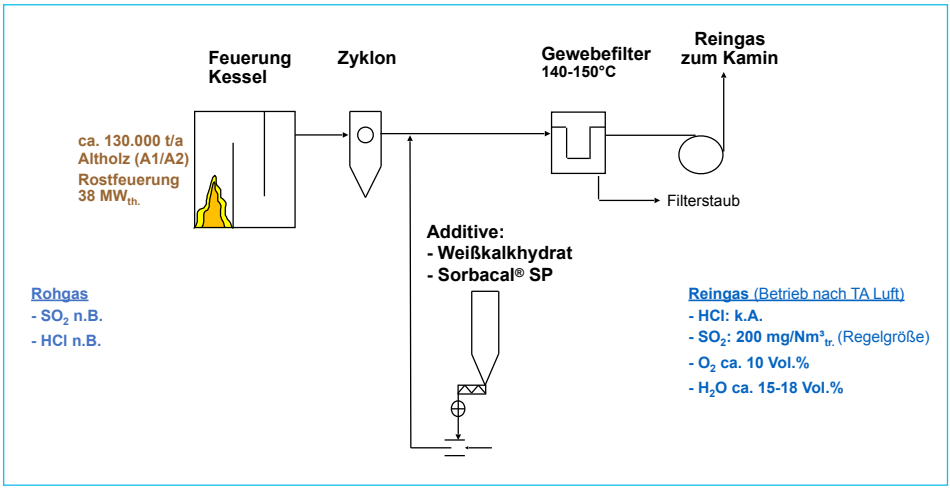


Abb. 3: Schema der Rauchgasreinigung der Biomasse-Verbrennungsanlage

Das eingesetzte Kalkhydrat stellt somit das wesentliche Betriebsmittel für die Abscheidung saurer Rauchgasbestandteile dar. Vor dem Optimierungsprojekt wurde die Anlage mit einem konventionellen Kalkhydrat (Weißkalkhydrat CL90) betrieben.

Während bei der Verbrennung naturbelassener Biomasse die mittleren Konzentrationen saurer Gasbestandteile deutlich unter denen einer thermischen Abfallverwertung liegen, können insbesondere die Gehalte an Chlorwasserstoff in Abhängigkeit von Brennstoffzusammensetzung und Betriebszustand deutlichen Schwankungen unterliegen. Für die Wirtschaftlichkeit der Rauchgasreinigung ist daher neben der reinen Abscheideleistung insbesondere die Ausnutzung des eingesetzten Sorbens von Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund wurde das bisher eingesetzte herkömmliche Weißkalkhydrat durch das hochreaktive Kalkhydrat Sorbacal® SP ersetzt. Ziel der Umstellung war die Verbesserung der Reaktionskinetik und der Ausnutzung des eingesetzten Calciumhydroxids unter den gegebenen Bedingungen der Trockensorption.

Im Gegensatz zu normalen Weißkalkhydraten mit spezifischen Oberflächen meist im Bereich von 14–18 m^2/g (BET) verfügt Sorbacal® SP mit Oberflächen im Bereich von 40–42 m^2/g (BET) über einen mehr als doppelt so hohen Wert (Abbildung 4). Die höhere Oberfläche kommt dabei nicht durch eine deutlich feinere Korngrößenverteilung zustande, sondern ist das Resultat einer deutlich höheren Porosität der $Ca(OH)_2$-Kristalle des Sorbacal® SP (Porenvolumen Sorbacal® SP: 0,20–0,25 cm^3/g BJH; Weißkalkhydrat: < 0,1 cm^3/g BJH).

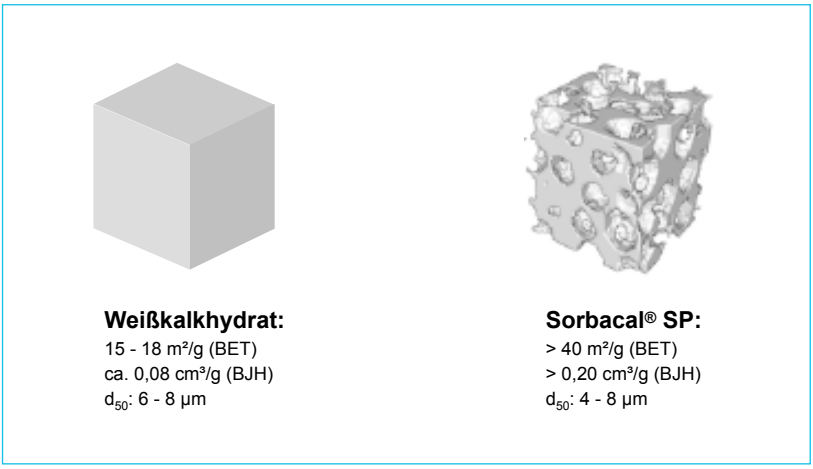


Abb. 4: Partikelstruktur von Weißkalkhydrat und Sorbacal® SP

Nach der Umstellung auf Sorbacal® SP zeigte sich ein deutlich reduzierter Sorbensverbrauch. Während im vorherigen Betrieb etwa 700 t Weißkalkhydrat pro Jahr eingesetzt wurden, liegt der aktuelle Verbrauch bei rund 350 t/a Sorbacal® SP. Bezogen auf die jährlich eingesetzte Brennstoffmenge entspricht dies einer Reduzierung des spezifischen Sorbensverbrauchs von etwa 5,5 bis 6,0 kg Kalkhydrat je Tonne Holz auf rund 2,7 bis 3,0 kg/t Holz. Trotz unveränderter Anlagentechnik konnte der Sorbensbedarf somit nahezu halbiert werden.

Der erreichte Verbrauch liegt im Bereich sehr effizient betriebener Trockensorptionsanlagen für A1/A2-Holzfeuerungen. Ein direkter Vergleich mit anderen Anlagen ist jedoch nur eingeschränkt möglich, da Brennstoffqualität, Chlor- und Schwefelgehalte, Rohgasfrachten, Filtertemperatur, Dosierstrategie und genehmigungsrechtliche Anforderungen anlagenspezifisch stark variieren können. Im Vergleich zu klassischen Trockensorptionsanlagen mit Standard-Kalkhydrat ist der erreichte spezifische Verbrauch jedoch als sehr günstig zu bewerten (Abbildung 5).

Neben den direkten Einsparungen beim Betriebsmittel führt der geringere Sorbensverbrauch auch zu einer Reduzierung der anfallenden Filterstaubmengen. Da keine Rezirkulation des Filterstaubes erfolgt, wirkt sich eine Verringerung der Dosiermenge unmittelbar auf die Menge der auszutragenden Reaktionsprodukte und Reststoffe aus.

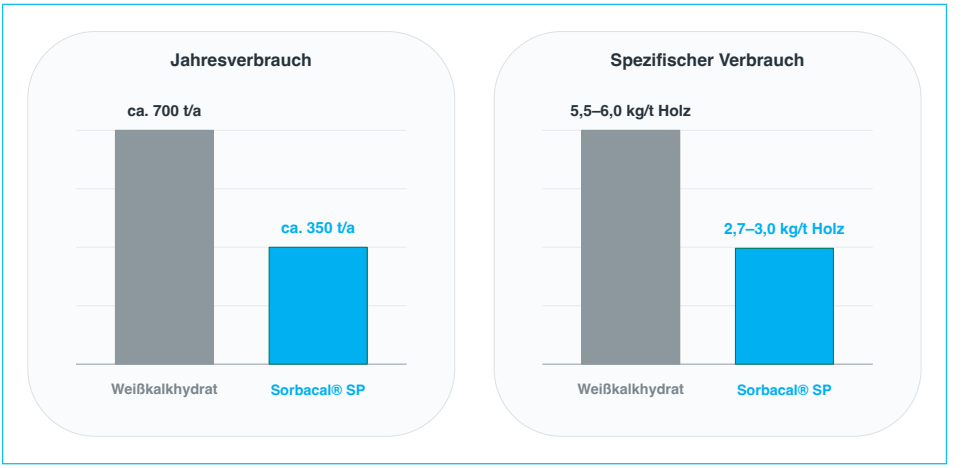


Abb. 5: Sorbensverbrauch vor und nach der Umstellung auf Sorbacal® SP

Daraus ergeben sich zusätzliche Einsparpotenziale bei Handling, Transport, Zwischenlagerung und Entsorgung der Rückstände. Zur Bewertung der Ursachen dieser Verbrauchsreduzierung wurden die bei Betrieb mit konventionellem Kalkhydrat sowie die nach der Umstellung auf Sorbacal® SP anfallenden Filterstäube untersucht. Hierzu wurden chemische Analysen mittels RFA, ICP und weiterer Verfahren durchgeführt und die Hauptphasenzusammensetzung der Stäube berechnet. Eine Übersicht der Ergebnisse dieser Untersuchungen befindet sich in Tabelle 3. Ergänzend erfolgte eine mineralogische Untersuchung mittels Röntgenbeugung (XRD).

Die Ergebnisse zeigen eine deutlich verbesserte Ausnutzung des eingesetzten Sorbens. Während der Filterstaub aus dem Betrieb mit herkömmlichem Kalkhydrat noch einen berechneten Anteil von 27,5 Gew.-% unverbrauchtem Calciumhydroxid enthielt, lag dieser Wert beim Einsatz von Sorbacal® SP nur noch bei 7,3 Gew.-%. Gleichzeitig nahm der Anteil chloridischer Reaktionsprodukte deutlich zu. Der berechnete Gehalt an Calciumchloriden, angegeben als $CaCl_2$, stieg von 5,0 auf 15,7 Gew.-%, während der aus den Kaliumgehalten berechnete KCl-Anteil von 6,2 auf 16,0 Gew.-% zunahm.

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass die beiden Proben zu unterschiedlichen Betriebszeitpunkten entnommen wurden und daher nicht von vollständig identischen Betriebszuständen ausgegangen werden kann. Dies zeigt sich insbesondere am deutlich unterschiedlichen KCl-Gehalt

der beiden Proben. Die Unterschiede sind plausibel durch Schwankungen in Brennstoffzusammensetzung und Betriebsweise erklärbar. Unabhängig davon weisen die Analysen jedoch eindeutig auf eine wesentlich weitergehende Umsetzung des eingesetzten Calciumhydroxids beim Einsatz von Sorbacal® SP hin.

Tab. 3: Untersuchungsergebnisse der Filterstaubproben

Eingesetztes Sorbens:	**Weißkalkhydrat**	**Sorbacal® SP**
RFA	[Gew.-%]	[Gew.-%]
CaO	33,76	27,84
MgO	2,25	2,06
SiO_2	18,60	19,60
SO_3	7,42	8,54
Fe_2O_3	1,54	1,99
Al_2O_3	3,35	3,75
Mn_2O_3	0,14	0,15
K_2O	3,90	10,13
Na_2O (ICP)	1,19	1,37
Cl	7,42	19,09
F	0,04	0,05
Glühverlust [1050°C]	20,11	11,84
Feuchte (105°C)	0,30	1,07
CO_2 (IR-Absorption-N_2)	4,04	6,40
Hauptbestandteile (berechnet):	[Gew.-%]	[Gew.-%]
KCl	**6,2**	**16,0**
NaCl	**2,2**	**2,5**
Ca-Chloride (als $CaCl_2$)	**5,0**	**15,7**
$CaSO_4$	**12,6**	**14,5**
CaF_2	0,1	0,1
$CaCO_3$	**9,2**	**14,5**
$Ca(OH)_2$ aus Rest-CaO	**27,5**	**7,3**

Die Berechnung der Hauptbestandteile erfolgte auf Basis von Röntgenbeugungsanalysen (XRD) zur qualitativen Bestimmung der vorliegenden kristallinen Hauptphasen. Die XRD-Diagramme befinden sich in Abbildung 6.

Die mineralogischen Untersuchungen mittels Röntgenbeugung bestätigen die Berechnung qualitativ. In beiden Filterstäuben wurden die für diesen Anwendungsfall typischen Phasen wie KCl, $CaSO_4$, $CaCO_3$, chloridische Calciumverbindungen sowie Portlandit ($Ca(OH)_2$) nachgewiesen. Die XRD-Ergebnisse stützen

damit die aus den chemischen Analysen abgeleitete Phasenzusammensetzung und bestätigen die deutlich verbesserte Umsetzung des eingesetzten Sorbens beim Betrieb mit Sorbacal® SP.

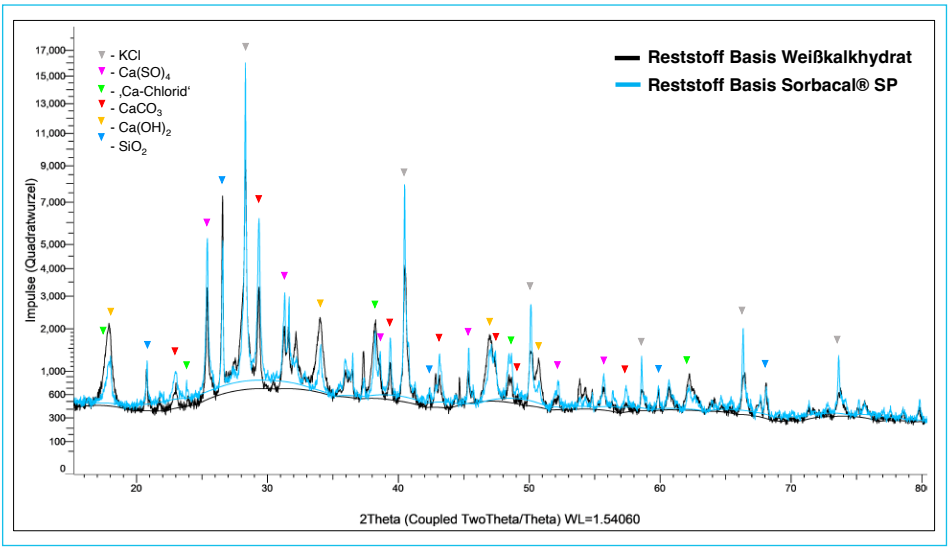


Abb. 6: XRD-Diagramme der untersuchten Reststoffe

3.1. Zusammenfassung

Das Beispiel zeigt, dass durch den Einsatz eines hochreaktiven Kalkhydrats auch in bestehenden Biomassefeuerungen erhebliche Optimierungspotenziale erschlossen werden können. Trotz unveränderter Anlagentechnik konnte eine deutliche Senkung des Sorbensverbrauchs erreicht werden. Die Feststoffanalysen belegen, dass diese Einsparung unmittelbar mit einer wesentlich verbesserten Ausnutzung des Sorbens verbunden ist. Gerade bei einstufigen Trockensorptionsverfahren ohne Filterstaubrezirkulation stellt die Auswahl eines geeigneten Kalkhydrats damit einen wirksamen Hebel zur Steigerung von Wirtschaftlichkeit und Leistungsfähigkeit der Rauchgasreinigung dar. Der wirtschaftliche Nutzen der Maßnahme beschränkt sich dabei nicht auf die Einsparung bei den Betriebsmitteln, sondern erstreckt sich auch auf die gesamte Reststofflogistik und Verwertungskosten der Rauchgasreinigung.

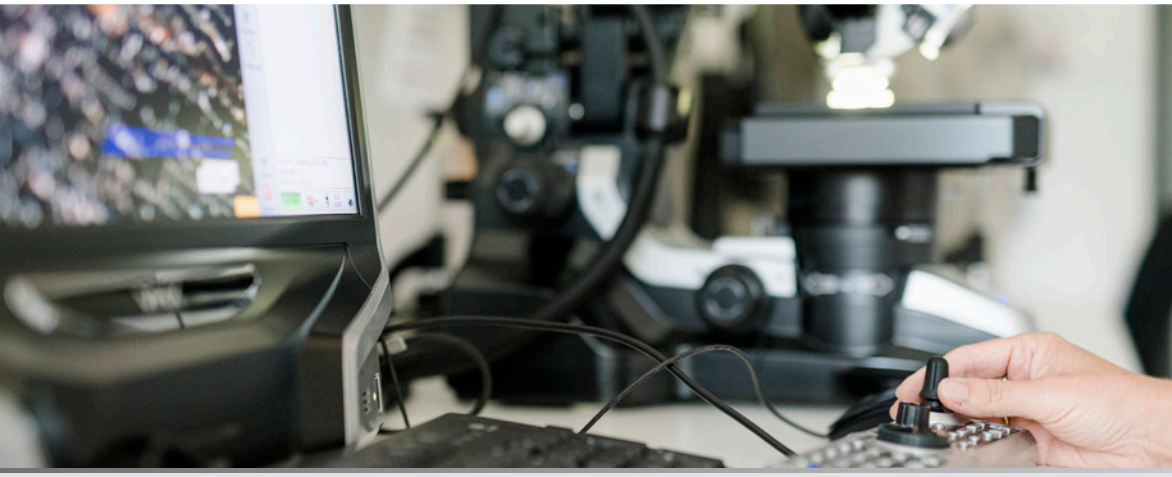
4. Quelle

[1] Dr. Sven Olaf Schmidt, Martin Sindram: *Kalkprodukte in der Rauchgasreinigung an thermischen Abfallverwertungsanlagen*; https://muellhandbuchdigital.de/pos/2328/dokument.html (Stand: 18.08.2026).

Thermochemische Prozesse verstehen und verbessern







www.CheMin.de

CheMin®

Kohlegefeuerte Kessel mit reduzierter Lebenszeit benötigen weiterhin Verfahren zur NO_x-Abscheidung – Moderne SNCR-Verfahren sind dafür die wirtschaftlichste Lösung

Bernd von der Heide, Daniel von der Heide und Jens Kuckelkorn

1. Konzeptionen von SNCR-Anlagen für kohlegefeuerte Kessel 538

2. Referenzanlagen für unterschiedliche Eindüskonzepte 541

2.1. Kemerköy – Braunkohle-Kessel mit Standard-SNCR 541

2.2. KW Belchatow/PL – Eindüsung von Harnstofflösung über ABL-Lanzen 544

2.3. Kombination von Standard-SNCR und Eindüsung über ABL-Lanzen 546

3. Zusammenfassung und Ausblick.....549

4. Quellen 550

Zur Reduktion der CO_2-Emissionen und zur Erreichung der Klimaschutzziele haben zahlreiche europäische Staaten den schrittweisen Ausstieg aus der kohlebasierten Stromerzeugung beschlossen. Während der Übergangsphase müssen jedoch die Emissionsgrenzwerte, wie z. B. für NO_x, verlässlich eingehalten werden.

Besonders in osteuropäischen Ländern und außerhalb von Europa sind die Vorschriften zurzeit noch nicht so streng wie in Zentraleuropa. Das bedeutet, dass mit steigendenden Anforderungen auch in diesen Ländern der Bedarf an effizienten und wirtschaftlichen Anlagen zur NO_x-Abscheidung steigen wird.

Das SNCR-Verfahren wurde in den letzten Jahren deutlich verbessert, um mit den steigenden Anforderungen Schritt zu halten. Für mit Stein- und Braunkohle gefeuerte Kessel hat M&S viele SNCR-Anlagen geliefert, die alle die geforderten Garantiewerte einhalten und häufig unterschreiten. In diesem Beitrag wird die

neueste Entwicklung vorgestellt, bei der zwei unterschiedliche, in kohlegefeuerten Kesseln vielfach bewährte Systeme mit den Reduktionsmitteln Ammoniakwasser und Harnstofflösung kombiniert werden.

Die jeweiligen Vorteile der Systeme und der Reduktionsmittel werden zur Verminderung der NO_x-Emissionen genutzt. Darüber hinaus werden CAPEX und OPEX gegenüber der SCR-Technik erheblich reduziert, besonders, wenn die Restlaufzeit der Verbrennungsanlagen begrenzt ist.

1. Konzeptionen von SNCR-Anlagen für kohlegefeuerte Kessel

Bei der **S**elektiven **N**icht-**C**atalytischen **R**eduktion **(SNCR)** von Stickoxiden werden Reduktionsmittel in wässriger Lösung (Ammoniakwasser oder Harnstofflösung) in die heißen Rauchgase eingedüst [1]. Hierbei entstehen wie bei der **S**elektiven **K**atalytischen **R**eduktion **(SCR)** molekularer Stickstoff (N_2) und Wasserdampf (H_2O) sowie Kohlendioxid (CO_2) bei der Verwendung von Harnstoff (NH_2CONH_2). Der optimale Temperaturbereich, in dem eine spürbare NO_x-Reduktion bei niedrigem NH_3-Schlupf erzielt wird, liegt abhängig von der Rauchgaszusammensetzung beim SNCR-Verfahren für kohlegefeuerte Kessel zwischen ca. 850 und 1.050 °C. Oberhalb dieses Temperaturbereiches wird in zunehmendem Maße Ammoniak oxidiert, d. h., es bilden sich wieder Stickoxide (Abbildung 1).

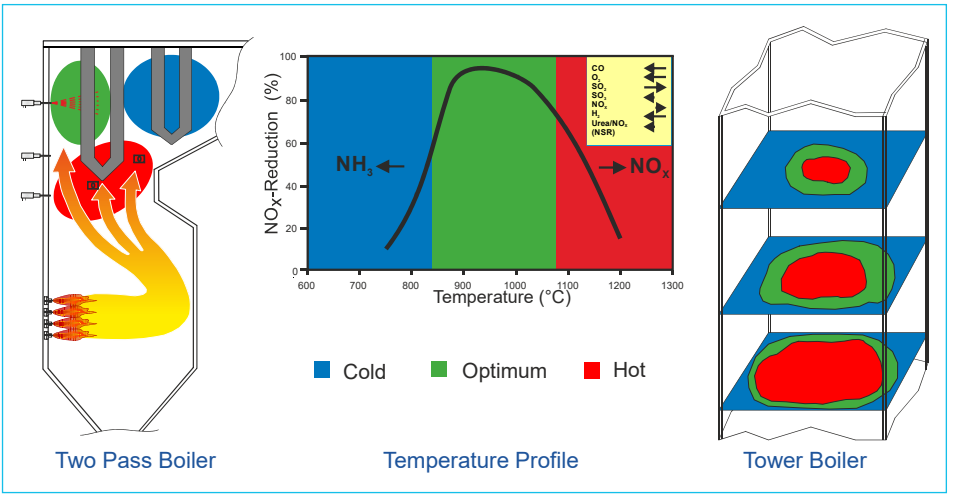


Abb. 1: Einfluss der Kesselbauart auf Temperaturprofile

Bei Temperaturen darunter verringert sich die Reaktionsgeschwindigkeit, wodurch Ammoniak-Schlupf entsteht, der im Verlauf des weiteren Rauchgasweges zur Bildung von Ammoniaksalzen und dadurch zu Sekundärproblemen führen kann. Der Ammoniak-Schlupf sollte deshalb möglichst geringgehalten werden.

Die bei der Denitrifikation tatsächlich ablaufenden Reaktionen sind sehr komplex und bestehen aus zahlreichen Elementarreaktionen, auf die hier nicht näher eingegangen wird.

Die wesentlichen Unterschiede zwischen Harnstofflösung und Ammoniakwasser bestehen darin, dass die in Wasser gelösten Harnstoffmoleküle sich erst in reaktionsfähige Radikale spalten, wenn das Wasser verdampft ist [2]. In Anlagen dagegen, in denen Ammoniakwasser eingesetzt wird, dampft das Ammoniak unmittelbar nach Eintritt in die Rauchgase im Kessel aus und kann, da es nicht zersetzt werden muss, unmittelbar mit dem NO_x reagieren. Beide Eigenschaften kann man je nach Anwendungsfall getrennt nutzen oder auch kombinieren, um die Wirkungsweise des SNCR-Verfahrens zu verbessern (Abbildung 2).

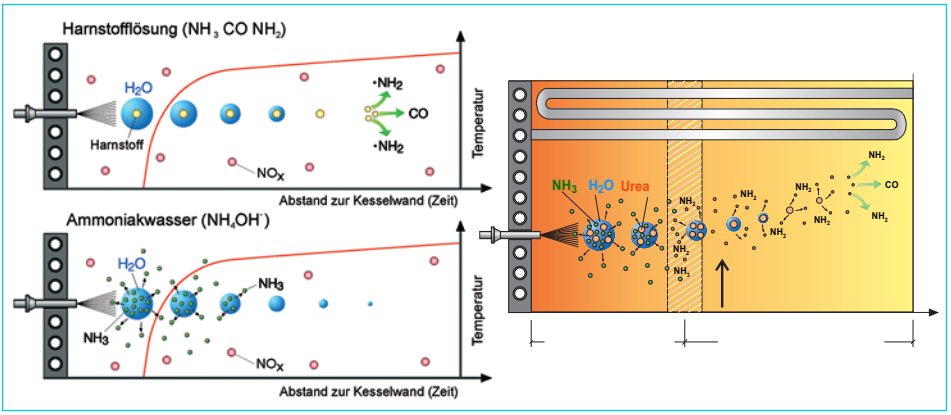


Abb. 2: NO_x-Abscheidung mit Harnstoff im Vergleich zu Ammoniakwasser und Twin- NO_x

Für kohlegefeuerte Kessel im Kraftwerksbereich sind die Probleme, die von den Lieferanten von SNCR-Anlagen gelöst werden müssen, schon allein wegen der Größe und der unterschiedlichen Feuerungs- und Kesselkonzepte deutlich komplexer als z. B. für Abfallverbrennungsanlagen mit Rostfeuerungen. In den meisten Fällen sind die Temperaturen in den von Einbauten freien Bereichen insbesondere bei Volllast zu heiß, sodass die Reduktionsmittel zu NO_x verbrennen würden. Die für die Reaktionen günstigen Temperaturen liegen abhängig von der Kesselbauweise und der Konzeption der Feuerung häufig im Bereich der Wärmeübertrager, die für die Eindüsung der Reduktionsmittel gar nicht oder nur schwer zugänglich sind. Zusätzlich erschweren Temperaturschieflagen, die aufgrund der unterschiedlichen Betriebsweisen der Brenner auftreten, die

Auslegung und die Regelung der SNCR-Anlagen erheblich. Darüber hinaus sind die Strömungsgeschwindigkeiten und -richtungen nur schwer zu messen und kaum abzuschätzen.

Größere, mit Braunkohle gefeuerte, Kessel werden zumeist mit Tangentialfeuerung betrieben, was gegenüber anderer Feuerungsarten wie Frontfeuerung oder Boxerfeuerung den Vorteil einer gleichmäßigeren Temperaturverteilung sowie niedrigeren Rauchgastemperaturen vor dem Eintritt in die Wärmeübertrager hat.

Nun ist die Rauchgastemperatur innerhalb des Kesselquerschnittes selten homogen verteilt. Vielmehr ergibt sich für die meisten Feuerungen ein Muster, bei dem die wandnahen Bereiche deutlich kühler sind als der heiße Kern in der Mitte des Querschnittes der Brennkammer.

Auch für die Dampferzeuger der hier beschriebenen Kraftwerke gilt dieser Sachverhalt, wie man deutlich Abbildung 3 entnehmen kann. Dort ist eine von der Kessellast exemplarische Temperaturverteilung dargestellt, wie sie in vergleichbaren Anlagen gemessen wurde.

Es zeigt sich, dass innerhalb des Kesselquerschnittes mit Temperaturunterschieden von bis zu 150 °C oder auch darüber gerechnet werden muss. Neben dieser charakteristischen Verteilung kann es weiterhin unter bestimmten Betriebszuständen zu größeren Temperaturschieflagen innerhalb der Feuerung kommen, die bei der Festlegung der Eindüskonzepte berücksichtigt werden müssen.

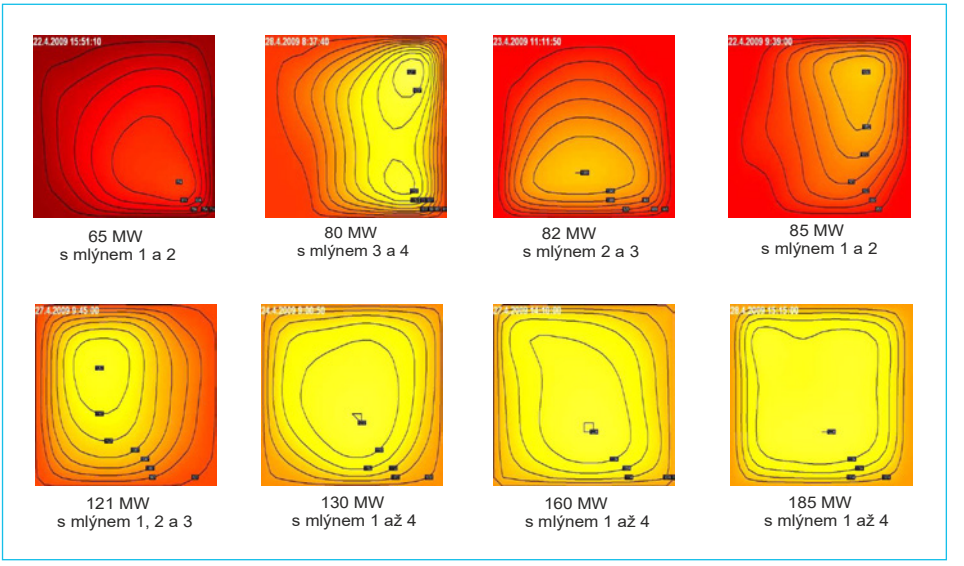


Abb. 3: Typische Temperaturprofile abhängig von der Kessellast

Für moderate NO_x-Abscheidungen hat es sich bewährt, die Reduktionsmittel abhängig von der Kessellast mittels Wandlanzen in mehreren Ebenen zu verteilen, in denen jede einzelne Lanze oder Lanzengruppen separat umgeschaltet werden können. Damit auch bei maximaler Last an allen Eindüspositionen das optimale Temperaturfenster eingehalten werden kann, empfiehlt es sich, zusätzlich unterhalb der Eindüseebene und vor dem Eintritt der Rauchgase in die Wärmeübertrager Wasserlanzen zur selektiven Kühlung der Bereiche mit zu hohen Rauchgastemperaturen vorzusehen.

2. Referenzanlagen für unterschiedliche Eindüskonzepte

Im Folgenden sind drei verschiedene Verfahrensvarianten beschrieben, mit denen gezielt für die besonderen Anforderungen Lösungsvorschläge entwickelt wurden, die sich in der Praxis bewährt haben oder für die Versuchsergebnisse vorliegen.

2.1. Kemerköy – Braunkohle-Kessel mit Standard-SNCR

In Abbildung 4 ist schematisch ein Kessel mit SNCR-Anlage des Kraftwerks Kemerköy/Türkei dargestellt, in dem drei Kessel mit jeweils einem SCNR-Verfahren ausgerüstet worden sind, die aus gemeinsamen Lagertanks mit Harnstofflösung versorgt werden.

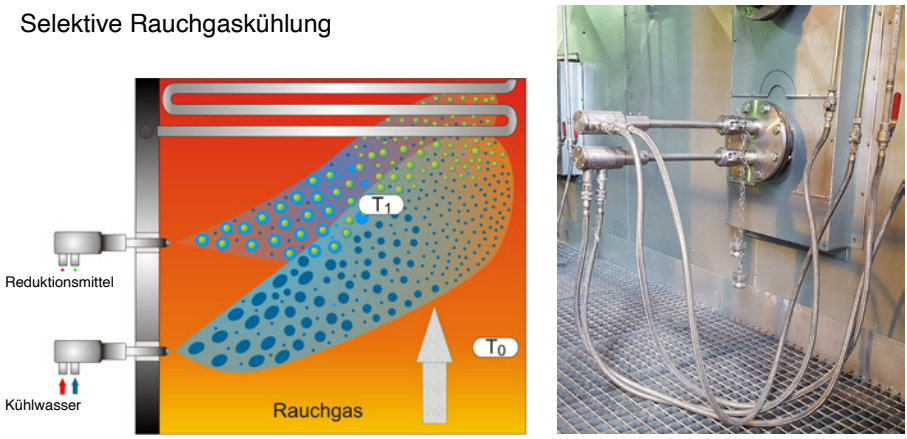


Abb. 4: Selektive Rauchgaskühlung

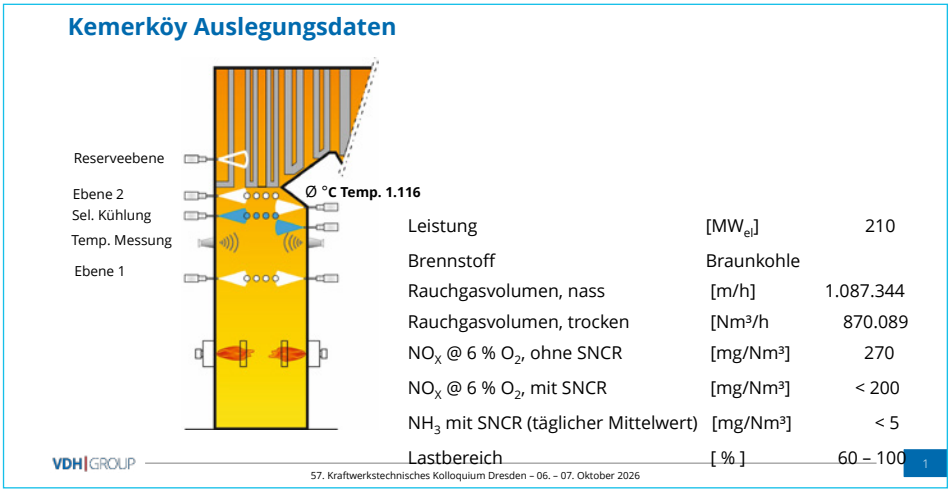
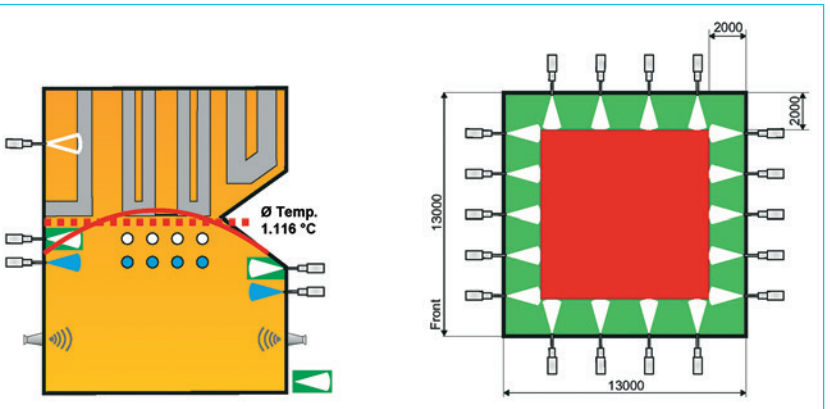


Abb. 5: Kemerköy – Auslegungsdaten

Die durchschnittliche Rauchgastemperatur am Feuerungsaustritt wurde für die Auslegung der SNCR bei Volllastbetrieb der Kessel mit 1.116 °C angegeben. Diese Temperatur liegt jedoch außerhalb des optimalen Temperaturfensters für SNCR-Verfahren, sodass die Reduktionsmittel bei Volllast zu NO_X verbrennen würden. Da bei dem verwendetem Kesseltyp in Kombination mit der Tangentialfeuerung die maximale Rauchgastemperatur im Zentrum der Rauchgasströmung liegt und an den Wänden der Feuerung am niedrigsten ist, wurden Eindüslanzen mit einer Wurfweite von nur ca. 2 bis 3 m unterhalb der Schottenüberhitzer angeordnet (Abbildung 5). Dadurch soll vermieden werden, dass Reduktionsmittel den zu heißen Bereich im Zentrum erreichen kann.

Bei einem Querschnitt von 13 m × 13 m = 169 m^2 und einer Eindringtiefe von 2 m werden 88 m^2 bzw. 52 % des Gesamtquerschnitts mit Reduktionsmitteln abgedeckt, was für die geforderte NO_X-Abscheidung von 70 mg/m^3i.N. bzw. ca. 26 % bei Volllast ausreichend ist. Im Teillastbereich sind die Anforderungen deutlich geringer, weshalb entsprechend weniger Harnstofflösung verbraucht wird (Abbildung 6).



Eindringtiefe [m]	Gesamt-Querschnitt [m²]	Durch Reduktionsmittel abgedeckter Bereich [m²]
2,0	169	88 [52 %]
2,5	169	105 [62 %]
3,0	169	120 [71 %]

Abb. 6: Anordnung der Eindüslanzen

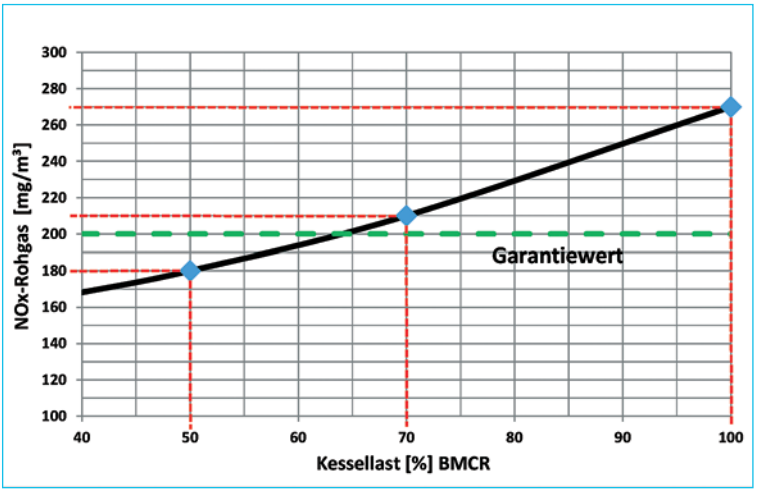


Abb. 7: NO_x-Roh- und Garantiewerte abhängig von der Kessellast

Bei starken Temperaturschieflagen, die im Wesentlichen z. B. durch ungleichmäßige Verbrennung, Kohlequalitäten und Kesselüberlast entstehen, hat sich die selektive Kühlung der Rauchgase direkt unter den entsprechenden Eindüslanzen bewährt. Die Ein- bzw. Umschaltung erfolgt abhängig vom Temperaturprofil, das mit optischen oder akustischen Messsystemen kontinuierlich ermittelt wird. Die geforderten Garantiewerte wurden kurz nach der Inbetriebnahme 2000 nachgewiesen und seitdem dauerhaft eingehalten (Abbildung 8).

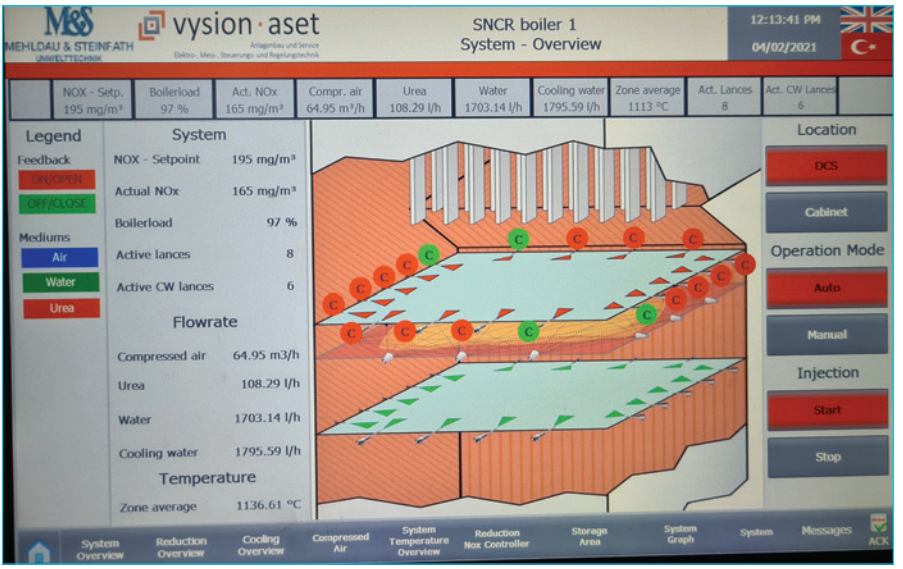


Abb. 8: Betriebsdaten bei Volllast in Kemerköy

2.2. KW Belchatow/PL – Eindüsung von Harnstofflösung über ABL-Lanzen

Die mit Braunkohle gefeuerten Kessel 4 und 5 in Belchatow/Polen haben eine Leistung von ca. 380 MW_{el}. Nachdem feuerungstechnische Maßnahmen zur NO_x-Reduzierung durchgeführt wurden, betrugen die NO_x-Rohgaswerte bei Volllast ca. 250 mg/m^3 i.N. und sollten mit dem SNCR-Verfahren auf < 180 mg/m^3 i.N. gesenkt werden [3].

Für die Eindüsung der als Reduktionsmittel bevorzugten Harnstofflösung waren die Rauchgastemperaturen am Austritt der Feuerung in die Wärmeübertrager für das SNCR-Verfahren bei Volllast zu hoch. Zwischen der ersten und zweiten Lage der Wärmeübertrager herrschen zwar auch bei Volllast günstige Temperaturen, allerdings sind die Zwischenräume sehr eng (Abbildungen 9 und 10), sodass insbesondere bei größeren Wurfweiten von Harnstofflösung als Reduktionsmittel Korrosionsschäden an den Kesselrohren nicht zu vermeiden sind. Zudem sind in diesem Bereich Lanzen für die Ausbrandluft (ABL) angeordnet, sodass eine Eindüsung der Reduktionsmittel von der Kesselwand aus Platzgründen ohnehin nicht möglich wäre.

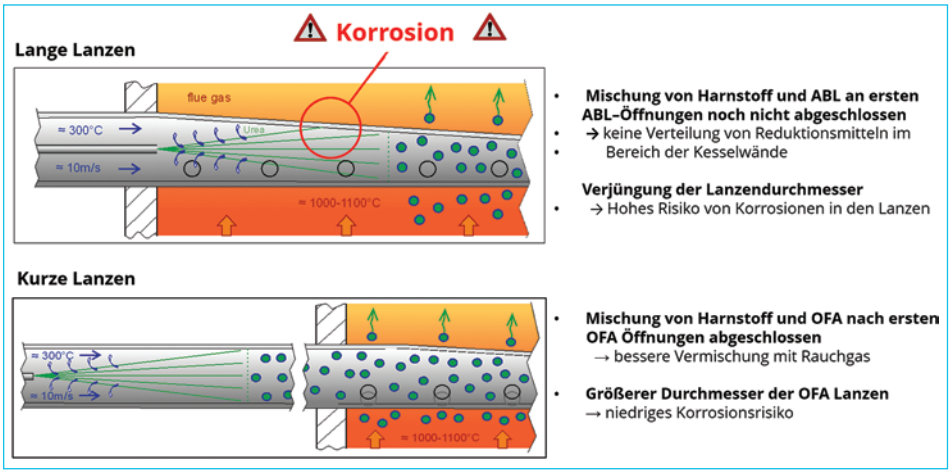


Abb. 9: Eindüsung von Harnstofflösung über ABL-Lanzen



Abb. 10: Eingebaute ABL-Lanzen

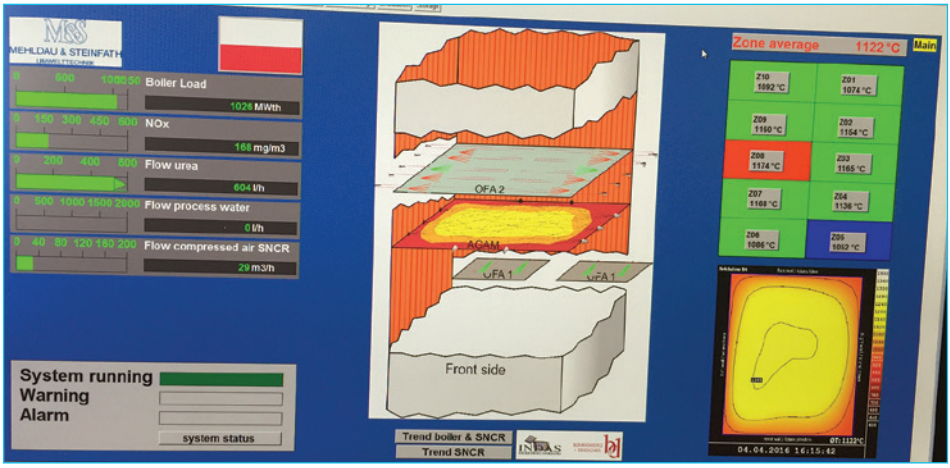


Abb. 11: Betriebsergebnisse mit ABL-Lanzen in Belchatow

Da die Wärmeübertrager-Pakete in Belchatow horizontal angeordnet sind und zwischen der ersten und zweiten Ebene die Lanzen für ABL installiert sind, bot es sich an, die Harnstofflösung über die ABL-Lanzen einzudüsen, um mögliche Risiken so gering wie möglich zu halten. Um zu beurteilen, ob mit der Eindüsung von Harnstofflösung über die ABL-Lanzen die geforderten NO_x-Reingaswerte erreicht werden können, wurden zunächst Versuche durchgeführt. Die Ergebnisse der Versuche bestätigten die Annahme, sodass vom Betreiber der Auftrag für eine kommerzielle SNCR-Anlage erteilt wurde. Nach erfolgreicher Inbetriebnahme und bestandenen Garantietests wurde die Anlage vom Betreiber übernommen (Abbildung 11).

Während der Versuche und des nachfolgenden Dauerbetriebs wurden wertvolle Erkenntnisse gewonnen über das SNCR-Verfahren und auch über die Vor- und Nachteile von Harnstofflösung oder Ammoniak (-wasser) als Reduktionsmittel.

2.3. Kombination von Standard-SNCR und Eindüsung über ABL-Lanzen

Die vorgenannten Ergebnisse legten nahe, die kombinierte Eindüsung der Reduktionsmittel über die ABL-Lanzen zeitgleich mit der standardmäßigen Eindüsung über Wandlanzen zu vergleichen und ggfs. zu optimieren. Interessant war in diesem Zusammenhang auch die Frage, ob und in welchem Umfang sich der gesamte NO_x-Abscheidegrad erhöhen lässt und welche Auswirkungen dies auf den Ammoniak-Schlupf hat.

Analog zu Abfallverbrennungsanlagen, wo mit der Eindüsung der Reduktionsmittel über die Sekundärluft gute Ergebnisse erzielt werden, folgt die Eindüsung über die Ausbrandluft (ABL) von kohlegefeuerten Kesseln den gleichen verfahrenstechnischen Grundsätzen, die nachstehend näher betrachtet werden.

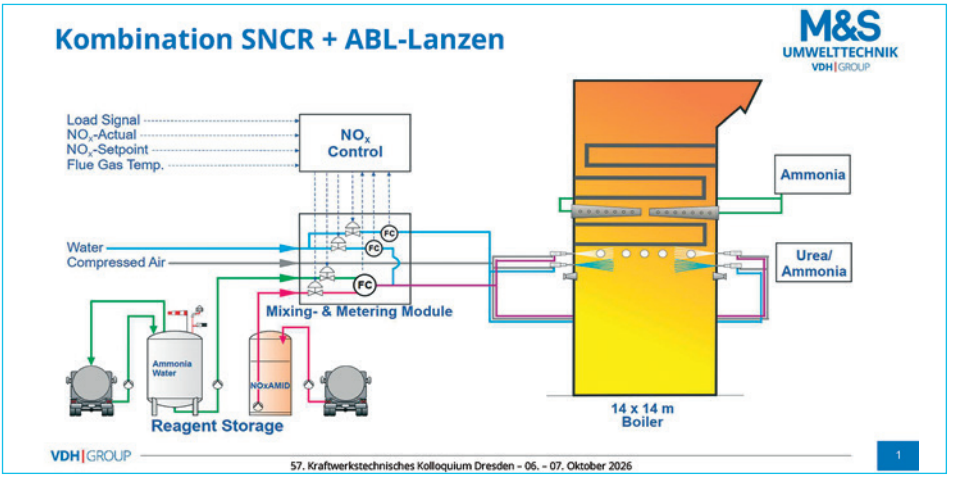
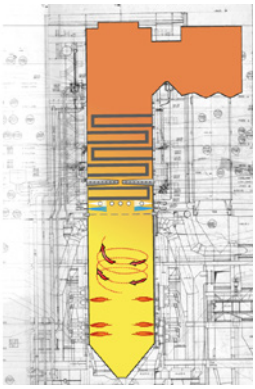


Abb. 12: Prozessbild SNCR

Braunkohlekessel - Auslegungsdaten



Leistung	[MW_{el}]	280
Brennstoff	Braunkohle	
Rauchgasvolumen, nass	[m/h]	1.869.358
Rauchgasvolumen, trocken	[Nm^3/h]	1.588.954
NO_X @ 6 % O_2, ohne SNCR	[mg/Nm^3]	270
NO_X @ 6 % O_2, mit SNCR	[mg/Nm^3]	< 180
NH_3 mit SNCR (täglicher Mittelwert)	[mg/Nm^3]	< 1
Lastbereich	[%]	60 – 100

VDH | GROUP

57. Kraftwerkstechnisches Kolloquium Dresden – 06. – 07. Oktober 2026

1

Abb. 13: Auslegungsdaten für einen mit Braunkohle gefeuerten Kessel:

Damit die NO_X-Bildung in Verbrennungsanlagen möglichst geringgehalten werden kann, wird die Verbrennungsluft zumeist stufenweise als Primär-, Sekundär- oder Tertiärluft zugeführt . Der Sauerstoffmangel im Bereich der Primärverbrennung schränkt die Bildung von NO_X ein, da der Sauerstoff eine größere Affinität zur Bindung mit Kohlenstoff hat. Mit der anschließend eingedüsten Menge an Sekundär- bzw. Tertiärluft werden die noch nicht verbrannten Kohlenstoffanteile (C und CO) im Verlauf der Rauchgasströmung zu CO_2 verbrannt. Die weitere Bildung von NO_X ist aufgrund der inzwischen zu niedrigeren Temperaturen nicht mehr oder nur sehr eingeschränkt möglich.

Ein besonderes Problem bilden die schwankenden und über den Querschnitt sehr ungleichmäßig verteilten Rauchgastemperaturen und -spitzen, die zumeist außerhalb des wirksamen Temperaturfensters liegen. Bei zu kalten Rauchgastemperaturen wäre eine Eindüsung der Reduktionsmittel (Harnstofflösung oder Ammoniakwasser) im heißeren Bereich der Brenner erstrebenswert, um zumindest den Ammoniak-Schlupf zu begrenzen. Dies scheidet jedoch aus, da der in den Reduktionsmitteln enthaltene Stickstoff (N) bei Temperaturen über ca. 1.050 °C zu weiterem NO_X oxidieren würde. Daher wäre diese Methode kontraproduktiv.

Die Einmischung der Reduktionsmittel über die Ausbrandluft und die ABL-Lanzen bietet insbesondere bei großen Kesseln den Vorteil, dass die Reduktionsmittel mit der Luft sehr gleichmäßig über den gesamten Querschnitt verteilt werden. Darüber hinaus werden die Turbulenzen aus der Feuerung durch die Wärmeübertrager-Bündel gemildert, wodurch das SNCR-Verfahren insgesamt effektiver wird

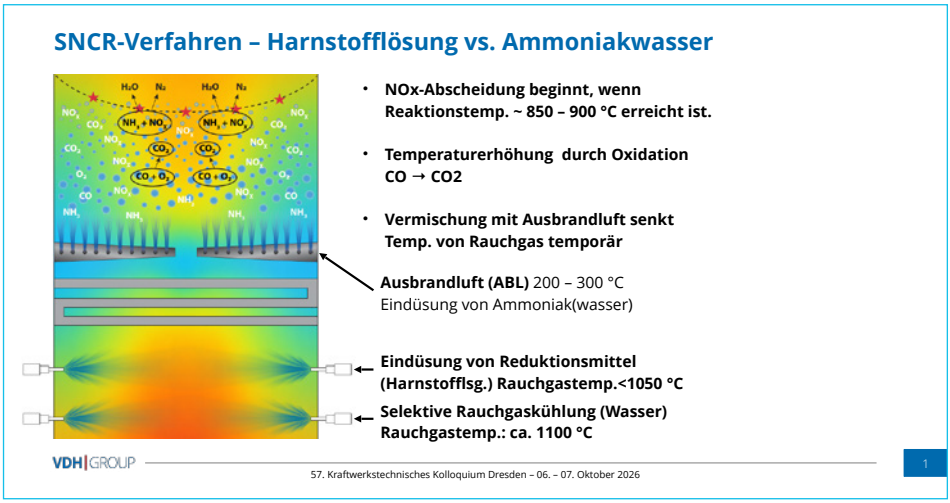


Abb. 14: Eindüsung von Harnstofflösung über Wandlanzen und Ammoniak über ABL-Lanzen

Ein besonderer Vorteil ergibt sich aus den vergleichsweise niedrigen Temperaturen der Verbrennungsluft zum Rauchgas. Wie bekannt ist, liegt das wirksame Temperaturfenster abhängig von der Rauchgaszusammensetzung zwischen 850 und 1.050 °C. Das bedeutet: Bei der Eindüsung in die Ausbrandluft, deren Temperatur bei kohlegefeuerten Kesseln typischerweise im Bereich von etwa 200 bis 300 °C liegt, findet keine Reaktion statt. Das mit dem Rauchgas geförderte Reduktionsmittel wird mit dem Rauchgas stromabwärts in Richtung Kamin getragen, durch die ABL vom heißen Rauchgas weitgehend abgeschirmt und vermischt. Dabei erhöht sich die Temperatur durch die Vermischung und zusätzlich durch die Verbrennung von C und CO zu CO_2. Erst wenn das Rauchgas zusammen mit dem NH_3 des Reduktionsmittels die Mindesttemperatur des Temperaturfensters von ca. 850 °C erreicht hat, kann die Reaktion von NO_x und NH_3 zu N_2 und H_2O beginnen. Die Gefahr von unerwünschten Reaktionen von N zu NO_x besteht dabei nicht, da das Rauchgas über die nachgeschalteten Wärmeübertrager Energie abgibt und daher die für die NO_x-Bildung notwendige Temperatur von > 1.050 °C nicht mehr erreichen kann.

Die Ergebnisse der Versuche entsprechen den Erwartungen und sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Tab. 1: Versuchsergebnisse

Versuchsergebnisse bei Volllast [~290MW_e]

Test-Nr.	Kessel-last	NO_x bez. 6% O_2	Harnstoffls. (40%)	Ammoniak-wasser(25%)		NO_x bez. auf 6% O_2	ΔNO_x	Kommentar
		Rohgas	Wandlanzen	Wand-lanzen	ABL	Reingas		
	[MW_e]	[mg/Nm³]	[kg/h]	[kg/h]	[kg/h]	[mg/Nm³]	[mg/Nm³]	
1	290	**347**	-	-	592	**260**	**87**	nur ABL
2	284	**337**	732	-	-	**266**	**71**	nur Wandlanzen
3	287	**331**	568	-	492	**198**	**133**	Wandlanzen + ABL
4	290	**335**	666	-	592	**177**	**158**	Wandlanzen + ABL
5	287	**343**	-	592	592	**239**	**104**	Wandlanzen + ABL

Die Einzelversuche zeigen, dass sowohl die Harnstoffdosierung über die Wandlanzen als auch der Einsatz des Ammoniakwassers über die ABL eine vergleichbare NO_x-Minderung erzielen. Die Kombination beider Teilsysteme führt wie erwartet zu einer deutlich höheren Abscheideleistung. Im Vergleich zum Betrieb mit nur einem Teilsystem steigt die NO_x-Reduktion ungefähr auf das Doppelte an. Die Ergebnisse belegen somit einen klaren Synergieeffekt durch den kombinierten Einsatz von Wandlanzen und ABL.

3. Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der der Optimierung der SNCR-Verfahren ist es, eine Lösung zu finden, die der SCR-Technik zumindest technisch gleichwertig und wirtschaftlich hinsichtlich CAPEX und OPEX überlegen ist. Der Beitrag belegt, dass inzwischen viele Erfahrungen gesammelt wurden, die das SNCR-Verfahren besonders für Großfeuerungsanlagen zunehmend attraktiver macht.

Der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 stellt einen wesentlichen Baustein der deutschen Energiewende dar. Gleichzeitig wird vor dem Hintergrund eines steigenden Elektrizitätsbedarfs und der Anforderungen an die Versorgungssicherheit diskutiert, welche Rolle bestehende Kohlekraftwerke während der Übergangsphase weiterhin übernehmen. In diesem Zeitraum ist die zuverlässige Einhaltung der gesetzlichen Emissionsgrenzwerte, insbesondere für Stickoxide (NO_x), weiterhin sicherzustellen.

Um die sinkenden Grenzwerte im Falle einer Laufzeitverlängerung für Kohlekraftwerke einzuhalten, wären ggfs. Nachrüstungen zur Einhaltung der vorgegebenen NO_x-Grenzwerte erforderlich, wofür die SNCR-Technik im Vorteil wäre, da bei weiterhin begrenzter Restlaufzeit die wirtschaftlichen Vorteile nur schwer ignoriert werden können.

Auch in anderen Ländern in- und außerhalb Europas wird der Bedarf an leistungsstarken und kostengünstigen $DeNO_x$ -Anlagen vermutlich steigen.

4. Quellen

[1] von der Heide, B.: *Advanced SNCR Technology for Power Plants*, Power-Gen International, Las Vegas, 13–15. Dezember 2011.

[2] Moorman, F.; Stubenhöfer,C.; von der Heide, B.: *Umrüstung der Abfallverbrennungs-anlage Wijster/Niederlande von SCR auf SNCR*. In: Thomé-Kosmiensky, K. J.; Beckmann, M. (Hrsg.): Energie aus Abfall – Band 10. Neuruppin: TK Verlag Karl Thomé-Kosmiensky, 2013, S. 683–702.

[3] von der Heide, B.: *Kombination verschiedener SNCR-Technologien als kostengünstige Antwort auf verschärfte NO_x-Emissionsgrenzwerte für Kohlekraftwerke in der EU*. In: Beckmann, M. (Hrsg.): Emissionsminderung in Kraftwerken 2018. Freiberg: SAXONIA Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft mbH, 2018, S. 171–181.

Wärmeversorgung/ Wärmerückgewinnung

MEERANER



- **ENERGIE-TECHNIK & KRAFTWERKS-BAU**

  Fossile Brennstoffe
  Müllverbrennung
  Biomasse

- **VERFAHRENS-TECHNISCHER ANLAGENBAU**

  Chemische Industrie
  Stahlindustrie
  Papier- & Holzindustrie
  Öl- & Gasindustrie

- **SCHWEIß-TECHNISCHE AKADEMIE**

- **LOHN-DIENST-LEISTUNGEN**

QUALITÄT SCHWEIßT ZUSAMMEN

www.mdkb.de

Grüne Wärme mittels Flusswärmepumpen im Grosskraftwerk Mannheim für MVV

Felix Hack, Rolf Scheinost und Thomas Hörtinger

1. MVV und das Mannheimer Modell 553
2. Das Grosskraftwerk Mannheim AG 554
3. Die Projekte Flusswärmepumpe I und Fernwärmespeicher 555
4. Der Status des Projektes Flusswärmepumpe II 559
5. Ausblick 561
6. Quellen 563

BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BEW	Bundesförderung für effiziente Wärmenetze
FWP I	Flusswärmepumpe I
FWP II	Flusswärmepumpe II
FWSP	Fernwärmespeicher
GKM	Grosskraftwerk Mannheim AG
GWP	Global Warming Potential
MVV	MVV Energie AG

1. MVV und das Mannheimer Modell

Die Dekarbonisierung urbaner Wärmesysteme gehört zu den zentralen Herausforderungen der Energiewende. Insbesondere in dicht besiedelten Ballungsräumen mit historisch gewachsenen Hochtemperatur-Fernwärmenetzen erfordert der Ersatz fossiler Wärmeerzeugung eine tiefgreifende technologische und infrastrukturelle Transformation. Vor diesem Hintergrund verfolgt die MVV Energie AG (MVV) im Rahmen des *Mannheimer Modells* das Ziel, die

Fernwärmeversorgung in Mannheim und der Metropolregion Rhein-Neckar bis 2030 klimaneutral zu gestalten. Dieses Vorhaben ist von besonderer Relevanz, weil die Fernwärmeerzeugung in Mannheim noch bis 2020 nahezu vollständig auf den Steinkohle-gefeuerten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Grosskraftwerk Mannheim AG (GKM) beruhte und gleichzeitig ein sehr großes, regional gekoppeltes Wärmesystem mit einer jährlichen Wärmeabgabe von rund 2,2 bis 2,4 TWh versorgt werden muss. Das Verbundnetz zählt zu den größten Fernwärmesystemen Deutschlands und versorgt etwa 160.000 Haushalte in Mannheim sowie weiteren Städten und Gemeinden der Rhein-Neckar-Region.

Erste wesentliche Schritte der Transformation der Erzeugung der Fernwärme wurden bereits umgesetzt: Mit dem Anschluss der thermischen Abfallbehandlungsanlage auf der Friesenheimer Insel im Jahr 2020 sowie der stärkeren Einbindung des Biomassekraftwerks seit 2024 können heute bereits bis zu 40 % des Fernwärmebedarfs durch erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme gedeckt werden. Parallel dazu wurde 2023 die erste Mannheimer Flusswärmepumpe (FWP I) in Betrieb genommen. Für die kommenden Jahre sieht MVV einen diversifizierten Technologiemix vor, der unvermeidbare Abwärme aus thermischer Verwertung, tiefe Geothermie, Flusswärmepumpen sowie klimaneutrale gasbasierte Spitzen- und Nachheizkonzepte auf Basis von Biomethan und perspektivisch Wasserstoff kombiniert. Innerhalb dieses Zielportfolios nehmen Flusswärmepumpen eine wichtige Stellung ein.

Vor diesem Hintergrund werden Flusswärmepumpen bei MVV nicht als singuläres Demonstrationsprojekt, sondern als skalierbarer Kernbaustein der zukünftigen Fernwärmeerzeugung verstanden. Aufbauend auf den Erfahrungen aus der ersten Anlage plant MVV mit der Flusswärmepumpe II (FWP II) eine deutlich größere Anlage mit mehr als 165 MW_{th}. Ergänzend soll mit der Flusswärmepumpe III (FWP III) eine weitere Anlage mit mindestens 100 MW_{th}. folgen. Zusammen mit der FWP I würde damit ein erheblicher Anteil der künftigen klimaneutralen Wärmeerzeugung auf der Nutzung von Flusswasser als Umweltwärmequelle basieren. Flusswärmepumpen stehen damit exemplarisch für einen Transformationspfad, der standortspezifische Ressourcen, sektorengekoppelte Stromnutzung und die Integration in bestehende Fernwärmeinfrastrukturen miteinander verbindet.

2. Das Grosskraftwerk Mannheim AG

Das GKM (Abbildung 1) betreibt in Mannheim-Neckarau eines der effizientesten Steinkohlekraftwerke Europas. Das GKM erzeugt Strom für Haushalte, für Gewerbe und Industrie sowie Fernwärme für die Metropolregion Rhein-Neckar mit umwelt- und ressourcenschonender Kraft-Wärme-Kopplung. Darüber hinaus ist das GKM ein großer Lieferant von Bahnstrom für die DB Energie GmbH.

Die installierte Werkleistung beträgt brutto 2.146 MW_{el} bzw. netto 1.958 MW_{el}, die installierte Fernwärmeleistung rund 1.500 MW_{th}. Von der Nettoleistung stehen 120 MW_{el} für die Produktion von Einphasenbahnstrom für DB Energie GmbH zur Verfügung. Insgesamt betreibt das GKM vier Anlagen, die Blöcke 6, 7, 8 und 9. Block 7 und Block 8 befinden sich in der Netzreserve.



Abb. 1: Das Grosskraftwerk Mannheim (GKM)

Das GKM unterstützt mit seinem Engineering die Projekte der MVV auf dem Gelände des GKM. Es stellt die Bauleitung der jeweiligen Projekte und übernimmt später die Betriebsführung aller Flusswärmepumpen. Derzeit betreibt das GKM die FWP I und den Fernwärmespeicher (FWSP). Das GKM befindet sich in einem Transformationsprozess hin zu nachhaltigen Erzeugungsanlagen.

3. Die Projekte Flusswärmepumpe I und Fernwärmespeicher

Wärmepumpen sollen einen wesentlichen Baustein bei der Energiewende in Deutschland darstellen. In Mannheim zeigt diese einfache wie auch geniale Technik seit fast drei Jahren, wie das gelingen kann. Industrielle Großwärmepumpen sind keine neue Erfindung. Vielmehr haben sie sich seit Jahrzehnten bewährt. Bereits in den 1850er Jahren entwickelt, gelang der Durchbruch erst mit den Ölkrisen in den 1970er Jahren. Im Zuge des Ideenwettbewerbs *Reallabore der Energiewende* des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) wurde durch die MVV und GKM ein erstes Projekt mit einer Leistung von 20 MW_{th} umgesetzt.

Als Wärmequelle für die Wärmepumpenanlage wird Wasser aus dem Rhein entnommen. Die benötigte Rheinwassermenge von max. 1,0 m^3/s wird über die bestehende Kühlwasserinfrastruktur des GKM dem Fluss entnommen und wieder

zugeführt. Die Benutzung bestehender Anlagen zur Rheinwasserentnahme und Wiedereinleitung haben sehr zur wirtschaftlich günstigen und schnellen Errichtung der Flusswärmepumpenanlage beigetragen.

Das Wärmepumpenmodul (Abbildung 2), Hauptbaustein der gesamten Anlage, ist 18 Meter lang, rund fünf Meter hoch und arbeitet hocheffizient. Die Wärmepumpenanlage basiert auf dem bekannten Prinzip der Aufnahme, Verdichtung, Abgabe und Entspannung eines Kältemittels (analog zum Kühlschrank). Innerhalb des Wärmepumpenmoduls nimmt das Kältemittel der Anlage die Umweltwärme des Rheinwassers über den sogenannten Verdampfer auf und wechselt dabei seinen Aggregatzustand von flüssig zu gasförmig. Weil die Temperatur des Kältemitteldampfs nicht reicht, um die notwendigen Vorlauftemperaturen des Fernheizwassers zu erreichen, wird das verdampfte Kältemittel über einen elektrisch angetriebenen Verdichter komprimiert und dabei erwärmt. Der Verdichter bringt das verdampfte Kältemittel auf die gewünschte Zieltemperatur und fördert das Medium in einen Wärmetauscher, den sogenannten Kondensator. Dort wird der Dampf entspannt und die dabei freiwerdende Energie erwärmt das Fernheizwasser. Durch die Abgabe der Temperatur kühlt das Kältemittel ab und der noch bestehende Druck im System wird über ein Drosselventil entspannt. Danach kann der Verdichtungsvorgang wiederholt werden. Beim Kältemittelkreis handelt es sich um einen geschlossenen Kreislauf, sodass das Rheinwasser und das Fernheizwasser nicht in direkten Kontakt mit dem Kältemittel kommen.

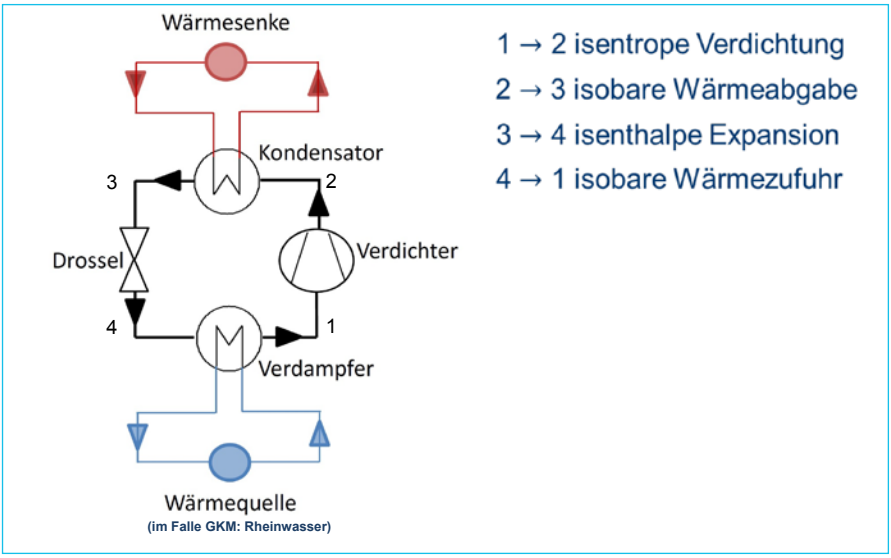


Abb. 2: Vereinfachte Darstellung Wärmepumpe/ Prinzipschaltbild/ Funktionsweise [1]

Im November 2020 startete das Projekt FWP I mit den Planungen und den Ausschreibungen zum Wärmepumpenmodul. Erste wichtige Bausteine waren die Stellung des Förderantrags durch die MVV und der Start des Reallabors im April 2021. Nach ca. 8 Monaten intensiver Planung und Ausschreibung konnte das Wärmepumpenmodul im November 2021 an die Firma Siemens Energy AG beauftragt werden. Weitere Bestellungen für die Anlagen- und Bautechnik folgten an namhafte Hersteller.

Im April 2022 begannen mit dem Spatenstich die Bauarbeiten am Wärmepumpengebäude. Im März 2023 konnten dann die ersten Bauteile der Wärmepumpe geliefert und aufgestellt werden. Der weitere Verlauf des Jahres 2023 war durch die Montage und Inbetriebnahme der Anlage geprägt. Nach erfolgreichem Probebetrieb konnte die Anlage am 01.12.2023 (Abbildung 3) an den regulären Kraftwerksbetrieb übergeben werden.

Seit Dezember 2023 läuft die Anlage gemäß den Vorgaben der MVV. Sie hat dabei knapp 11.000 Betriebsstunden hinter sich gebracht und das Fernwärmenetz, insbesondere in den Übergangsmonaten, mit gesicherter Leistung versorgt.

Obwohl die Technik im Grunde recht einfach ist, stecken doch insbesondere im Zusammenspiel der einzelnen Komponenten und in der Bewertung und Einschätzung der Wirkweise des Kältemittelkreislaufs in den unterschiedlichen Betriebszuständen die wesentlichen Herausforderungen. Wichtige Erfahrungen im Betrieb der Anlage sind:

- Ein Start ist der Betriebszustand mit dem höchsten Stressniveau für die Anlage. Es sollte daher darauf geachtet werden, diese auf ein vernünftiges Maß zu beschränken. Es ist dabei auch zu beachten, dass die Anlage nach dem Abstellen vor der Wiederanfahrt einige Zeit zum Druckausgleich benötigt (ca. 30 Minuten).
- Beim Anfahren steht sehr schnell Leistung zur Verfügung. Nach einer kurzen Anlaufphase (2–3 Minuten) stehen bereits 50 % der Leistung und nach ca. 15–20 Minuten die volle Leistung bereit.
- Auf Lastwechsel im Fahrbetrieb reagiert die Anlage sehr sensibel und bedarf daher einer modernen Leit- und Steuerungstechnik.
- Ein wichtiger Erfahrungspunkt ist zum Beispiel, dass die Anlage am besten funktioniert, wenn man so wenig wie möglich in die Betriebsparameter eingreift. Dauernde Änderungen der Durchflussmengen im Verdampfer und im Kondensator sowie mehrfache Änderungen in der Vorlauftemperatur des Fernheizwassers bedürfen einer sensiblen Aussteuerung der Anlage durch das Personal und die Leittechnik.
- Für die Wärmepumpentechnik gilt deshalb an dieser Stelle: *Weniger ist oft mehr.*



Abb. 3: FWP I im Grosskraftwerk Mannheim nach Fertigstellung

Bereits 2012 hat die MVV zusammen mit dem GKM einen der größten Fernwärmespeicher in Deutschland in Betrieb genommen.

Technische Daten:

- Bauart: Atmosphärischer Schichtspeicher (drucklos)
- Höhe: 36 m
- Durchmesser: 40 m
- Speichervolumen: 43.000 m^3
- Max. Speichertemperatur: 98 °C
- Max. Speicherinhalt 1.500 MWh
- Max. Entladeleistung: 250 MW
- Isolierung: Mineralwolle 500 mm
- Wärmeverlust: < 0,1%

Da der FWSP und die erste FWP I auf dem gleichen Temperaturniveau arbeiten, hat man die Anlagen zur Optimierung des Anlagenbetriebes miteinander verbunden. Im Betriebsregime der MVV ist der FWSP ein wichtiger Baustein, um Spitzenlasten im Netz abzudecken und in den Sommermonaten Ressourcen der anderen Energieträger zu schonen.

4. Der Status des Projektes Flusswärmepumpe II

Das Projekt FWP II befindet sich in einer fortgeschrittenen Planungs- und Genehmigungsphase und folgt einem strukturierten, iterativen Entwicklungsansatz. Ziel ist die Planung, Errichtung und Inbetriebnahme einer großskaligen Wärmepumpenanlage mit bis zu 165 MW_{th} zur Bereitstellung von Fernwärme unter Nutzung von Rheinwasser als Wärmequelle.

Um die thermische Leistung zu erreichen, muss die Anlage modular aufgebaut werden, sodass mehrere Großwärmepumpenmodule kombiniert werden. Dieser Ansatz ermöglicht außerdem eine flexiblere Anpassung an technische, wirtschaftliche und genehmigungsrechtliche Randbedingungen. Auf der anderen Seite ergeben sich bei einer geringen Anzahl größerer Module aufgrund der in Summe kompakteren Bauweise und der Skalenvorteile bei den Komponenten Kostenvorteile. In Summe hat sich für MVV eine Anlage bestehend aus zwei weitgehend identischen Modulen als wirtschaftlichste Lösung herausgestellt.

Ein wesentlicher Schwerpunkt des Projekts liegt in der Integration der Anlage in die bestehende Infrastruktur des GKM. Die hydraulische Einbindung basiert auf der Nutzung der vorhandenen Kühlwasserinfrastruktur, über die Rheinwasser in einer Größenordnung von etwa 10 m^3/s entnommen und nach der Nutzung wieder eingeleitet wird. Die gewonnene Wärme wird in das bestehende Fernwärmenetz eingespeist, wobei Vorlauftemperaturen von bis zu 130 °C erreicht werden sollen, um die Anforderungen des bestehenden Fernwärmesystems insbesondere im Winterbetrieb zu erfüllen.

Neben der hydraulischen Integration stellt auch die elektrische und leittechnische Anbindung eine zentrale Herausforderung dar. Die Anlage weist eine hohe elektrische Anschlussleistung auf, die im Projekt mit bis zu etwa 80 MW berücksichtigt wird, und muss in die vorhandenen Netz- und Leitsysteme des GKM sowie der übergeordneten MVV-Infrastruktur integriert werden. Diese Integration erfordert eine enge Abstimmung mit den bestehenden Betriebs- und Steuerungssystemen, um einen sicheren und effizienten Anlagenbetrieb zu gewährleisten.

Die bauliche Integration ist durch das stark begrenzte Baufeld im Bereich zwischen den Blöcken 7 und 8 geprägt. Die verfügbare Fläche ist durch bestehende Anlagen, Rohrtrassen und Infrastrukturelemente eingeschränkt und erfordert eine hochverdichtete sowie teilweise mehrgeschossige Anlagenplanung. Gleichzeitig ermöglicht die Nutzung bestehender Bauwerke und Leitungsinfrastrukturen eine erhebliche Reduktion von Erschließungsaufwänden und stellt damit einen wesentlichen wirtschaftlichen Vorteil dar.

Ein zentraler Aspekt des Anlagenkonzepts ist die Auswahl des Kältemittels, die sowohl durch technische als auch durch regulatorische Anforderungen bestimmt wird. Im Projekt wurde in der Ausschreibung festgelegt, dass auf den Einsatz fluorierter Kältemittel sowie auf Stoffe mit einem Global Warming Potential (GWP) größer als 20 verzichtet werden soll, was zu einer Fokussierung auf natürliche Kältemittel führt. Im konkreten Anlagenkonzept wird ein Kohlenwasserstoff, Isobutan, als Kältemittel eingesetzt. Dieses weist ein sehr geringes Treibhauspotenzial, keine Toxizität und vorteilhafte thermodynamische Eigenschaften für Anwendungen mit großen Temperaturhüben auf. Gleichzeitig erfordert die Verwendung eines brennbaren Kältemittels eine umfassende sicherheitstechnische Auslegung. Dazu gehören insbesondere Maßnahmen zum Explosionsschutz, zum Brandschutz sowie zur sicheren Handhabung und Wartung des Kältemittels im Betrieb.

Zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs wird ein umfassendes Anlagenkonzept umgesetzt, das unter anderem Kältemittelwartungs- und Speichersysteme umfasst. Diese ermöglichen eine kontrollierte Entleerung und Zwischenlagerung des Kältemittels, beispielsweise für Wartungszwecke oder im Störfall. Die Integration dieser Systeme in das Gesamtanlagenlayout ist eine wesentliche Voraussetzung für die Genehmigungsfähigkeit sowie den sicheren Betrieb der Anlage.

Die Skalierung auf eine thermische Gesamtleistung bis hin zu etwa 165 MW_{th} stellt eine zentrale Herausforderung dar. Diese erfolgt über die Kombination mehrerer Wärmepumpenmodule und erfordert eine sorgfältige Abstimmung zwischen thermodynamischer Auslegung, Betriebsflexibilität und wirtschaftlichen Anforderungen. Insbesondere bei niedrigen Quelltemperaturen des Rheinwassers ist die Bereitstellung hoher Vorlauftemperaturen technisch anspruchsvoll.

Darüber hinaus werden hohe Anforderungen an die Effizienz gestellt. Die Anlage muss aus den Förderbedingungen einen Mindestwirkungsgrad von etwa 40 % bezogen auf den theoretischen Carnot-Prozess erreichen und gleichzeitig flexibel auf unterschiedliche Lastfälle reagieren können. Die Betriebsbedingungen im Fernwärmesystem unterliegen saisonalen Schwankungen, weshalb eine adaptive Fahrweise der Anlage erforderlich ist.

Neben den rein technischen Fragestellungen spielen förderrechtliche Aspekte eine zentrale Rolle bei der Umsetzung des Projekts. Die FWP II ist grundsätzlich geeignet für eine Förderung im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW), da sie zur Dekarbonisierung der Fernwärmeversorgung beiträgt und erneuerbare Umweltwärme aus dem Rhein nutzt. Damit erfüllt das Vorhaben wesentliche strukturelle Voraussetzungen der Förderung, insbesondere im Hinblick auf die Integration erneuerbarer Wärmequellen in bestehende Wärmenetze sowie die langfristige Reduktion von Treibhausgasemis-

sionen. Die Förderfähigkeit wirkt dabei nicht nur als wirtschaftlicher Hebel, sondern beeinflusst auch die technische Auslegung, etwa hinsichtlich Effizienzanforderungen und Betriebstemperaturen.

Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die Genehmigungssituation, die aufgrund der Komplexität des Projekts und des industriellen Umfelds besondere Anforderungen stellt. Die Anlage begründet aufgrund des Kältemittels einen Betriebsbereich der unteren Klasse nach Störfallverordnung und unterliegt damit umfangreichen öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren. Diese umfassen unter anderem immissionsschutzrechtliche Aspekte, wasserrechtliche Fragestellungen sowie sicherheitstechnische Nachweise. Die erforderlichen Unterlagen werden im Rahmen eines iterativen Prozesses erstellt und fortgeschrieben, wobei insbesondere die Anforderungen an Explosionsschutz- und Brandschutzkonzepte eine zentrale Rolle spielen und im Austausch mit Behörden und Gutachtern kontinuierlich präzisiert werden. Aufgrund der Neuartigkeit der Anlagen, der fehlenden Definition von Wärmepumpenanlagen in der Genehmigungsgesetzgebung und fehlenden Standards in Behördenprozessen werden dabei auch in den Genehmigungsverfahren neue Wege beschritten, die stark einzelfall- und teilweise behördenabhängig sind [2].

Im Rahmen der europaweiten Ausschreibung der Generalunternehmerleistungen wurde die Anlage an die Firma STRABAG Umwelttechnik GmbH in Dresden vergeben. Bei optimalem Projektverlauf soll die Anlage Ende 2028 165 MW_{th} mit einer maximalen Vorlauftemperatur von 130 °C erzeugen.

Mit der Einreichung des Genehmigungsantrags und der Ausführungsplanung im 2. Quartal 2026 ist die Umsetzung in die nächste Phase gegangen. Auf dem geplanten Baufeld laufen parallel bereits die ersten Arbeiten zur Baufeldfreimachung und Kampfmitteluntersuchung. Seit Mai 2026 werden die ersten Arbeiten zur Verlegung der Rheinwasserleitung zur Versorgung der Wärmepumpe mit 10 m^3/s an Rhein-Flusswasser durchgeführt. Im 3. Quartal 2026 wird mit der Errichtung der Baugrube und der Gründung begonnen.

5. Ausblick

Weitgehend parallel soll basierend auf dem Konzept der FWP II die Flusswärmepumpe III (FWP III) realisiert werden. Während die FWP II den Übergang in großskalige Anwendungen dieser Technologie markiert, dient die FWP III der zusätzlichen Skalierung sowie der weiteren Integration erneuerbarer Wärmequellen in das bestehende Energiesystem.

Die Planung der FWP III ist bereits weit fortgeschritten und basiert auf einer abgeschlossenen Vorplanung, in der sowohl die hydraulischen Grundsysteme als auch die Schnittstellen zu bestehenden Infrastrukturen detailliert untersucht

wurden. Dabei wurde insbesondere die Nutzung der bestehenden Kühlwasserinfrastruktur des GKM als zentrale Voraussetzung bestätigt. Analog zur FWP II erfolgt die Wärmegewinnung auch bei der FWP III durch die Entnahme von Rheinwasser, wobei hier ein Volumenstrom von etwa 7 m^3/s vorgesehen ist.

Mit einer geplanten thermischen Leistung von mindestens 100 MW_{th} stellt die FWP III eine weitere signifikante Ausbaugröße dar, bleibt jedoch moderat kleiner gegenüber der FWP II. Die Anlage wird voraussichtlich aus mindestens zwei Wärmepumpenmodulen bestehen und ebenso wie die FWP II primär im Mittellastbereich betrieben, insbesondere im Winterhalbjahr.

Auch bei der FWP III wird das Prinzip der Nutzung bestehender Infrastrukturen konsequent fortgeführt. Das GKM stellt hierfür die erforderlichen Bauflächen zur Verfügung, während MVV als Eigentümer und Betreiber der Anlage auftritt. Die Betriebsführung wird hier gleichfalls vom GKM übernommen. Die Flusswasserentnahme und -rückführung erfolgt über bestehende Bauwerke, deren Kapazitäten im Zuge der schrittweisen Stilllegung konventioneller Kraftwerksblöcke frei werden. Diese Nutzung bestehender Strukturen ist ein wesentlicher Bestandteil des Gesamtkonzeptes und ermöglicht die wirtschaftlich effiziente Umsetzung der Anlage.

Die technische Auslegung der FWP III folgt im Grundsatz den gleichen regulatorischen und technologischen Randbedingungen wie bei der FWP II. Auch hier werden natürliche Kältemittel ohne fluorierte Bestandteile eingesetzt, wodurch sowohl ökologische Anforderungen als auch zukünftige regulatorische Entwicklungen berücksichtigt werden. Gleichzeitig bleibt der Zielkonflikt zwischen Effizienz, Sicherheit und Genehmigungsfähigkeit bestehen, sodass die konkreten technischen Lösungen im Rahmen der Ausschreibung und Herstellerauswahl weiter optimiert werden.

Bei der FWP III sollen auch die Erfahrungen aus Planung, Genehmigung und Auslegung der vorhergehenden Anlagen systematisch genutzt werden. Dies betrifft insbesondere die Auslegung der Schnittstellen zur Infrastruktur, die Dimensionierung der Hilfssysteme sowie die Ausgestaltung der sicherheitstechnischen Konzepte. Darüber hinaus ermöglicht die zeitliche Staffelung der Projekte eine schrittweise Weiterentwicklung des Gesamtsystems am Standort.

Diese Weiterentwicklung betrifft insbesondere die Integration der Anlagen in ein gemeinsames Betriebs- und Leittechnikkonzept. Perspektivisch ist vorgesehen, die unterschiedlichen Anlagenteile – einschließlich FWP I, FWP II, FWP III sowie weiterer Komponenten wie Nachheizsysteme und Wärmespeicher – in ein übergeordnetes System zu integrieren, das sowohl eine flexible Fahrweise als auch eine optimierte Systemführung ermöglicht.

Aus Sicht von MVV stellt die FWP III einen weiteren zentralen Baustein der strategischen Transformation hin zu einer treibhausgasarmen Fernwärmeversorgung dar. Die Kombination mehrerer Großwärmepumpen ermöglicht gemeinsam mit anderen Erzeugungstechnologien und Wärmespeichern eine schrittweise Transformation des gesamten Fernwärmesystems. Während die FWP I die technische Machbarkeit demonstriert hat, schaffen die folgenden Projekte die Grundlage für eine Skalierung. Gleichzeitig ergeben sich aus der zunehmenden Systemintegration neue Anforderungen an die Betriebsführung, die Flexibilität sowie die Kopplung mit anderen Sektoren, insbesondere im Bereich der Stromerzeugung und -nutzung. Die Kombination aus technischer Weiterentwicklung, Nutzung vorhandener Infrastruktur und strategischer Systemintegration bildet die Grundlage für eine langfristig nachhaltige und wirtschaftlich tragfähige Fernwärmeversorgung im Raum Mannheim.

6. Quellen

[1] AGFW Praxisleitfaden Großwärmepumpen (in Anlehnung).

[2] Dr. Henrik Pieper, Jannika E. Maaß-Schoon (HIC Consulting GmbH), Moritz Pfannkuch (GEF Ingenieur AG): Großwärmepumpen in der Fernwärme: Handreichung zur Planung und Genehmigung.

estaro®

Der Spezialist für hitzebeständige Edelstähle



www.estaro.de

Abwärmenutzung aus der Rostkühlung einer Müllverwertungsanlage mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe

Florian Schechinger

1. Einleitung 566
2. Ausgangssituation und Identifikation der Wärmequelle 567
3. Technische Randbedingungen der Rostkühlung 568
4. Auswahl der Wärmepumpentechnologie 569
5. Anlagenkonzept 570
6. Auslegung der Referenzanlage 571
7. Ergebnisse und Bewertung 573
8. Fazit und Ausblick 574
9. Quellen 575

In thermischen Abfallbehandlungsanlagen fallen erhebliche Wärmemengen an, die häufig über Rückkühler an die Umgebung abgegeben werden. Der vorliegende Beitrag untersucht am Beispiel einer Müllverwertungsanlage die Nutzung der Rostkühlung einer Verbrennungslinie als Wärmequelle für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe. Aufbauend auf einer vorgelagerten Potenzialanalyse wurde ein Anlagenkonzept entwickelt, bei dem ein Teilstrom des Rostkühlwassers über den Verdampfer einer Kompressionswärmepumpe geführt und die gewonnene Wärme in das Kondensat- beziehungsweise Speisewassersystem eingebunden wird. Die betrachtete Referenzauslegung erreicht eine Heizleistung von rund 1.300 kW bei einer elektrischen Leistungsaufnahme von rund 186 kW. Daraus ergibt sich ein COP von etwa 7,0. Die Ergebnisse zeigen, dass die Rostkühlung aufgrund ihres vergleichsweise hohen Temperaturniveaus

und ihrer kontinuierlichen Verfügbarkeit eine technisch sehr geeignete Wärmequelle darstellt. Die Untersuchung ist bewusst technisch ausgerichtet; wirtschaftliche Bewertungen sind nicht Gegenstand des Beitrags.

1. Einleitung

Die Steigerung der Energieeffizienz bestehender Kraftwerks- und Industrieanlagen ist ein wesentlicher Baustein zur Reduzierung des Primärenergieeinsatzes. In vielen Anlagen stehen Wärmeströme zur Verfügung, die aus prozesstechnischen Gründen abgeführt werden müssen, bislang jedoch nicht oder nur teilweise genutzt werden. Gerade in thermischen Abfallbehandlungsanlagen ist die energetische Nutzung des Abfalls bereits integraler Bestandteil des Anlagenkonzeptes. Dennoch verbleiben auch dort zusätzliche Abwärmepotenziale, deren Erschließung zur weiteren Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz beitragen kann.

Eine besondere Rolle nehmen dabei Wärmeströme ein, die zwar ein mittleres Temperaturniveau aufweisen, aber für eine direkte Nutzung im Fernwärme- oder Speisewassersystem nicht ausreichen. Moderne Hochtemperatur-Wärmepumpen schließen diese Lücke, indem sie Wärmequellen im Bereich von etwa 40 °C bis 70 °C auf ein für den Kraftwerksprozess nutzbares Temperaturniveau anheben. Entscheidend für eine hohe Effizienz ist dabei ein möglichst geringer Temperaturhub zwischen Quelle und Senke.

Der vorliegende Beitrag beschreibt die technische Untersuchung zur Nutzung der Rostkühlung einer Müllverwertungsanlage als Wärmequelle für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe. Im Mittelpunkt stehen die Identifikation der Wärmequelle, die Auswahl der geeigneten Wärmepumpentechnologie, die hydraulische Integration in den bestehenden Anlagenbestand und die Auslegung einer Referenzanlage. Die wirtschaftliche Bewertung der Maßnahme wird bewusst ausgeklammert, da sie stark von projektspezifischen Rahmenbedingungen wie Strompreis, Betriebsstunden, Förderkulisse und interner Bewertung der eingesparten Wärme abhängt.

Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau der untersuchten Müllverwertungsanlage. Der Beitrag konzentriert sich auf die Rostkühlung der Verbrennungslinie 3 und deren Einbindung in den bestehenden Kraftwerksprozess.

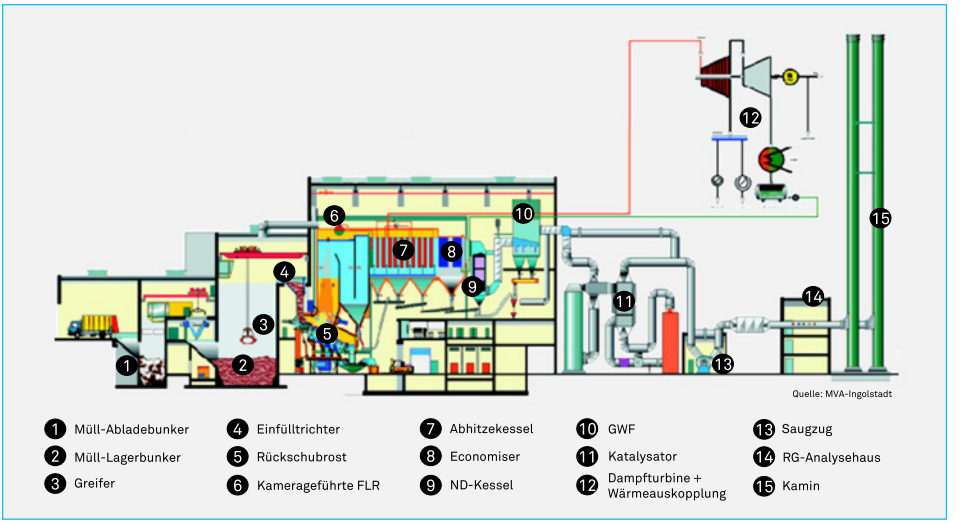


Abb. 1: Übersicht der untersuchten Anlage [1]

2. Ausgangssituation und Identifikation der Wärmequelle

Vor der detaillierten Betrachtung der Wärmepumpenintegration wurde eine Potenzialanalyse durchgeführt. Ziel dieser Voruntersuchung war es, innerhalb der Anlage vorhandene Abwärmequellen systematisch zu erfassen und hinsichtlich ihrer technischen Eignung zu bewerten. Betrachtet wurden insbesondere das Temperaturniveau, die zeitliche Verfügbarkeit, die Größenordnung des nutzbaren Wärmestroms, der notwendige Eingriff in den Anlagenbestand sowie die technische Komplexität einer möglichen Einbindung.

In einer solchen Betrachtung ist nicht allein die theoretisch verfügbare Wärmeleistung ausschlaggebend. Für die praktische Umsetzung ist vielmehr entscheidend, ob die Wärmequelle betrieblich stabil verfügbar ist, ob das Temperaturniveau eine effiziente Wärmepumpennutzung ermöglicht und ob sich die Einbindung ohne wesentliche Beeinträchtigung des laufenden Anlagenbetriebs realisieren lässt. Diese Kriterien sind insbesondere bei Bestandsanlagen maßgebend, da Eingriffe in zentrale Prozessbereiche häufig mit hohen technischen Risiken verbunden sind.

Die Untersuchung zeigte, dass neben weiteren Potenzialen insbesondere die Rostkühlung der Verbrennungslinie 3 eine geeignete Wärmequelle darstellt. Die Rostkühlung weist ein vergleichsweise hohes Temperaturniveau auf und ist unmittelbar an den Betrieb der Verbrennungslinie gekoppelt. Dadurch steht die Wärmequelle während des Anlagenbetriebs kontinuierlich zur Verfügung. Zudem kann die Einbindung über den Kühlwasserkreis erfolgen, ohne direkt in die Feuerung oder die Rauchgasreinigung einzugreifen.

Andere Abwärmepotenziale wurden im Rahmen der Voruntersuchung lediglich zur Vollständigkeit betrachtet. Sie sind nicht Gegenstand dieses Beitrags. Der fachliche Fokus liegt ausschließlich auf der technischen Nutzung der Rostkühlung mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe. Abbildung 2 fasst diese Einordnung zusammen und zeigt die Herleitung der gewählten Vorzugsvariante [3].

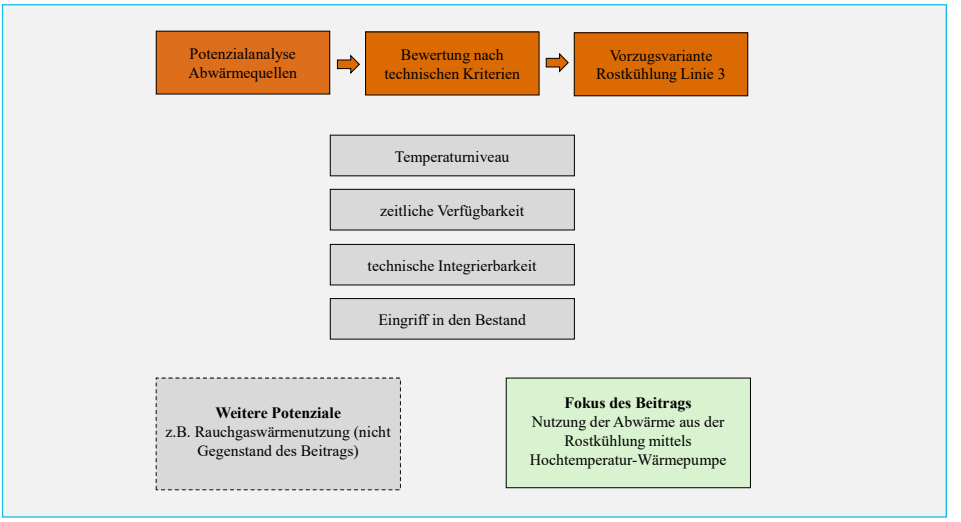


Abb. 2: Einordnung der Potenzialanalyse und Auswahl der Rostkühlung als Wärmequelle [3]

3. Technische Randbedingungen der Rostkühlung

Die Rostkühlung dient der thermischen Entlastung der Rostelemente der Verbrennungslinie. Die während des Verbrennungsprozesses aufgenommene Wärme wird über das Rostkühlwasser abgeführt. Im bestehenden Anlagenzustand wird diese Wärme über Rückkühler an die Umgebung abgegeben. Aus Sicht der Energieeffizienz handelt es sich somit um einen kontinuierlich anfallenden Wärmestrom, der bislang nicht in den Kraftwerksprozess zurückgeführt wird.

Die Betriebsdaten des bestehenden Rostkühlkreislaufs zeigen ein Temperaturniveau von etwa 66 °C im warmen und etwa 62 °C im kalten Ast des Kühlkreises bei einem Volumenstrom von rund 236 m^3/h. Daraus ergibt sich im Ist-Zustand eine Kühlleistung von rund 1.100 kW. Die drei Rückkühler sind jeweils mit einer Kapazität von rund 700 kW ausgelegt und stellen die erforderliche Wärmeabfuhr sicher.

Für die Wärmepumpenintegration ist nicht zwingend der vollständige Volumenstrom des Rostkühlkreises über die Wärmepumpe zu führen. Vielmehr kann ein geeigneter Teilstrom genutzt werden, der im Verdampfer der Wärmepumpe

stärker abgekühlt wird. Dadurch lässt sich die benötigte Quellleistung bereitstellen, während die betrieblichen Anforderungen der Rostkühlung über eine Misch- beziehungsweise Bypassschaltung eingehalten werden können.

Abbildung 3 zeigt das Bestandssystem der Rostkühlung. Die bisherige Wärmeabfuhr erfolgt vollständig über die Rückkühler. Diese Bestandskomponenten sollen im Konzept weiterhin erhalten bleiben und können auch nach Integration der Wärmepumpe als Redundanz oder zur Abdeckung besonderer Betriebszustände genutzt werden [1] [3].

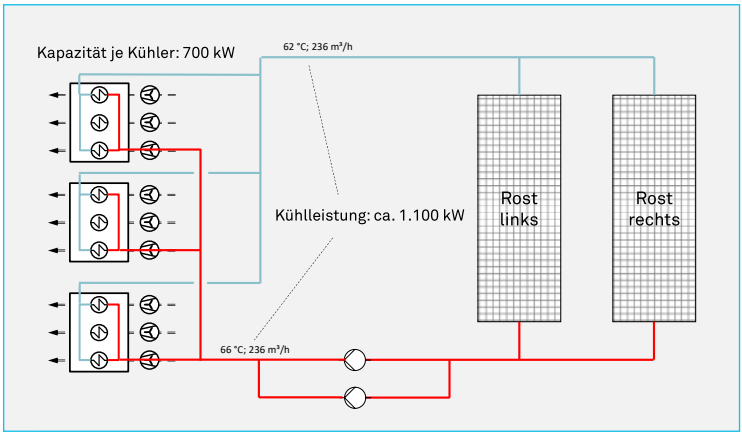


Abb. 3: Bestandssystem der Rostkühlung der Verbrennungslinie 3 [3]

4. Auswahl der Wärmepumpentechnologie

Für die Nutzung der Rostkühlung wurden unterschiedliche Wärmepumpentechnologien betrachtet. Grundsätzlich kommen Kompressions-, Absorptions- und Adsorptionswärmepumpen in Frage. Die Eignung hängt wesentlich vom Temperaturniveau der Wärmequelle, vom gewünschten Nutztemperaturniveau, von der verfügbaren Antriebsenergie und vom erforderlichen Regelverhalten ab.

Absorptions- und Adsorptionswärmepumpen können insbesondere dann interessant sein, wenn geeignete thermische Antriebsenergie zur Verfügung steht und elektrische Leistung vermieden werden soll. Für die hier betrachtete Anwendung waren jedoch hohe Leistungsdichte, gute Regelbarkeit, ein kompakter Aufbau und eine hohe Leistungszahl entscheidend. Unter diesen Randbedingungen ist die Kompressionswärmepumpe die technisch naheliegende Lösung.

Die betrachteten Herstelleranfragen bestätigten die grundsätzliche technische Realisierbarkeit der Anwendung. Für die Referenzbetrachtung wurde eine Kompressionswärmepumpe mit dem natürlichen Kältemittel Ammoniak (R717) zugrunde gelegt. Ammoniak besitzt sehr gute thermodynamische Eigenschaften, ein GWP (Global Warming Potential) von 0 und ist in industriellen Kälte- und

Wärmepumpenanwendungen etabliert. Aufgrund der Sicherheitsklasse B2L sind allerdings geeignete sicherheitstechnische Maßnahmen bei Aufstellung, Betrieb und Wartung zu berücksichtigen [3].

Tabelle 1 fasst die wesentlichen Eigenschaften der betrachteten Wärmepumpentechnologien qualitativ zusammen.

Tab. 1: Vergleich der untersuchten Wärmepumpentechnologien [3]

Kriterium	Kompressionswärme-pumpe	Absorptionswärme-pumpe	Adsorptionswärme-pumpe
Antriebsenergie	elektrische Energie	thermische Energie, z. B. Dampf oder Heißwasser	thermische Energie, z. B. Dampf oder Heißwasser
Leistungszahl	hoch bei geringem Temperaturhub	niedriger als Kompressionssysteme	niedriger als Kompressionssysteme
Regelbarkeit	gut und dynamisch	abhängig vom System, eher träger	zyklischer Betrieb, träger
Baugröße	kompakt, hohe Leistungsdichte	größerer Platzbedarf	größerer Platzbedarf
Eignung für Projekt	Vorzugsvariante	nicht priorisiert	nicht priorisiert

5. Anlagenkonzept

Das entwickelte Anlagenkonzept sieht vor, die Wärme aus dem Rostkühlkreislauf über den Verdampfer einer Hochtemperatur-Wärmepumpe aufzunehmen. Die Wärmepumpe hebt das Temperaturniveau an und stellt die Wärme auf der Senkenseite für das Kondensat- beziehungsweise Speisewassersystem bereit. Dadurch wird die bislang über Rückkühler abgeführte Wärme teilweise in den Kraftwerksprozess zurückgeführt.

Ein zentraler Punkt der Integration ist die hydraulische Entkopplung beziehungsweise Mischung im Rostkühlkreislauf. Die Rostkühlung ist ein betrieblich relevanter Hilfsprozess der Verbrennungslinie. Daher muss sichergestellt werden, dass die erforderlichen Temperaturgrenzen des Rostkühlwassers in allen Betriebszuständen eingehalten werden. Das vorgesehene Bypasskonzept ermöglicht es, den über die Wärmepumpe geführten Teilstrom mit dem übrigen Kühlwasser zu mischen und damit die erforderliche Rücklauftemperatur einzustellen.

Auf der Senkenseite wird die erzeugte Nutzwärme zur Kondensat- beziehungsweise Speisewasservorwärmung eingesetzt. Diese Einbindung ist aus technischer Sicht besonders sinnvoll, da im Kraftwerksprozess kontinuierlich ein geeigneter Wärmesenkenstrom vorhanden ist. Gleichzeitig wird die erzeugte

Wärme nicht in ein externes Netz ausgekoppelt, sondern intern genutzt. Dies reduziert Schnittstellen und verbessert die technische Beherrschbarkeit des Konzeptes.

Die bestehende Rückkühlung bleibt weiterhin verfügbar. Sie dient als Redundanz und kann in Betriebszuständen genutzt werden, in denen die Wärmepumpe nicht betrieben wird oder die Wärmesenke nicht ausreichend Wärme aufnehmen kann. Abbildung 4 zeigt die geplante Einbindung der Wärmepumpe in den Kraftwerksprozess [3].

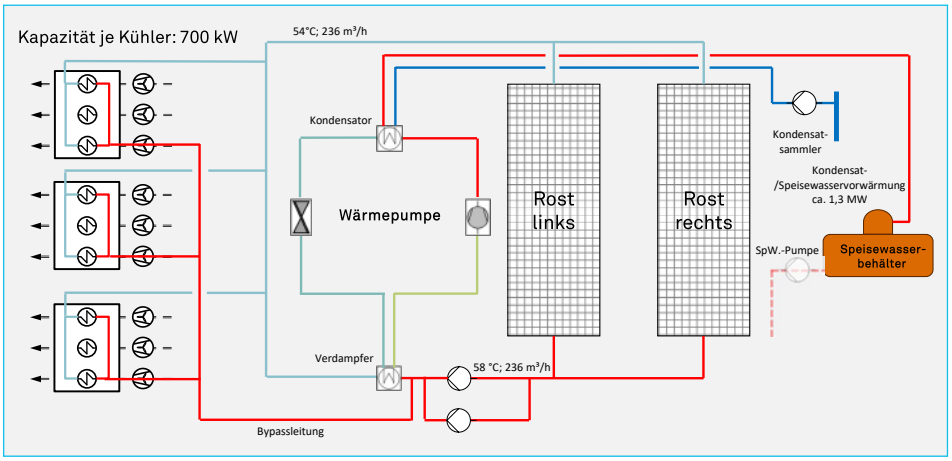


Abb. 4: Geplante Einbindung der Wärmepumpe in den Kraftwerksprozess [3]

6. Auslegung der Referenzanlage

Für die technische Bewertung wurde eine überarbeitete Referenzauslegung mit einer Heizleistung von rund 1.300 kW zugrunde gelegt. Die Auslegung basiert auf einem Teilstrom des Rostkühlwassers, der auf der Quellenseite der Wärmepumpe von etwa 58 °C auf 45 °C abgekühlt wird. Auf der Senkenseite wird ein Wasserstrom beziehungsweise Kondensatstrom von etwa 65 °C auf 80 °C erwärmt. Für die Auslegung der Wärmepumpe wurde das Temperaturniveau des Rostkühlkreises angepasst. Die ursprünglich im Rostkühlkreislauf vorliegenden Temperaturen von ca. 66/62 °C werden auf ein Temperaturniveau von ca. 58/54 °C abgesenkt. Hintergrund ist die Einhaltung der zulässigen Betriebs- und Auslegungsbedingungen der eingesetzten Ammoniak-Wärmepumpe.

Hierzu wird lediglich ein Teilstrom des Rostkühlwassers über den Verdampfer der Wärmepumpe geführt. Dieser wird dort von ca. 58 °C auf 45 °C abgekühlt. Anschließend erfolgt eine Vermischung mit dem verbleibenden Teilstrom des Rostkühlkreises, sodass sich im Gesamtsystem eine Rücklauftemperatur von etwa 54 °C einstellt.

Durch dieses Konzept kann die Wärmepumpe unter geeigneten Betriebsbedingungen betrieben werden, ohne die Funktion der Rostkühlung zu beeinträchtigen. Gleichzeitig steht der Wärmepumpe mit einer Eintrittstemperatur von ca. 58 °C weiterhin ein im Vergleich zu vielen industriellen Abwärmequellen außergewöhnlich hohes Temperaturniveau zur Verfügung, das maßgeblich zu den hohen erreichbaren Leistungszahlen beiträgt.

Die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe beträgt rund 190 kW. Daraus ergibt sich eine Leistungszahl von etwa 7,0. Dieses Ergebnis ist für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe sehr günstig und lässt sich durch das hohe Temperaturniveau der Wärmequelle sowie den vergleichsweise moderaten Temperaturhub erklären. Die Quellleistung liegt bei rund 1.126 kW. Die Differenz zwischen Quellleistung und Heizleistung entspricht im Wesentlichen der dem Prozess zugeführten elektrischen Verdichterleistung [2] [3].

Tabelle 2 zeigt die wesentlichen Auslegungsparameter der Referenzanlage. Die Werte sind als technische Planungsgrundlage zu verstehen und können im Rahmen des Detail-Engineerings weiter konkretisiert werden.

Tab. 2: Wesentliche Auslegungsparameter der Referenzanlage [2] [3]

Parameter	Wert	Bemerkung
Kältemittel	R717 / Ammoniak	natürliches Kältemittel, GWP 0
Heizleistung	ca. 1.300 kW	Referenzauslegung
Quellenleistung	ca. 1.126 kW	Wärmeaufnahme aus Rostkühlwasser
elektrische Leistungsaufnahme	ca. 186 kW	Verdichterleistung
COP	ca. 7,0	bezogen auf Auslegungspunkt
Quellenseite	58 °C / 45 °C	Rostkühlwasser, Teilstrom
Senkenseite	65 °C / 80 °C	Kondensat-/ Speisewasservorwärmung
Quellvolumenstrom	ca. 75,3 m³/h	Teilstrom über Verdampfer
Senkenvolumenstrom	ca. 76,0 m³/h	über Kondensator

Neben den Auslegungswerten wurde der tatsächliche Betrieb des Rostkühlkreises betrachtet. Die Auswertung der gemessenen Kühlwassermengen zeigt, dass die Wärmequelle über den betrachteten Zeitraum stabil zur Verfügung steht. Schwankungen im Volumenstrom sind vorhanden, liegen jedoch in einem Bereich, der durch eine geeignete Regelung der Wärmepumpe und des Bypasssystems beherrschbar ist.

Abbildung 5 zeigt den Verlauf der Wärmequellenleistung und des Volumenstroms im Rostkühlkreis. Die Darstellung verdeutlicht, dass die Quellleistung im betrachteten Zeitraum weitgehend im Bereich von rund 1.100 kW liegt. Damit bestätigt die Messauswertung die Größenordnung der für die Wärmepumpenauslegung angesetzten Wärmequelle [3].

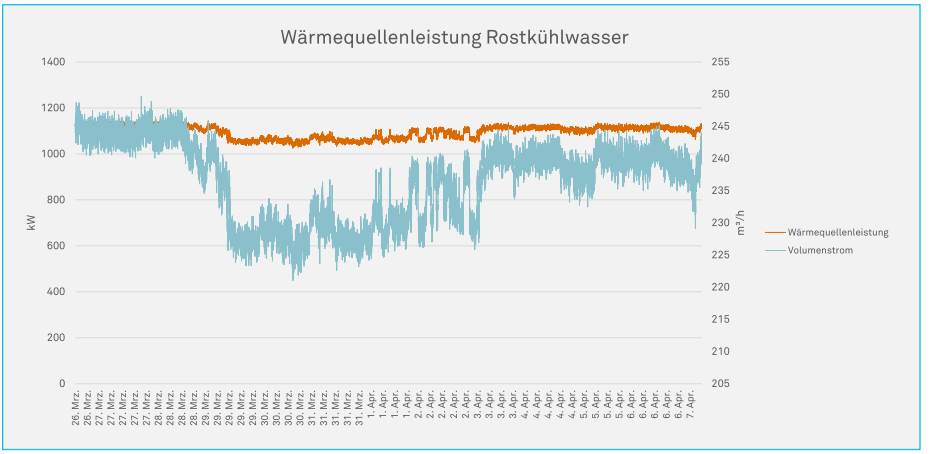


Abb. 5: Auswertung der tatsächlichen Kühlwassermenge und Wärmequellenleistung im Rostkühlkreis [3]

7. Ergebnisse und Bewertung

Die technische Bewertung zeigt, dass die Rostkühlung eine sehr geeignete Wärmequelle für eine Hochtemperatur-Wärmepumpe darstellt. Im Unterschied zu vielen anderen industriellen Abwärmequellen weist sie ein relativ hohes Temperaturniveau auf und ist während des Anlagenbetriebs kontinuierlich verfügbar. Dadurch können hohe Leistungszahlen erreicht werden.

Die Referenzauslegung mit rund 1.300 kW Heizleistung ermöglicht die Rückführung eines bislang ungenutzten Wärmestroms in den Kraftwerksprozess. Die bisher über Rückkühler an die Umgebung abgegebene Wärme wird teilweise nutzbar gemacht und dem Kondensat- beziehungsweise Speisewassersystem zugeführt. Die Rückkühler bleiben dabei als Redundanz erhalten und können weiterhin zur Wärmeabfuhr eingesetzt werden, wenn die Wärmepumpe nicht in Betrieb ist oder die Wärmesenke nicht ausreichend Wärme aufnehmen kann.

Für den Anlagenbetrieb ergeben sich mehrere technische Anforderungen. Die Wärmepumpe muss in die bestehende Leittechnik eingebunden werden. Die Volumenströme auf Quellen- und Senkenseite müssen so geregelt werden, dass die zulässigen Temperaturgrenzen eingehalten werden. Darüber hinaus sind bei der Verwendung von Ammoniak geeignete sicherheitstechnische Maßnahmen

nach den einschlägigen Regeln der Technik zu berücksichtigen. Dazu zählen unter anderem Aufstellungsbedingungen, Detektion, Lüftung, Sicherheitsventile und organisatorische Vorgaben für Betrieb und Wartung.

Abbildung 6 stellt die energetische Bilanz der Referenzauslegung schematisch dar. Die aus der Rostkühlung aufgenommene Quellleistung und die elektrische Verdichterleistung ergeben zusammen die bereitgestellte Nutzwärme auf der Senkenseite.

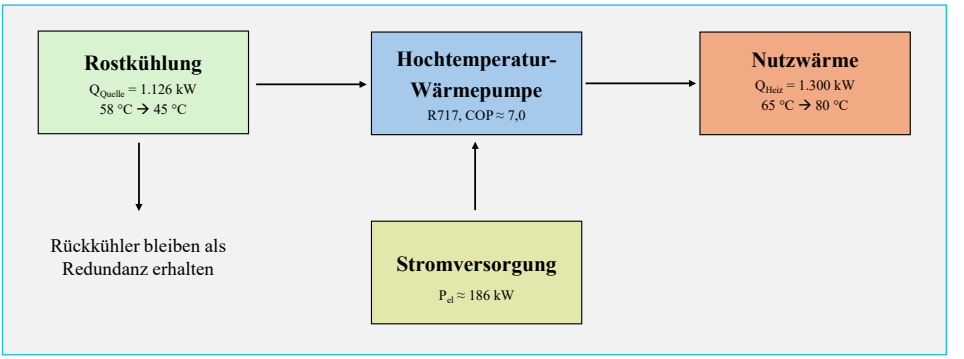


Abb. 6: Schematische Darstellung der energetischen Bilanz der Referenzauslegung [3]

Die Übertragbarkeit des Konzeptes auf weitere Anlagen hängt maßgeblich vom jeweiligen Aufbau der Rostkühlung, den verfügbaren Temperaturniveaus und den vorhandenen Wärmesenken ab. Der hier untersuchte Fall zeigt jedoch, dass Rostkühlkreise in thermischen Abfallbehandlungsanlagen grundsätzlich ein relevantes Potenzial für die Einbindung von Hochtemperatur-Wärmepumpen besitzen können.

Die Untersuchung macht außerdem deutlich, dass eine erfolgreiche Integration nicht allein von der Wärmepumpe selbst abhängt. Entscheidend ist vielmehr das Gesamtkonzept aus Wärmequelle, Wärmesenke, Hydraulik, Regelung und betrieblichen Randbedingungen. Gerade bei Bestandsanlagen ist die Einhaltung der bestehenden Prozessanforderungen vorrangig. Die Wärmepumpe muss sich daher in den Anlagenbetrieb einfügen und darf die Verfügbarkeit der Verbrennungslinie nicht beeinträchtigen.

8. Fazit und Ausblick

Die Rostkühlung einer Müllverwertungsanlage stellt eine bislang häufig unterschätzte Wärmequelle dar. Die vorliegende Untersuchung zeigt, dass deren Nutzung mittels Hochtemperatur-Wärmepumpe technisch möglich ist und hohe Leistungszahlen erreicht werden können. Ausschlaggebend sind das vergleichs-

weise hohe Temperaturniveau des Rostkühlwassers, die kontinuierliche Verfügbarkeit und die Möglichkeit einer hydraulischen Einbindung mit begrenztem Eingriff in den Anlagenbestand.

Mit einer Heizleistung von rund 1.300 kW und einem COP von etwa 7,0 weist die Referenzauslegung sehr günstige technische Kennwerte auf. Die gewonnene Wärme kann zur Kondensat- beziehungsweise Speisewasservorwärmung genutzt und damit in den Kraftwerksprozess zurückgeführt werden. Die bestehende Rückkühlung bleibt als Redundanz erhalten, wodurch die Betriebssicherheit des Gesamtsystems unterstützt wird.

In einem nächsten Schritt sind das Detail-Engineering, die abschließende hydraulische Auslegung, die sicherheitstechnische Bewertung der Ammoniakanlage und die Einbindung in die Leittechnik zu konkretisieren. Darüber hinaus sollten die Betriebsstrategien für Teillast, Stillstand der Wärmepumpe und Sonderbetriebszustände der Verbrennungslinie weiter ausgearbeitet werden.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass Hochtemperatur-Wärmepumpen ein wirkungsvolles Instrument zur Erschließung industrieller Abwärmepotenziale sein können. Für thermische Abfallbehandlungsanlagen bietet insbesondere die Rostkühlung einen interessanten Ansatzpunkt, sofern geeignete Wärmesenken im Anlagenprozess vorhanden sind.

9. Quellen

[1] MVA Ingolstadt: Betriebsdaten der Rostkühlung Linie 3, interne Projektdokumentation, 2025–2026.

[2] 2G Energy AG: Auslegungsunterlagen Hochtemperatur-Wärmepumpe R717, Projekt MVA Ingolstadt, 2026.

[3] Eigene Untersuchungen und Berechnungen des Autors im Rahmen der Potenzialanalyse und Konzeptentwicklung zur Abwärmenutzung aus der Rostkühlung, 2025–2026.

Innovation & Kreislaufwirtschaft
Sachsen e.V.

REGIONALE NETZ-WERKE FÜR DIE KREIS-LAUFWIRTSCHAFT

ARBEITSSCHWERPUNKTE

- **Energie**
  Energie ist der zentrale Rohstoff einer funktionierenden Kreislaufwirtschaft
- **Rohstoffe | Wertstoffe**
  Innovative Verfahren zur Wertstoffrück-gewinnung
- **Standortentwicklung**
  Die Entwicklung einer synergetischen Stoff- und Energiestromwirtschaft ist das Ziel zukunftsfähiger Industriestandorte
- **Zirkuläres Bauen**
  Eine enge Verzahnung von Planung, Bau und Rückbau



Innovation & Kreislaufwirtschaft e. V.
www.ik-sachsen.de

Innovative Hochtemperaturwärmepumpe zur Versorgung eines Industriestandorts mit Dampf

Udo Sommer und Joshua Roth

1. Ausgangssituation und Ziele des Projektes 578
1.1. Ausgangssituation 578
1.2. Ziele des Projektes 578
2. Übersicht über die zur Verfügung stehenden technischen Optionen 578
3. Technische Lösung 581
4. Technische Besonderheiten bei der Nutzung von Fernwärme 582
5. Besonderheiten bei der Emissionsbilanzierung von Fernwärme 584
6. Energiewirtschaftliche und technische Herausforderungen des Projektes 584
7. Stand des Projektes 586
8. Vorteile und Fazit 586
9. Quellen 587

COP	Coefficient of Performance
DWP	Dampfwärmepumpe
TCO	Total Cost of Ownership
TRL	Technology Readiness Level
Vbh	Vollbenutzungsstunden
WPG	Wärmeplanungsgesetz

1. Ausgangssituation und Ziele des Projektes

1.1. Ausgangssituation

Ein innenstadtnaher Chemiestandort im Ruhrgebiet benötigt für die Produktion Dampf mit einem Druck von 10 bar_a bei einer Dampftemperatur von über 220 °C. Ein geringer Teil des Dampfes wird auch zur Beheizung von Gebäuden genutzt. Dabei werden stündlich zwischen drei und zwanzig Tonnen Dampf benötigt, die Dampfabnahme kann um mehr als ein MW pro Minute schwanken. Aktuell wird der Dampf mit zwei redundanten, erdgasbefeuerten Großwasserraumkesseln erzeugt und über eine Dampfschiene an die Verbraucher am Standort verteilt.

Aufgrund der Anzahl der Gebäude am Standort und der leitungsgebundenen Prozessdampferzeugung ist das Dampfnetz des Standortes ein Wärmenetz gemäß Wärmeplanungsgesetz (WPG). Das WPG verpflichtet den Betreiber, ab dem 01.01.2030 mindestens 30 % des Gesamtwärmebedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken und in einem späteren Schritt, ab dem 01.01.2040, einen Anteil von 80 % zu erreichen [1].

Die Iqony Solutions GmbH wurde als Energieliefercontractor mit dem Projekt beauftragt, da ein Contracting für den Industriekunden wirtschaftlicher als eine Eigenlösung war.

1.2. Ziele des Projektes

Die Ziele des Projekts sind:

- Technologieauswahl zur sicheren Erfüllung des WPG in 2030
- Total Cost of Ownership (TCO) kleiner als Kosten der Erdgasbestandsanlage

2. Übersicht über die zur Verfügung stehenden technischen Optionen

Betrachtet wurden Technologien, die ein Technology Readiness Level (TRL) von größer acht aufweisen und es sich damit um ein nachgewiesen funktionsfähiges System handelt. Im Folgenden werden die einzelnen Technologien kurz vorgestellt und bewertet.

Gasturbine, Gasmotor und Brennstoffzellen

Eine Eigenstromerzeugung ist am Standort nicht gewünscht und derzeit auch nicht im Einsatz. Entweder würden die CO_2-Emissionen bei Verbrennung von Erdgas deutlich ansteigen, alternativ würden sich die TCO bei Nutzung grüner

Gase (Biomethan/Wasserstoff) deutlich erhöhen. Bei Brennstoffzellen sind die Investitionskosten zusätzlich wesentlich höher als bei allen anderen betrachteten Technologien.

Gaskessel

Der Neubau von Gaskesseln könnte den Erdgasverbrauch durch schnellere Laständerungsraten und einen verbesserten Wirkungsgrad um etwa 5 % senken. Die Ziele des WPG wären jedoch nur durch den Einsatz teurer und wenig verfügbarer grüner Gase erreichbar und damit nicht wirtschaftlich. Die Nutzung von Bestands- oder Neubaugaskesseln mit Erdgas für Spitzenlasten und Redundanzen ist aufgrund niedriger Investitionskosten jedoch interessant.

Elektrokessel (Großwasserraumkessel mit Heizpatronen)

Der E-Kessel kann bei günstigen Strompreisen mit einem Wirkungsgrad von knapp 100 % effizient grünen Dampf erzeugen und hat dabei niedrige Investitionskosten. Um die Vorgaben des WPG zu erfüllen, muss der E-Kessel entweder sehr groß dimensioniert werden, was der Stromanschluss nicht ermöglicht oder kleiner sein und dafür deutlich häufiger (3.000 bis 4.000 Vbh/a) und damit auch bei höheren Strompreisen zum Einsatz kommen. Die Nutzung des Potentials von Regelenergie und Intraday-Markt kann die TCO senken, gleichzeitig hängt die Wirtschaftlichkeit stark von günstigen Netzentgelten ab.

Solarthermie

Parabolrinnenkollektoren können je nach Standort in Deutschland mit 800 bis 1000 Vollbenutzungsstunden (Vbh) grünen Dampf erzeugen. Problematisch sind der sehr hohe Flächenbedarf und die volatile Dampferzeugung nur bei Sonnenschein.

Hochtemperaturwärmespeicher

Die Beladung des Speichermaterials erfolgt bei sehr hohen Temperaturen über Strom, ausgespeist wird später Dampf. Die Speicher haben einen vergleichsweise hohen Flächenbedarf und benötigen eine große elektrische Beladungsleistung, damit der Speicher in wenigen Stunden mit dem günstigsten Tagesstrompreis für den gesamten restlichen Tag beladen werden kann. Der Stromanschluss des Industrieunternehmens ist jedoch begrenzt, sodass die erzeugte Wärme bei günstigen Strompreisen ohne Speicherung direkt verwendet werden würde.

Biomassekessel

Die Dampferzeugung mit Biomasse – insbesondere Altholz – ist aufgrund sehr niedriger Brennstoffpreise für viele Kunden sehr interessant. Die hohen Materialflüsse sind am Standort jedoch nicht darstellbar.

Dampfwärmepumpe mit Dampfverdichtung

Die Dampfwärmepumpe (DWP) hat vergleichsweise hohe Investitionskosten, erreicht durch die Integration der Wärme einer Wärmequelle aber eine Effizienz bzw. einen Coefficient of Performance (COP) von größer als zwei. So kann die DWP auch bei deutlich höheren Strompreisen wirtschaftlich betrieben werden. Als Wärmequelle kommt bei einer DWP üblicherweise Abwärme oder Abwasser zum Einsatz. Beides ist nicht in ausreichenden Mengen am Standort vorhanden. Die Nutzung von Luft als Wärmequelle liefert gerade im Winter einen zu geringen COP. Geothermische Tiefenbohrungen wären am Standort zu teuer und zeitlich aufwendig. Der Standort verfügt jedoch über einen Fernwärmeanschluss, welcher als Wärmequelle zwar Kosten verursacht, dafür aber deutlich höhere Wärmequellentemperaturen und damit COPs ermöglicht. Abbildung 1 zeigt den schematischen Aufbau einer DWP mit der Fernwärme als Wärmequelle, die in die Wärmepumpe eintritt und dem Speisewasser, welches in der Wärmepumpe verdampft wird und im nachfolgenden Dampfverdichter auf den gewünschten Druck angehoben wird.

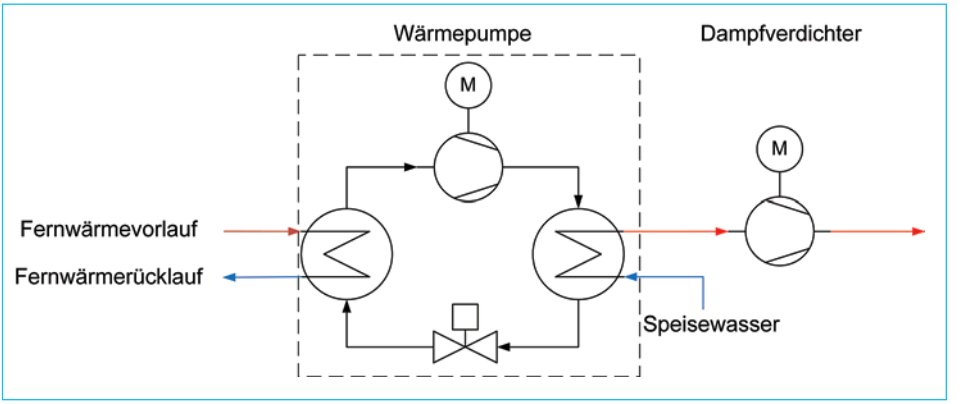


Abb. 1: Schema der Dampfwärmepumpe mit Fernwärme als Wärmequelle

Nach der initialen Technologiebewertung verblieben somit der E-Kessel und die DWP für die grüne Dampferzeugung. Der E-Kessel wurde nach näherer Untersuchung ausgeschlossen, da kein ausreichend großer Stromanschluss zur Verfügung stand und der E-Kessel daher häufig auch bei hohen Strompreisen in Betrieb sein müsste, um die Ziele des WPG zu erreichen. Zusätzlich liefert die Wärmepumpe je nach Förderung bessere TCO und wirtschaftlich einen Anteil an grünem Dampf von deutlich mehr als 30 %, sodass bereits ein großer Schritt in Richtung des Ziels von 2040 getätigt wird. Bestands-Gaskessel oder neue Gaskessel kommen bei Spitzenlasten und hohen Strom- und Fernwärmepreisen zum Einsatz.

3. Technische Lösung

Tabelle 1 zeigt die geplante Lösung mit zugeordneter Nutzung, der Leistung der Erzeuger und dem Gesamtflächenbedarf (inkl. Wartungsflächen, Gebäude, Elektro- und Leittechnik).

Tab. 1: Verwendete Erzeuger im Projekt

Erzeuger	Nutzung	Leistung	Gesamtflächenbedarf
Dampfwärmepumpe	Grund- und Mittellast	1 × 7,3 t/h	Ca. 330 m^2
Gaskessel	Hohe Strompreise/ Spitzenlast	3 × 6,7 t/h	Ca. 370 m^2
Bestands-Gaskessel	Redundanz	1 × 20 t/h	bereits vorhanden

Die DWP kommt somit bei günstigen bis moderaten Strom- und Fernwärmepreisen zum Einsatz. Die neuen Gaskessel versorgen den Standort bei hohen Strom- und Fernwärmepreisen vollständig mit Dampf, bei günstigeren Preisen ergänzen sie die Dampfversorgung der DWP, falls der Dampfbedarf größer als 5 MW bzw. 7,3 t/h ist. Die Dimensionierung der DWP auf 5 MW erfolgte auf Basis einer Voruntersuchung, bei der eine Größe von 3 MW, 5 MW, 7 MW und 10 MW miteinander verglichen wurde. Dabei ergab sich unter Betrachtung möglicher Hersteller und der Wirtschaftlichkeit der Varianten ein Optimum zwischen 5 MW und 7 MW, wobei sich der Kunde final für 5 MW entschied.

Durch die Stückelung der neuen Gaskessel auf drei Aggregate kann eine Redundanz auch ohne die Bestands-Gaskessel erreicht werden. Ebenfalls erlaubt dies tiefere Minimallasten im Vergleich zu den Bestands-Gaskesseln, was das Zusammenspiel zwischen Wärmepumpe und Gaskessel erleichtert. Rein technisch könnten die Wärmepumpen aber auch weiter mit den Bestands-Gaskesseln betrieben werden. In diesem Fall würde die erzeugte Dampfmenge aus der DWP leicht sinken, da die Bestands-Gaskessel wegen ihrer höheren Minimallast mehr Dampf liefern.

Abbildung 2 zeigt die Energiebilanz, die sich aus einer 20 Jahressimulation unter Nutzung einer marktüblichen Preisprognose (Stand: 01/2026) für Strom-, Gas- und CO_2-Preise ergibt. 24,3 GWh Dampf aus den neuen Gaskesseln ergeben bei 95 % Wirkungsgrad und einer Umrechnung auf den Brennwert 28,4 GWh_{Hs} Erdgasverbrauch. Mit 29,1 GWh werden bereits etwa 55 % des Wärmebedarfs von der DWP gedeckt. Unter Berücksichtigung von Verlusten und dem Strombedarf der Gaskessel werden nach Herstellerdaten etwa 14,1 GWh Strom und 17 GWh Fernwärme benötigt.

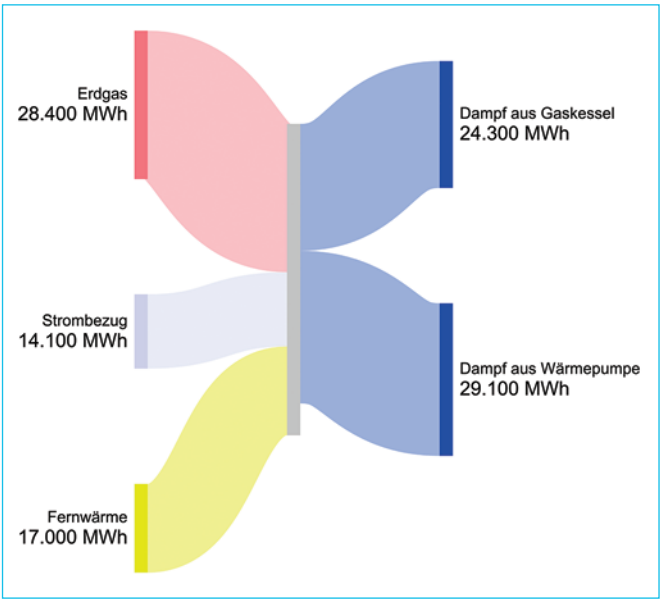


Abb. 2: Sankey-Diagramm der Energiebilanz

4. Technische Besonderheiten bei der Nutzung von Fernwärme

Die Nutzung von Fernwärme als Wärmequelle einer Wärmepumpe stellt sowohl den Betreiber als auch den Fernwärmeanbieter vor technische Herausforderungen.

Zuerst muss geprüft und abgestimmt werden, wie genau die Fernwärme als Wärmequelle eingebunden werden kann, die möglichen Varianten werden in Abbildung 3 dargestellt.

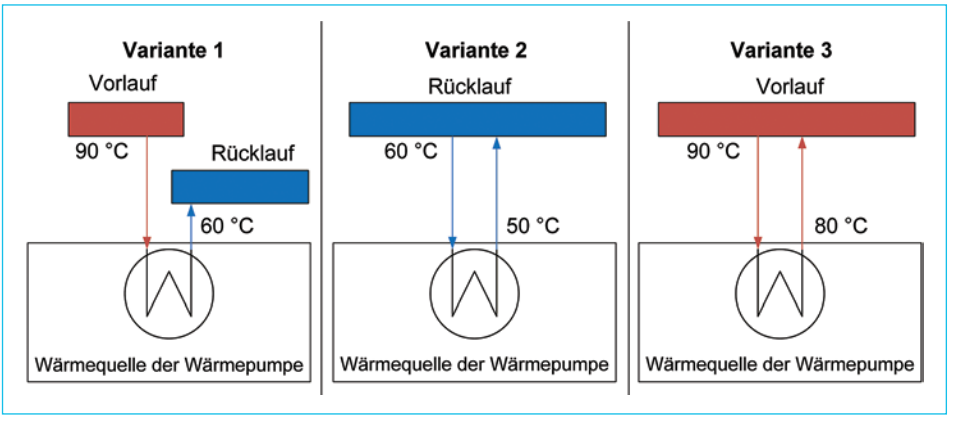


Abb. 3: Varianten der Fernwärmeanbindung mit beispielhaften Temperaturen

Variante 1 ist die übliche Nutzung von Fernwärme, bei der der Vorlauf durch die Wärmepumpe auf Rücklauftemperatur abgekühlt wird. Variante 2 ist die Nutzung des Rücklaufs als Wärmequelle, dessen Temperatur durch die Wärmepumpe noch weiter abgesenkt wird. Diese Variante wäre für den Fernwärmeanbieter am netzdienlichsten, da so die über das Fernwärmenetz übertragene Wärme maximiert wird und nur ein geringer Volumenstrom im Netz notwendig ist. Ebenfalls erleichtert eine niedrige Rücklauftemperatur im Netz die Einbindung erneuerbarer Wärmeerzeuger mit niedrigen Vorlauftemperaturen. Gleichzeitig ist der COP der Wärmepumpe durch die deutlich niedrigere Temperatur der Wärmequelle hier am schlechtesten. Variante 3 ist die Nutzung des Vorlaufs mit Abkühlung um wenige Grad und erneuter Einspeisung in das Vorlaufnetz der Fernwärme. Hierbei würde die Wärmepumpe den besten COP erreichen. Gleichzeitig ist diese Betriebsweise sehr schlecht für das Netz, da ein sehr hoher Volumenstrom für eine ausreichende Wärmelieferung notwendig ist und somit auch die Druckverluste und die notwendige Pumpenleistung deutlich ansteigen. Außerdem wird die Netzregelung durch unterschiedliche Vorlauftemperaturen komplizierter. Aufgrund der Vorgaben durch den Fernwärmenetzbetreiber wurde in diesem Projekt die Einbindung nach Variante 1 vorgesehen.

Der betrachtete Industriestandort zeichnet sich durch eine Vielzahl hochdynamischer Batchprozesse und eine daraus folgende stark schwankende Dampfabnahme aus. Diese stark schwankende Dampfabnahme muss zum einen von der DWP technisch bereitgestellt werden können, gleichzeitig muss der Fernwärmeversorger eine schnell wechselnde Dampferzeugung und damit einen schnell wechselnden Bedarf im Fernwärmenetz akzeptieren und technisch ermöglichen.

Fernwärme hat, anders als üblicherweise verwendete Abwärme, stark schwankende Temperaturniveaus, sowohl täglich als auch saisonal. Gleichzeitig planen nahezu alle Fernwärmenetzbetreiber eine Absenkung der Vorlauftemperaturen. Der Fernwärmeanbieter wünscht sich für eine bessere Auslastung des Fernwärmenetzes niedrige Rücklauftemperaturen, die den COP der DWP allerdings massiv verschlechtern. Somit muss gemeinsam mit dem Fernwärmeanbieter eine Einigung auf eine maximale Rücklauftemperatur erfolgen, mit der beide Parteien ihre Ziele erreichen. Die DWP muss als Konsequenz mit stark schwankenden Vorlauftemperaturen umgehen können und gleichzeitig immer mindestens die vereinbarte Rücklauftemperatur einhalten.

Falls mehr als eine DWP zum Einsatz kommt, kann eine höhere Gesamteffizienz erreicht werden. Über eine Kaskadierung müsste die erste DWP keine vollständige Abkühlung auf die vereinbarte Rücklauftemperatur erreichen, da der Rücklauf der ersten DWP als Vorlauf der zweiten DWP genutzt werden würde. Da der Rücklauf der Wärmequelle die für den COP entscheidende Temperatur ist, könnte so ein höherer Gesamt-COP erzielt werden. Gleichzeitig muss es

möglich sein, die erforderliche Rücklauftemperatur der Fernwärme auch bei Nutzung von nur einer DWP einzuhalten. Sicherheitstechnisch ist zu klären, ob der Verdampfer der DWP gleichzeitig als Wärmeübergabestation mit zugehörigen Messungen für die Fernwärme genutzt wird oder ob ein Zwischenkreislauf erforderlich ist, da immer verhindert werden muss, dass bei einer möglichen Leckage vom Kältemittel der DWP potenziell – je nach Kältemittel – toxisches oder brennbares Kältemittel in das Fernwärmenetz eintreten kann.

5. Besonderheiten bei der Emissionsbilanzierung von Fernwärme

Das Wärmeplanungsgesetz definiert Wärme aus Wärmepumpen grundsätzlich als grün, bei Verwendung der üblichen Wärmequellen wie Luft, Wasser, Abwasser, Geothermie oder Abwärme und bei Nutzung von Netzstrom, auch ohne Grünstromeinkauf [1]. Bei Verwendung von Fernwärme muss diese Betrachtung grundsätzlich mit der zuständigen Behörde geklärt werden. Nach externer energierechtlicher Beratung handelt es sich bei der Wärmeerzeugung um einen Fernwärmebooster und keine Wärmepumpe im Sinne des WPG. Somit muss beim Strom ähnlich wie bei einem E-Kessel der Grünstromanteil am Strommix angesetzt werden. Für das Jahr 2030 gilt hier der Zielwert nach EEG von 80 %, womit nur 80 % des eingesetzten Stroms als grün bewertet werden dürfen [2]. Bei der Fernwärme muss der grüne Anteil am Fernwärmemix für das jeweilige Jahr ermittelt und berücksichtigt werden. Dieser Wert wird für das Jahr 2030 nach WPG bei mindestens 30 % liegen [1]. Der Anteil an grünem Dampf berechnet sich dann nach der simulierten Energiebilanz aus Abbildung 2 aus 80 % des Strombezugs der Wärmepumpe und im schlechtesten Fall 30 % der 17 GWh Fernwärmebezug, dividiert durch die gesamte Dampferzeugung von 53,4 GWh. So liegt der Anteil an grünem Dampf je nach grünem Fernwärmeanteil zwischen 30 % (bei 30 % grüner Fernwärme) und 53 % (bei 100 % grüner Fernwärme).

Für das Jahr 2040 kann dann von einem Fernwärmemix von mindestens 80 % nach Vorgabe des WPG [1] und einem noch grüneren Strommix ausgegangen werden, auch wenn das EEG hierzu derzeit keine Zielvorgabe nennt [2].

6. Energiewirtschaftliche und technische Herausforderungen des Projektes

Essenziell ist es für ein DWP-Fernwärmeprojekt, dem Fernwärmeanbieter die Vorteile einer solchen Abnahme darzulegen. Ein Industriekunde benötigt Wärme meist ganzjährig mit einem etwas geringeren Bedarf im Sommer als im Winter. Für die Wirtschaftlichkeit eines solchen Projektes werden günstige Fernwärmepreise benötigt, die häufig unterhalb der Preise für Haushalts-

kunden liegen. Diese können gegenüber dem Fernwärmeanbieter damit gerechtfertigt werden, dass eine ganzjährige Abnahme erfolgen kann, also auch zu Zeiten, in denen der Anbieter üblicherweise nur wenig Fernwärme verkaufen kann. Ebenfalls ist es möglich, Fernwärme nur dann abzunehmen, wenn diese durch den Fernwärmeanbieter günstig erzeugt werden kann. Beispielsweise wäre eine Abnahme nur von Frühling bis Herbst denkbar, in der der Fernwärmebedarf deutlich niedriger ist. So könnte die Fernwärme aus den günstigsten Erzeugungsquellen verwendet werden, falls gleichzeitig noch die Vorgaben des WPG eingehalten werden können. Zusätzlich wäre bei enger Abstimmung auch eine tagesweise Einsatzplanung denkbar, bei der beispielsweise der Fernwärmebezug in einzelnen Stunden reduziert oder eingestellt wird. Anders als bei Haushalts- und Immobilienkunden ist eine Besicherung der Wärmeversorgung nicht erforderlich. Hierdurch entfallen Strukturierungskosten. Dies ermöglicht es dem Fernwärmebetreiber einen Sonderliefervertrag abzuschließen.

Um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen, ist eine Arbitragefahrweise zwischen DWP und Gaskesseln notwendig. Die DWP kommt somit nicht immer zum Einsatz, vielmehr werden je nach Marktpreisen entweder die DWP oder die Gaskessel oder beide gleichzeitig verwendet. So kann der durchschnittliche Bezugspreis für Strom deutlich gesenkt werden, bei nur moderat höheren Emissionen durch den Gaskesseleinsatz.

Für die Gesamtwirtschaftlichkeit des Projekts sind die Investitionskosten der DWP ausschlaggebend. Besonders kleinere Systeme mit < 5 MW sind hier kritisch, da fixe Kostenanteile eine deutlich größere Auswirkung haben. Zusätzlich beginnen die Standardbaureihen der DWP Hersteller auf Basis von Turbokompressoren meist erst bei 5–10 MW und sind hierbei deutlich günstiger als kundenspezifische Lösungen. Eine Förderung kann zusätzlich die hohen Investitionskosten der DWP reduzieren und somit die Wirtschaftlichkeit verbessern.

Technisch müssen einige Themen beachtet werden. Wichtig ist die notwendige Teillast der Wärmepumpe. Beim hier genannten Kunden mit schwankendem Lastbedarf und teilweise sehr geringer Dampfabnahme muss die Wärmepumpe eine ausreichende Minimallast erreichen können und gleichzeitig schnell genug auf Laständerungen reagieren können. Eine geringe Teillast von 30–40 % erreichen nur DWP auf Basis von Kolben- oder Schraubenkompressoren. Turbokompressoren erreichen ohne COP-Verlust meist nur eine Minimallast von etwa 70 %.

Als Kältemittel können zum derzeitigen Stand synthetische und natürliche Kältemittel eingesetzt werden. Aufgrund des aktuell diskutierten Verbots von fluorierten Kohlenwasserstoffen, spezifisch per- und polyfluorierte Alkylverbindungen (PFAS) [3], wurde auf synthetische Kältemittel verzichtet. Somit verbleiben in diesem Anwendungsfall Kohlenwasserstoffe und Ammoniak. Ammoniak wurde aufgrund seiner Toxizität und den wenigen verfügbaren

Herstellern in dieser Größenordnung ausgeschlossen. Nach der DIN EN 378-1 haben relevante Kohlenwasserstoffe wie Isobutan eine Sicherheitsklasse von A3 und sind damit nicht toxisch, aber leicht entflammbar [4]. Somit muss gewährleistet sein, dass Leckagen einerseits verhindert werden und andererseits durch Messgeräte zuverlässig und schnell detektiert werden können. Leckagen können theoretisch sowohl innerhalb des Prozesses – in Richtung der Fernwärme als Wärmequelle oder des Dampfnetzes als Wärmesenke – als auch am Aufstellungsort selbst durch Austritt in die Atmosphäre auftreten. Eine redundante Lüftungsanlage mit einer 15-fachen Luftwechselrate im Leckagefall nach Vorgabe der DIN EN 378-3 verhindert, dass sich ein explosionsfähiges Gemisch am Aufstellungsort bildet [5]. Je nach Hersteller werden DWP-Konzepte bei Aufstellung in einem eigenen Container oder einer Einhausung angeboten, die bereits über die erforderliche Lüftungsanlage verfügen. Zusätzlich kann eine ATEX-Zertifizierung der kältemittelführenden Anlagentechnik im Wärmepumpenraum erforderlich sein. Nebenaggregate oder der Dampfverdichter können in einem separaten Raum und Brandabschnitt aufgestellt werden, um auf eine ATEX-Zertifizierung zu verzichten.

7. Stand des Projektes

Im Juni 2026 ist das weitere Vorgehen im Projekt derzeit in Diskussion. Nach einer Förderabsage liegen die aktuell ermittelten Investitionskosten ohne Förderung über den zuvor geplanten Investitionskosten. Derzeit wird die Wirtschaftlichkeit des Projektes daher analysiert.

8. Vorteile und Fazit

Im Rahmen des in diesem Projekt betrachteten Energieliefercontractings profitiert der Industriekunde insbesondere davon, dass keine eigenen Investitionskosten für neue und dekarbonisierte Anlagentechnik anfallen. Dadurch kann gezielt in das Kerngeschäft investiert werden, während Risiken beim Contractor liegen.

Die Nutzung von Fernwärme als Wärmequelle für eine Dampfwärmepumpe stellt eine wirtschaftlich attraktive Lösung dar, wenn keine alternativen Wärmequellen in ausreichender Größe verfügbar sind. Gleichzeitig können die Anforderungen des Wärmeplanungsgesetzes durch den Einsatz von Fernwärme zuverlässig erfüllt werden.

Insgesamt zeigt sich, dass Industriestandorte mithilfe von Dampfwärmepumpen wirtschaftlich dekarbonisiert werden können. Idealerweise hat der Industriekunde hierfür eine Grund- und Mittellast von mehr als 5 MW, da hier auf günstigere Standardbaureihen zurückgegriffen werden kann, wodurch sich der Förderbedarf deutlich reduziert.

9. Quellen

[1] Wärmeplanungsgesetz (2023). Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz – WPG), Deutsches Gesetz, 12/2023.

[2] Erneuerbare-Energien-Gesetz (2023). Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023), Deutsches Gesetz, 01/2023.

[3] Umweltbundesamt: Per- und polyfluorierte Chemikalien (PFAS). URL: https://www.bundesumweltministerium.de/faqs/per-und-polyfluorierte-chemikalien-pfas (Stand: 02.06.2026).

[4] DIN EN 378-1 (2021). Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 1: Grundlegende Anforderungen, Begriffe, Klassifikationen und Auswahlkriterien; Deutsche Fassung EN 378-1:2016+A1:2020, 06/2021.

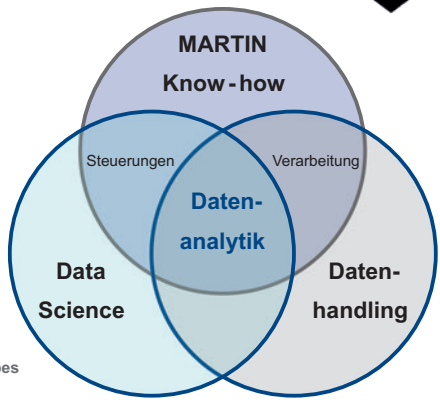
[5] DIN EN 378-3 (2020). Kälteanlagen und Wärmepumpen – Sicherheitstechnische und umweltrelevante Anforderungen – Teil 3: Aufstellungsort und Schutz von Personen; Deutsche Fassung EN 378-3:2016+A1:2020, 12/2020.

MARTIN .digital

MARTIN.DataAgent

Datengetriebene Lösungen: MARTIN Know-how trifft auf digitale Innovation

- **WERTSCHÖPFUNG AUS DATEN**
  Einfacher Zugriff auf standardisierte und kuratierte Daten
- **SICHERHEITSKONZEPT**
  Mehrschichtiges Sicherheitskonzept, DSGVO-konform, EU-basierte Cloud – digitale Souveränität
- **LEISTUNGSBERICHTE**
  Klare Leistungsübersicht mit smarten KPIs und verwertbaren Erkenntnissen
- **ONLINE-STOFFSTROMANALYSE**
  MARTIN Know-how bezüglich Überwachung und Bewertung des laufenden Betriebes



MARTIN.MSA

Optimieren Sie Ihren Abfallstrom: smartere Betriebsführung – optimierte Leistung



- **ABFALLVOLUMEN**
  Genaue Messung für die Planung und Berichterstellung
- **EFFIZIENTE BESCHICKUNG**
  Datengetriebene Erkenntnisse zum Beschickungsprozess
- **MÜLLSTROMÜBERWACHUNG**
  Frühzeitige Erkennung von großen Teilen, Verstopfungen und Müllrutschern
- **SCHURRENHISTORIE**
  Visuelle Protokollierung für die Leistungsbeurteilung & Störungsbehebung



www.martingmbh.de

Reversible ORC/Hochtemperaturwärmepumpen für die flexible und wirtschaftliche Einbindung von Wärmequellen in Fernwärmenetzen

Christopher Schifflechner, Marcus Budt, Arianna Passamonti, Andreas Schuster, Richard Aumann und Hartmut Spliethoff

1. Motivation 589

2. Die reversible ORC/Hochtemperaturwärmepumpen-technologie 590

3. Anwendungsmöglichkeiten 592

3.1. Geothermische Wärmequellen 592

3.2. Industrielle Abwärme 594

4. Der 1 MW_{th}/200 kW_{el} Demonstrator im Rahmen des FlexGeo-Projektes 596

5. Zusammenfassung und Ausblick 596

6. Quellen 597

1. Motivation

Die Dekarbonisierung des Wärmesektors stellt eine der größten Herausforderungen für die Erreichung der Klimaziele in Deutschland dar [1]. Neben der Umstellung von Einzelgebäuden auf emissionsarme Wärmeversorgungsoptionen wie Wärmepumpen sind die Transformation bestehender Fernwärmenetze auf nachhaltige Wärmequellen sowie der weitere Ausbau solcher Netze entscheidende Maßnahmen, insbesondere in dicht besiedelten Räumen [2]. Als emissionsarme Wärmequelle in Fernwärmenetzen kommt neben Gewässerwärme, Solarthermie und Biomasse vor allem die Geothermie infrage, welche in vielen Regionen Deutschlands ein sehr hohes technisches Potenzial aufweist [3] [4]. Außerdem stellt die Integration unvermeidlicher Abwärme aus Müllverbrennungsanlagen und Industrieprozessen einen weiteren wichtigen Baustein dar [5].

Für die Integration von Wärmequellen in Fernwärmenetze sind Groß- und Hochtemperaturwärmepumpen eine Schlüsseltechnologie. Einerseits, um Wärmequellen mit Temperaturen unterhalb der Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes zu erschließen und andererseits, um Wärmequellen weiter auskühlen zu können und damit mehr Wärmeleistung in das Fernwärmenetz zu integrieren, was wiederum die Notwendigkeit fossiler Spitzenlastkessel reduziert. In der praktischen Umsetzung ergeben sich jedoch technische und wirtschaftliche Herausforderungen durch die saisonale Wärmenachfrage. Aufgrund der geringen Wärmenachfrage in den Sommermonaten wird die Wärmepumpe in diesem Zeitraum meist nicht benötigt. Dies führt zu einer geringen Auslastung der Anlage, was die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen kann. Bei der Nutzung industrieller Abwärme besteht zusätzlich die Herausforderung, dass die Wärme häufig ganzjährig abgeführt werden muss, während im Fernwärmenetz möglicherweise keine oder nur sehr wenig zusätzliche Wärme benötigt wird, da bereits andere Wärmequellen die Grundlast decken.

Ein vielversprechender innovativer Lösungsansatz für diese Herausforderung besteht in der Nutzung sogenannter reversibler Systeme, die sowohl als Hochtemperaturwärmepumpe zur Anhebung des Temperaturniveaus als auch als Organic Rankine Cycle (ORC) zur Stromerzeugung genutzt werden können [6]. In einem reversiblen System werden wesentliche Hauptkomponenten, wie z. B. die Wärmeübertrager oder der Kompressor, in beiden Betriebsmodi genutzt. Dadurch kann im Winter die Bereitstellung von Fernwärme durch den Wärmepumpenbetrieb erfolgen, während in Zeiten geringer Wärmenachfrage überschüssige Wärme über den ORC-Betrieb zur Stromerzeugung genutzt werden kann [7] [8].

Während die Einzeltechnologien Großwärmepumpe [9] und ORC [10] bereits seit vielen Jahren kommerziell eingesetzt werden, befinden sich sogenannte reversible Systeme derzeit noch in der Entwicklung [6]. Dieser Beitrag liefert einen Überblick zum Stand der Technik der sogenannten reversiblen ORC (rev. ORC)-Technologie und deren technischem sowie wirtschaftlichem Anwendungspotenzial in Fernwärmenetzen.

2. Die reversible ORC/Hochtemperaturwärmepumpentechnologie

Die im Beitrag vorgestellte Technologie kombiniert somit die Funktionsweise eines ORC zur Stromerzeugung mit der einer Hochtemperaturwärmepumpe (HTWP) zur Anhebung des Temperaturniveaus einer Wärmequelle. Im Unterschied zu separaten ORC- und Wärmepumpenanlagen werden zentrale Hauptkomponenten in beiden Betriebsmodi genutzt. Dazu zählen insbesondere die Wärmeübertrager, der Arbeitsfluidkreislauf sowie die rotierende Maschine.

Der technologische Ansatz zielt damit darauf ab, die installierte Anlagentechnik über mehr Betriebsstunden im Jahr einzusetzen und damit wirtschaftlich darstellbar zu machen [6].

Das Grundprinzip der Technologie ist in Abbildung 1 dargestellt. Im ORC-Betrieb wird ein organisches Arbeitsfluid durch eine Wärmequelle verdampft, in einer Expansionsmaschine entspannt und anschließend im Kondensator verflüssigt. Die Expansionsleistung wird dabei zur Stromerzeugung genutzt. Im Wärmepumpenbetrieb erfolgt die Nutzung des Kreisprozesses in umgekehrter Richtung: Das Arbeitsfluid nimmt Wärme auf einem niedrigen Temperaturniveau auf, wird durch einen Kompressor auf ein höheres Druck- und Temperaturniveau gebracht und gibt anschließend Nutzwärme an das Fernwärmenetz ab. In einem solchen *reversiblen* System werden diese beiden Betriebsweisen in einer gemeinsamen Anlagenarchitektur zusammengeführt.

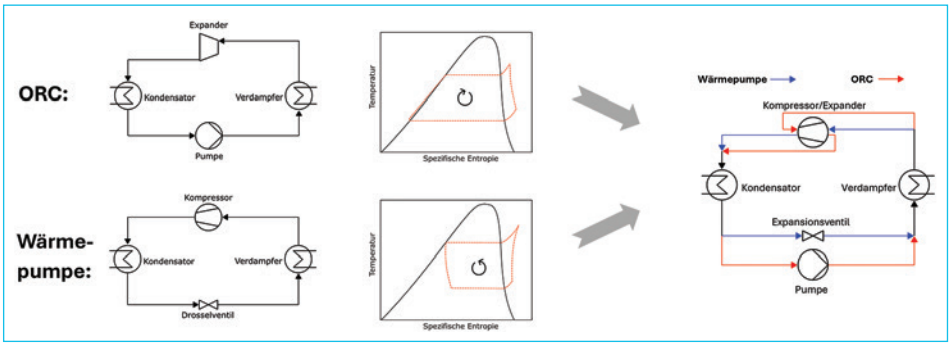


Abb. 1: Generelles Funktionsprinzip eines sogenannten reversiblen ORC/HTWP-Systems

Die technische Umsetzung ist jedoch anspruchsvoll, da die Komponenten nicht nur für einen einzelnen Betriebspunkt, sondern für zwei thermodynamisch unterschiedliche Betriebsmodi ausgelegt werden müssen. Besonders relevant sind hierbei die Auslegung der Wärmeübertrager, die Regelung des Arbeitsfluidkreislaufs, das Ölmanagement sowie die Betriebsführung beim Wechsel zwischen beiden Betriebsmodi. Eine zentrale Herausforderung stellt zudem die rotierende Maschine dar. Hierfür sind v. a. Schraubenkompressoren bzw. -expander eine vielversprechende, robuste Technologie, da sie leicht in beiden Betriebsmodi eingesetzt werden kann [11] [12].

Experimentelle Arbeiten zeigen, dass reversible ORC/HTWP-Systeme grundsätzlich technisch realisierbar sind. Abbildung 2 zeigt beispielhaft einen reversiblen ORC/HTWP-Versuchsstand an der TU München mit 20 kW_{el} Leistungskapazität, der eine Schraubenmaschine als reversible Schlüsseltechnologie in beiden Betriebsmodi verwendet. Die experimentellen Arbeiten zeigen, dass in beiden Betriebsmodi Performancekennzahlen erreicht werden können, die mit Versuchsanlagen, die nur einen der beiden Betriebsmodi abdecken können,

vergleichbar sind [11]. Wie erwartet sinkt die Leistungszahl mit zunehmendem Temperaturhub im Wärmepumpenbetrieb, während im ORC-Betrieb der elektrische Netto-Wirkungsgrad wesentlich vom Druckverhältnis und den jeweiligen Temperaturniveaus abhängt. D. h. die technische Umsetzbarkeit ohne signifikante Performanceverschlechterungen in einem der beiden Betriebsmodi konnte experimentell aufgezeigt werden, jedoch verbleiben weitere Herausforderungen und Optimierungsmöglichkeiten, v. a. im Bereich des Ölmanagements [13].

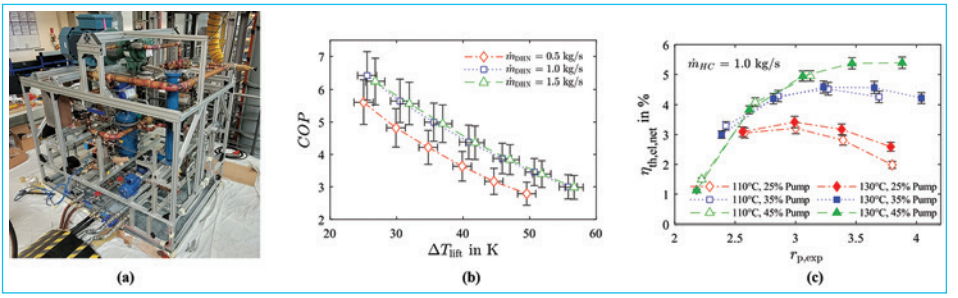


Abb. 2: Reversible ORC-Versuchsanlage an der TUM vor dem Anbringen der Isolierung sowie ausgewählte experimentelle Versuchsergebnisse aus Kaufmann et al. (2025) [11]

Parallel gab es in den letzten Jahren auch weitere experimentelle Aktivitäten im Bereich der rev. ORC-Technologie an verschiedenen Universitäten, u. a. für die Anwendung im Kontext von Carnot-Batterien [12] [14] oder auch industrieller Abwärme [15]. Somit lässt sich festhalten, dass die technische Umsetzbarkeit der Technologie zwar experimentell belegt ist, eine kommerzielle Verfügbarkeit aktuell jedoch noch nicht besteht. Dies wird durch die in Kapitel 4 dargestellten Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten adressiert.

3. Anwendungsmöglichkeiten

Zunächst wird im Nachfolgenden auf die Einsatzpotenziale der reversiblen ORC-Technologie für die Bereiche Geothermie und industrielle Abwärme eingegangen. Bei beiden Bereichen handelt es sich laut einer aktuellen Marktübersicht um die vielversprechendsten Anwendungsfelder für reversible ORC/HTWP-Systeme [6].

3.1. Geothermische Wärmequellen

Geothermische Wärmequellen eignen sich besonders für die Einbindung in Fernwärmenetze, da sie grundsätzlich kontinuierlich verfügbar sind und damit einen wichtigen Beitrag zur Grundlastversorgung leisten können. In Deutschland bestehen – vor allem im Norddeutschen Becken, im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken – relevante Potenziale für die hydrothermale

Geothermie [4]. Die tatsächlich nutzbare Wärmeleistung einer geothermischen Anlage hängt dabei nicht nur von der Förderrate und der Produktionstemperatur ab, sondern auch wesentlich von der Rücklauftemperatur des Fernwärmenetzes [16]. Je niedriger die Rücklauftemperatur ist, desto stärker kann das Thermalwasser abgekühlt werden und desto mehr geothermische Wärme kann in das Netz eingespeist werden.

In bestehenden konventionellen Fernwärmenetzen sind die Rücklauftemperaturen jedoch im Bereich von 50 bis 70 °C, was die thermischen Kapazitäten geothermischer Wärmeprojekte limitiert. Großwärmepumpen bieten hier die Möglichkeit, den geothermischen Rücklauf weiter auszukühlen und die dabei gewonnene zusätzliche Wärme auf das benötigte Temperaturniveau des Fernwärmenetzes anzuheben [17]. Jedoch stellen hier die niedrigen Volllaststunden ein wirtschaftliches Hemmnis dar.

Während im Winter hohe Netzlasten auftreten und eine zusätzliche Auskühlung der geothermischen Quelle besonders wertvoll ist, sinkt der Wärmebedarf im Sommer deutlich. Eine reine Hochtemperaturwärmepumpe würde in diesen Zeiträumen nur eingeschränkt betrieben oder vollständig abgeschaltet werden. Diese niedrigen Volllaststunden einer konventionellen Großwärmepumpe stellen damit ein entscheidendes wirtschaftliches Hemmnis dar. Genau an dieser Stelle kann ein reversibles ORC/HTWP-System einen zusätzlichen Vorteil bieten: Bei hoher Wärmenachfrage wird die Anlage als Wärmepumpe betrieben und erhöht die nutzbare geothermische Wärmeleistung. In Zeiten geringer Wärmenachfrage kann dieselbe Anlagenstruktur in den ORC-Betrieb wechseln und einen Teil der geothermischen Wärme im Falle von vorliegenden Fördertemperaturen über 100 °C zur Stromerzeugung nutzen [7].

Abbildung 3 zeigt dieses Prinzip schematisch für ein geothermisches Fernwärmesystem. Im Winterbetrieb steht die zusätzliche Wärmebereitstellung durch die Wärmepumpe im Vordergrund. Die geothermische Wärmequelle wird stärker ausgekühlt, wodurch mehr Wärme in das Fernwärmenetz integriert werden kann. Im Sommerbetrieb ist die direkte Wärmenachfrage geringer; der reversible Prozess kann dann als ORC betrieben werden und elektrische Energie aus der verfügbaren geothermischen Wärme erzeugen. Der wesentliche Vorteil liegt somit nicht allein in einem einzelnen effizienten Betriebspunkt, sondern in der flexibleren Nutzung der geothermischen Quelle über das Jahr hinweg.

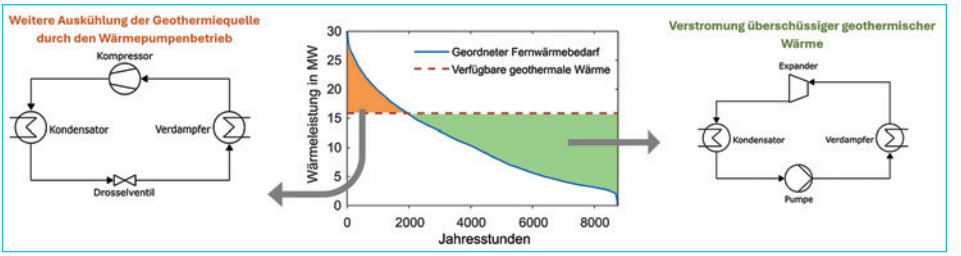


Abb. 3: Betriebskonzept eines reversiblen ORCs in einer geothermischen Anlage anhand einer geordneten Jahresdauerlinie eines realen geothermischen Heizwerkes in Süddeutschland

Wie Kaufmann et al. (2026) zeigen, kann der Einsatz reversibler HTWP insbesondere zur Deckung von Spitzen- und Mittellastanteilen in geothermischen Heizwerken technisch und wirtschaftlich interessant sein [7]. Der Nutzen ergibt sich dabei vor allem aus der zusätzlichen Nutzung der gleichen Anlagentechnik für die Verstromung überschüssiger Geothermiewärme zwischen Frühjahr und Spätherbst. Die Ergebnisse einer ausführlichen Jahressimulation inkl. Teillastverhalten für ein reales Fernwärmenetz im Münchner Süden zeigen auf, dass die reversible HTWP-Technologie ein deutlich robusteres Investment im Vergleich zu einer rein konventionellen HTWP darstellen würde.

3.2. Industrielle Abwärme

Die Dekarbonisierung von Wärmenetzen erfordert neben erneuerbaren Wärmequellen auch die stärkere Nutzung industrieller Abwärme. Deren Integration kann den fossilen Wärmeeinsatz und die damit verbundenen Emissionen verringern, ist jedoch technisch und wirtschaftlich anspruchsvoll. Eine wesentliche Herausforderung ist die zeitliche Diskrepanz zwischen ganzjährigem Abwärmedargebot und saisonalem Wärmebedarf. Insbesondere im Sommer ist die Wärmeabnahme in vielen Netzen reduziert, sodass industrielle Abwärme nur eingeschränkt genutzt werden kann. Dies verringert die Attraktivität der Investitionen in die Abwärmenutzung sowohl für wärmeabgebende Unternehmen als auch Wärmenetzbetreiber. Wird industrielle Abwärme in Wärmenetze integriert, so ist zur Erhöhung der Abwärmeausnutzung eine Absenkung der Rücklauftemperatur naheliegend, in der Praxis jedoch oft nur begrenzt realisierbar. Eine Option zur weiteren Auskühlung von industriellen Abwärmequellen ist der Einsatz von Wärmepumpen, deren Nutzung jedoch ebenfalls durch die saisonale Wärmeabnahme begrenzt ist. Vor diesem Hintergrund stellt dieser Beitrag das Konzept des reversiblen ORC-Prozesses zur flexibleren und potenziell ganzjährigen Nutzung industrieller Abwärme vor.

In der nachfolgenden Abbildung 4 sind eine heute übliche Nutzung industrieller Abwärme und eine Nutzung unter Einbeziehung eines reversiblen ORC-Prozesses am Beispiel eines industriellen Kühlkreislaufes dargestellt. Heute

üblich ist die vollständige Nutzung einer industriellen Abwärme bei hohen Wärmebedarfen im Winter, die anteilige Nutzung in den Übergangszeiten und der Wegfall der Wärmeabnahme aus dem Wärmenetz im Sommer. Hierdurch entsteht bei Nutzung industrieller Kühlkreisläufe die Notwendigkeit der Abführung der Wärme an die Umgebung. Regelmäßig steht die Klärung der Frage der Verantwortlichkeiten für die erforderlichen Investitionen und die Absicherung der seitens des Industrieprozesses erforderlichen Rückkühlung einer entsprechenden Nutzung im Wege oder verzögert Projekte erheblich. Die Integration eines reversiblen ORC-Prozesses bietet Wärmenetzbetreibern eine neue Option zur ganzjährigen Abnahme und Nutzung industrieller Abwärmequellen. So kann der reversible ORC bei hohem Wärmebedarf im Winter als Wärmepumpe betrieben werden und durch die zusätzliche Auskühlung der industriellen Abwärmequelle lässt sich dabei mit einem hohen COP weitere Wärme für das Wärmenetz bereitstellen. Im Sommer kann der reversible Prozess hingegen als ORC zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

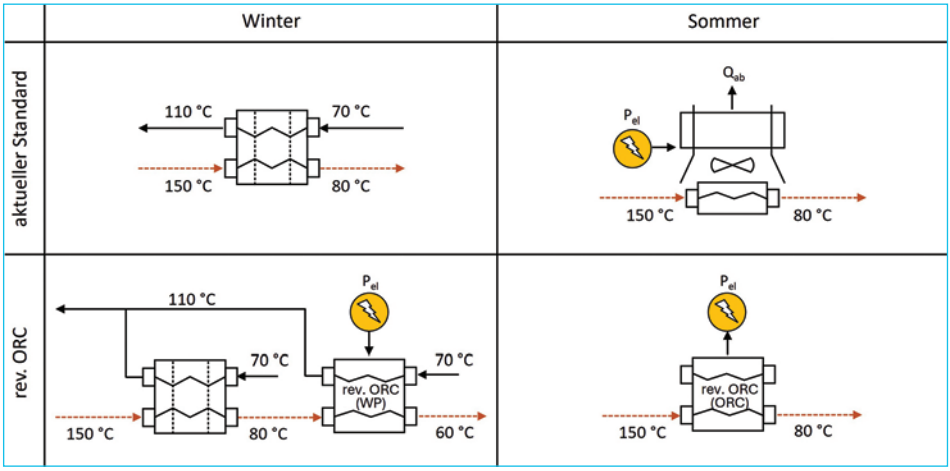


Abb. 4: Betriebskonzept eines reversiblen ORCs für die industrielle Abwärmenutzung

Das Anwendungsbeispiel zeigt, dass reversible ORC-Prozesse eine zusätzliche Handlungsoption zur vermehrten Integration industrieller Abwärme in Wärmenetze darstellen können. Insbesondere kann die saisonale Begrenzung der Wärmeabnahme reduziert und die Nutzung verfügbarer Abwärmepotenziale verbessert werden. Für eine belastbare Bewertung des Potenzials sind jedoch noch weiterführende Untersuchungen zu thermodynamischer Auslegung, Betriebsweise, Wirtschaftlichkeit und systemischer Einbindung erforderlich.

4. Der 1 MW_{th}/200 kW_{el} Demonstrator im Rahmen des FlexGeo-Projektes

Ein zentraler nächster Entwicklungsschritt für die reversible ORC/HTWP-Technologie ist die Übertragung der bisher im Labor- und Pilotmaßstab untersuchten Konzepte in eine anwendungsnahe Leistungsklasse. Im Rahmen des von 06/2024 bis 05/2028 laufenden europäischen Forschungsprojektes FlexGeo wird daher ein Demonstrator mit einer thermischen Leistung von etwa 1 MW_{th} im Wärmepumpenbetrieb und einer elektrischen Leistung von rund 200 kW_{el} im ORC-Modus entwickelt. Die Entwicklung und Umsetzung erfolgen federführend durch den deutschen ORC-Hersteller Orcan Energy aus München in enger Zusammenarbeit mit mehreren universitären Forschungseinrichtungen. Zielsetzung ist eine mehrmonatige experimentelle Charakterisierung des Demonstrators im Laufe des Jahres 2027. Da die Entwicklung des Demonstrators auf der kommerziellen modularen ORC-Produktplattform von Orcan Energy aufbaut, ist eine kommerzielle Markteinführung in den nächsten Jahren möglich. Hierfür sind parallel zu den technischen Entwicklungen auch verstärkte Aktivitäten zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit sowie zur Optimierung der Geschäfts- und Betreibermodelle aus Sicht späterer Kunden und Anwender notwendig.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Reversible ORC/HTWP-Systeme stellen einen vielversprechenden Ansatz zur flexibleren und wirtschaftlicheren Nutzung von Wärmequellen in Fernwärmenetzen dar. Der zentrale Vorteil liegt darin, dass wesentliche Anlagenkomponenten sowohl zur Anhebung des Temperaturniveaus im Wärmepumpenbetrieb als auch zur Stromerzeugung im ORC-Betrieb genutzt werden können. Dadurch kann die Jahresauslastung der installierten Anlagentechnik erhöht und die Nutzung kontinuierlich verfügbarer Wärmequellen verbessert werden. Besonders relevante Anwendungsfelder sind geothermische Fernwärmesysteme sowie industrielle Abwärmequellen, bei denen das Wärmedargebot und der Wärmebedarf häufig zeitlich auseinanderfallen. Die bisherigen experimentellen Arbeiten belegen die technische Umsetzbarkeit reversibler Systeme. Mit dem im FlexGeo-Projekt entwickelten Demonstrator soll ein wichtiger Schritt in Richtung anwendungsnaher Validierung und späterer Markteinführung erfolgen. Zukünftige Arbeiten sollten neben der technischen Demonstration insbesondere belastbare Betriebsdaten, standardisierte Systemkonzepte und geeignete Geschäftsmodelle für konkrete Fernwärme- und Abwärmeanwendungen adressieren.

Danksagung

Die Autoren danken für die Förderung durch das Forschungs- und Innovationsprogramm Horizon Europe der Europäischen Union im Rahmen der Finanzhilfevereinbarung Nr. 101147576 (FlexGeo). Die in diesem Dokument dargestellten Informationen geben ausschließlich die Auffassung der Autoren wieder. Die Fördermittelgeber übernehmen keine Verantwortung für die Verwendung der darin enthaltenen Informationen.

6. Quellen

[1] Schossig, P. et al.: *Klimaneutrale Wärmeversorgung: Bedeutung für die Energiewende und Herausforderungen bei Technik, Wirtschaftlichkeit und Regulierungen*. Beiträge zur FVEE-Jahrestagung 2022. Forschungsverbund Erneuerbare Energien, 2022.

[2] Trentmann, L., Ceruti, A., Schweiger, B., Spliethoff, H.: *What district heating share is optimal for a municipality? A holistic approach including supply temperatures*. Energy Conversion and Management, 2026, 357:121434. doi:10.1016/j.enconman.2026.121434.

[3] Bracke, R. et al: *Roadmap for Deep Geothermal Energy for Germany*. Fraunhofer-Gesellschaft, 2022.

[4] Eyerer, S., Schifflechner, C., Hofbauer, S., Bauer, W., Wieland, C., Spliethoff, H.: *Combined heat and power from hydrothermal geothermal resources in Germany: An assessment of the potential*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020, 120:109661. doi:10.1016/j.rser.2019.109661.

[5] Patel, N., Kök, A., Zwickl-Bernhard, S., Kranzl, L., Auer, H.: *District heating supply optimization under positive energy district targets: A waste-heat dominated case study*. Sustainable Cities and Society, 2026, 140:107220. doi:10.1016/j.scs.2026.107220.

[6] Schifflechner, C. et al.: *Bringing reversible ORC-heat pump systems into the market: A perspective on the current obstacles and future application potential*. 8th International Seminar on ORC Power Systems, 2025.

[7] Kaufmann, F., Spliethoff, H., Schifflechner, C.: *Reversible High-Temperature Heat Pumps for Peak Load Coverage in Geothermal Heating Plants: A Techno-Economic Analysis*. Energy Conversion and Management, 2026. doi:10.1016/j.enconman.2025.120484.

[8] Mateu-Royo, C., Mota-Babiloni, A., Navarro-Esbrí, J., Peris, B., Molés, F., Amat-Albuixech, M.: *Multi-objective optimization of a novel reversible High-Temperature Heat Pump-Organic Rankine Cycle (HTHP-ORC) for industrial low-grade waste heat recovery*. Energy Conversion and Management, 2019, 197:111908. doi:10.1016/j.enconman.2019.111908.

[9] Arpagaus, C.: *High-temperature heat pumps: market overview, state of the art, and application potential*. Clean Techn Environ Policy, 2026, 28(5). doi:10.1007/s10098-026-03452-5.

[10] Wieland, C., Schifflechner, C., Dawo, F., Astolfi, M.: *The Organic Rankine Cycle Power Systems Market: Recent Developments and Future Perspectives*. Applied Thermal Engineering, 2023, 119980. doi:10.1016/j.applthermaleng.2023.119980.

[11] Kaufmann, F., Zabienski, J., Ribbeck, L., Ehmann, M., Spliethoff, H., Schifflechner, C.: *Experimental analysis of a reversible high-temperature heat pump/ORC test rig for geothermal CHP applications*. Applied Thermal Engineering, 2025, 280:128360. doi:10.1016/j.applthermaleng.2025.128360.

[12] Weitzer, M., Reiß, S., Steger, D., Kolb, S., Karl, J.: *Experimental characterization of a reversible heat pump – Organic Rankine cycle pilot plant as a thermally integrated Carnot battery*. Applied Thermal Engineering, 2025, 260:124872. doi:10.1016/j.applthermaleng.2024.124872.

[13] Zabienski, J., Kaufmann, F., Gei, P., Spliethoff, H., Schifflechner, C.: *Working fluid/oil separation in a reversible ORC test rig with a twin-screw machine: Lessons learned and remaining challenges*. 8th International Seminar 2025, 2025.

[14] Cendoya, A., Ransy, F., Guo, B., Hernandez, A., Dumont, O., Lemort, V.: *Design and modelling of a reversible HP/ORC Carnot battery tailored for waste heat integration in flooded mines*. Applied Energy, 2026, 404:127127. doi:10.1016/j.apenergy.2025.127127.

[15] Ravindran, R.V., Cotter, D., Wilson, C., Jun Huang, M., Hewitt, N.J.: *Experimental investigation of a small-scale reversible high-temperature heat pump − organic Rankine cycle system for industrial waste heat recovery*. Applied Thermal Engineering. 2024, 257:124237. doi:10.1016/j.applthermaleng.2024.124237.

[16] Molar-Cruz, A. et al: *Techno-economic optimization of large-scale deep geothermal district heating systems with long-distance heat transport*. Energy Conversion and Management, 2022, 267:115906. doi:10.1016/j.enconman.2022.115906.

[17] Jeßberger, J., Heberle, F., Brüggemann, D.: *Maximising the potential of deep geothermal energy: Thermal output increase by large-scale heat pumps*. Applied Thermal Engineering, 2024, 57:124240. doi:10.1016/j.applthermaleng.2024.124240.

Die Rolle von Rechenzentrumsabwärme im gekoppelten Energie- und Wärmesystem Deutschlands

Anne Weisemann, Stefan Kuitunen und Conrad Wächter

1. Kurzfassung 600
2. Motivation 600
3. Technische Spezifikationen von Rechenzentrumsabwärme 601
4. Bedeutung von Rechenzentren für den deutschen Energiesektor 603
5. Regulatorischer Rahmen 604
6. Potenzialanalyse: Prognose für Abwärmepotenzial in Deutschland 605
7. Zusammenfassung 608
8. Quellen 609

EED	Energy Efficiency Directive
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
ERF	Energy Reuse Factor
IT	Informationstechnologie
KI	Künstliche Intelligenz
LLM	Large Language Model
RZ	Rechenzentrum
WPG	Wärmeplanungsgesetz

1. Kurzfassung

Als zentrale Herausforderung der Energiewende erfordert die Dekarbonisierung des Wärmesektors die systemische Integration bisher unzureichend genutzter Energiequellen. Neben erneuerbaren Wärmeerzeugern rückt dabei zunehmend industrielle und gewerbliche Abwärme in den Fokus. Aufgrund ihres starken Wachstums und ihrer kontinuierlichen Betriebsweise stellen Rechenzentren (RZ) geeignete Wärmequellen für das zu transformierende Energiesystem dar.

Der Beitrag untersucht die Rolle von Rechenzentrumsabwärme im Kontext eines sektorengekoppelten Energie- und Wärmesystems. Auf Basis aktueller Studien, Marktdaten und Infrastrukturanalysen werden Potenziale hinsichtlich thermischer Leistung, Temperaturniveau, räumlicher Verteilung sowie zeitlicher Verfügbarkeit von Rechenzentrumsabwärme in Deutschland quantifiziert. Darüber hinaus erfolgt eine Einordnung dieser Potenziale in bestehende und zukünftige Wärmenetzstrukturen unterschiedlicher Temperaturniveaus, einschließlich Niedertemperatur- und 4.-Generation-Fernwärmenetzen. Ergänzend wird der aktuelle regulatorische Rahmen, insbesondere im Kontext des Energieeffizienzgesetzes (EnEfG) und der Anforderungen an Abwärmenutzung, bewertet.

Basierend auf den Potenzialanalysen werden zwei Entwicklungsszenarien bis 2045 untersucht, die unterschiedliche Ausbauraten von Rechenzentren sowie unterschiedliche Integrationsgrade in Wärmenetze berücksichtigen. Die Ergebnisse zeigen, dass Rechenzentrumsabwärme perspektivisch einen messbaren Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors leisten kann und gleichzeitig neue Kopplungspunkte zwischen digitaler Infrastruktur und Energiesystem entstehen.

Dieser Beitrag liefert damit eine systemische Einordnung der Rechenzentrumsabwärme im zukünftigen Energiesystem und identifiziert zentrale technische, infrastrukturelle und regulatorische Rahmenbedingungen für deren Integration.

2. Motivation

Die deutsche Wärmeversorgung stützt sich aktuell noch überwiegend auf fossile Energieträger; 2024 deckten erneuerbare Energien lediglich 18 % des Wärmebedarfs [1]. Um Klimaneutralität im Wärmesektor zu erreichen, gewinnt Industrieabwärme als ergänzende Ressource zunehmend an Bedeutung. Rechenzentren sind dabei besonders relevant, da sie zu den am stärksten wachsenden Branchen zählen.

3. Technische Spezifikationen von Rechenzentrumsabwärme

Die Rechenzentren zugeführte Energie wird nahezu vollständig in Wärme umgewandelt (Abbildung 1). Das Temperaturniveau der anfallenden Wärme wird primär durch das eingesetzte Kühlsystem bestimmt. Abbildung 2 gibt eine schematische Übersicht über die gängigsten Konfigurationen einschließlich typischer resultierender Abwärmetemperaturen. Bei rein luftgekühlten Servern tritt die Kühlluft typischerweise mit Temperaturen von 18–27 °C in den Server ein und erwärmt sich auf 30–45 °C. Flüssigkeitsgekühlte Systeme ermöglichen aufgrund der höheren Wärmeübertragungskoeffizienten im Vergleich zu Luft häufig höhere Eintrittstemperaturen. Eine Übersicht der resultierenden Austrittstemperaturen ist in Abbildung 2 dargestellt.

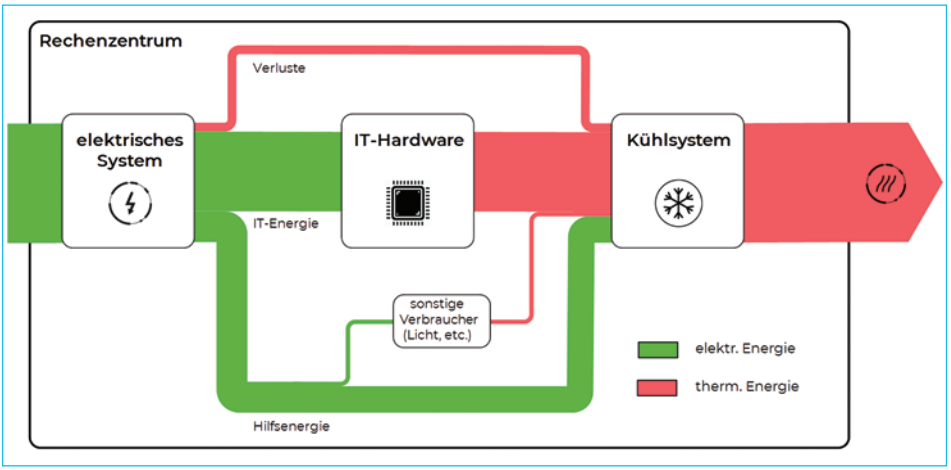
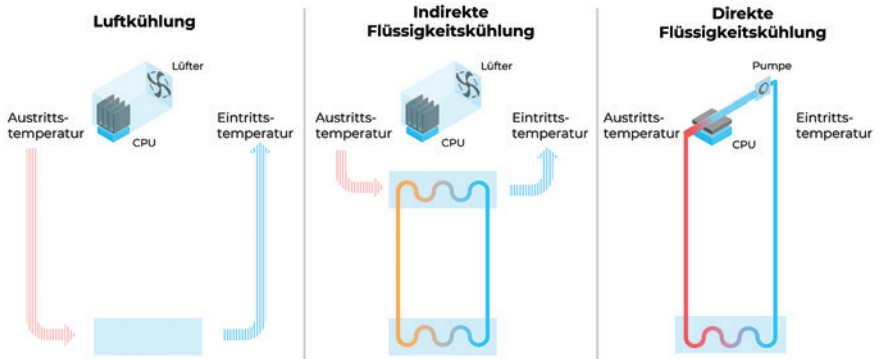


Abb. 1: Vereinfachtes Energieflussdiagramm eines Rechenzentrums

Bei Servern mit Hochleistungschips (für High Performance Computing einschließlich KI-Anwendungen) zeichnet sich ein Trend zu niedrigeren Kühleintrittstemperaturen ab. Dies führt in der Regel auch zu einem geringeren Abwärmetemperaturniveau [2]. Für derartige Rechenzentren ist daher konservativ, vom unteren Bereich der angegebenen Temperaturspanne auszugehen.



Kühlsystem	Luftkühlung (LK)	Indirekte Flüssigkeits-kühlung (IFK)	Direkte Flüssigkeits-kühlung (DFK)
$T_{Abwärme}$	30–45 °C	20–30 °C	35–60 °C
Kühlmedium	Luft	Wasser	Wasser

Abb. 2: Schematische Darstellung der drei häufigsten Rechenzentrums-Kühlsysteme inkl. typischer Abwärme-Temperaturniveaus

Die Einspeisung der Abwärme in ein Wärmenetz erfordert häufig eine Temperaturerhöhung, deren Umfang im Wesentlichen von der Generation des jeweiligen Wärmenetzes abhängt [3]. Für Wärmenetze der 3. Generation ist zwangsläufig eine Temperaturanhebung notwendig. Bei Wärmenetzen der 4. Generation (häufig 45–70 °C) kann bei Einsatz von direkter Flüssigkeitskühlung teilweise direkt eingespeist werden. Bei Wärmenetzen der 5. Generation (5–25 °C) ist bei allen Kühlmethoden eine Direkteinspeisung möglich.

Die notwendige Temperaturanhebung für die Wärmenetze der 1. bis 4. Generation erfolgt in der Regel über Wärmepumpensysteme. Abhängig vom geforderten Zieltemperaturniveau kommen ein- oder zweistufige Verdichterkonfigurationen zum Einsatz.

Öffentlich zugängliche Daten zu Lastverläufen von Rechenzentren sind begrenzt. Auf Basis praktischer Erfahrungen lassen sich jedoch einige charakteristische Eigenschaften ableiten: Rechenzentren stellen ganzjährig eine kontinuierliche Abwärmequelle dar. Tageszeitliche Schwankungen fallen mit typischerweise ± 5–15 % vergleichsweise gering aus. Die Abwärmeleistung steigt in Abhängigkeit zum Ausbau der installierten Informationstechnik in den ersten 3–8 Jahren nach Inbetriebnahme an. Das Leistungsmaximum liegt üblicherweise bei 60–80 % der elektrischen Anschlussleistung. Werden mehrere, nicht vollständig in die Abwärmenutzung integrierte, Kühlkreisläufe betrieben, kann dieser Anteil deutlich geringer ausfallen. Bei zeitlichen Diskrepanzen zwischen Wärmeerzeugung und -abnahme ist der Einsatz thermischer Pufferspeicher zweckmäßig.

4. Bedeutung von Rechenzentren für den deutschen Energiesektor

Der Energiebedarf deutscher Rechenzentren betrug im Jahr 2025 etwa 21,3 TWh und entsprach damit rund 4,3 % der nationalen Stromerzeugung. Gleichzeitig weist die Branche ein starkes Wachstum auf: In den vergangenen 15 Jahren hat sich der Energiebedarf etwa verdoppelt (Abbildung 3) und es wird von einer weiteren Beschleunigung dieser Entwicklung ausgegangen [4].

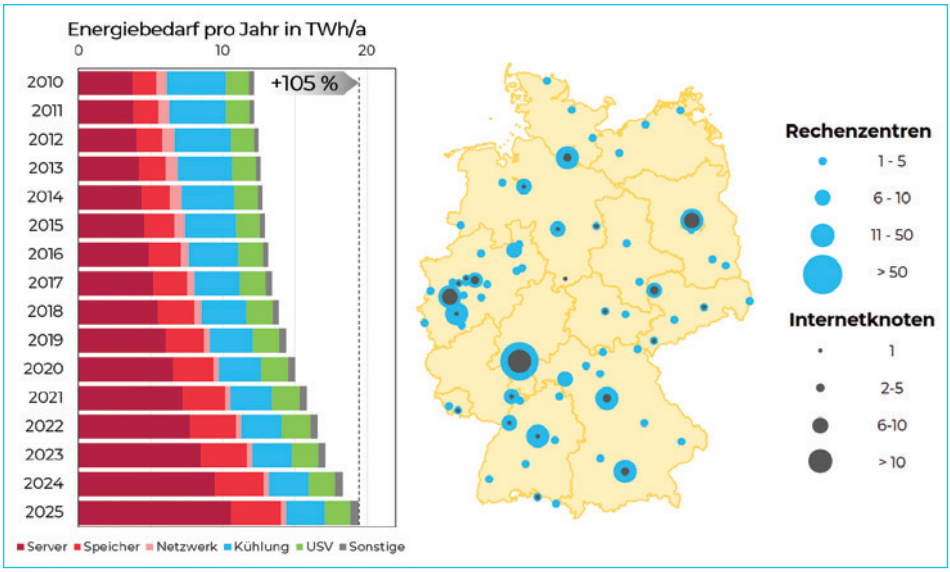


Abb. 3: Energiebedarf deutscher Rechenzentren/Verteilung von Rechenzentren in Deutschland, eigene Darstellung, Datenquellen [5][6]

Treiber dieser Entwicklung sind insbesondere die fortschreitende Digitalisierung, die zunehmende Nutzung von Cloud-Diensten sowie Anwendungen der Künstlichen Intelligenz. Darüber hinaus führen Bestrebungen zur digitalen Souveränität dazu, dass aus Gründen des Datenschutzes vermehrt IT-Dienstleistungen nach Deutschland und Europa verlagert werden.

Rechenzentren sind innerhalb Deutschlands räumlich ungleich verteilt. Entscheidende Standortfaktoren sind vor allem die Verfügbarkeit elektrischer Energie sowie die Nähe zu leistungsfähigen Internetknoten (IXP), aber auch Flächenverfügbarkeit, regulatorische Rahmenbedingungen und Nähe zum Nutzer. Entsprechend variiert das Potenzial zur Nutzung von Rechenzentrumsabwärme regional und korreliert nicht zwangsläufig mit den vorhandenen Wärmenetzstrukturen. Im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung rücken Rechenzentren jedoch zunehmend in den Fokus.

Ausschlaggebend ist hier ebenfalls eine starke Konzentration der Rechenzentrumsleistung auf wenige große Standorte. Obwohl Rechenzentren mit mehr als 5 MW IT-Anschlussleistung nur einen sehr kleinen Anteil der Anzahl der IT-Installationen in Deutschland ausmachen, bündeln sie mittlerweile nahezu die Hälfte der gesamten installierten Rechenzentrumsleistung. Laut der aktuellen Marktanalyse von Borderstep/Bitkom existieren in Deutschland derzeit rund 2.000 Rechenzentren mit mehr als 100 kW IT-Anschlussleistung, darunter lediglich etwa 100 Großrechenzentren oberhalb von 5 MW. Diese wenigen Anlagen stellen jedoch bereits rund 48 % der gesamten IT-Anschlussleistung in Deutschland bereit [5]. Aktuelle Marktentwicklungen zeigen zudem, dass die Größenordnung neuer Rechenzentrumsprojekte die bisher in Deutschland üblichen Dimensionen deutlich überschreitet. Während Großrechenzentren vor wenigen Jahren typischerweise Anschlussleistungen im Bereich von 5 bis 20 MW aufwiesen, werden heute zunehmend Hyperscale- und KI-Rechenzentren mit Leistungen von deutlich über 100 MW geplant. So entstehen beispielsweise in Hanau neue Rechenzentrumscampi mit rund 180 MW Anschlussleistung [7], während das neue KI-Rechenzentrum der Schwarz-Gruppe in Lübbenau bereits mit zunächst 200 MW geplant wird und modular weiter ausgebaut werden kann [8].

5. Regulatorischer Rahmen

Mit der zunehmenden Bedeutung der Rechenzentrumsbranche wurden seit 2023 mehrere regulatorische Maßnahmen eingeführt, die insbesondere auf eine Steigerung der Energieeffizienz abzielen.

Die im Jahr 2023 veröffentlichte Energy Efficiency Directive (EED,EU/2023/1791 [9]) sieht unter anderem vor, dass bei Neubauten und größeren Umbauten von Rechenzentren mit einer IT-Leistung von mehr als 1 MW die wirtschaftliche Nutzung von Abwärme geprüft werden soll. Das ebenfalls 2023 in Deutschland verabschiedete Energieeffizienzgesetz (EnEfG) geht darüber hinaus und verpflichtet Rechenzentren mit Inbetriebnahme ab Juli 2026 grundsätzlich zur Nutzung anfallender Abwärme. Allerdings sind Ausnahmeregelungen (Opt-out-Kriterien) vorgesehen. Im Rahmen einer für 2026 angestrebten Novellierung durch die Bundesregierung werden zudem mögliche Anpassungen dieser Vorgaben diskutiert. Im Strategiepapier der Bundesregierung aus dem Jahr 2026 [10] wird darüber hinaus vorgesehen, dass Kommunen gezielt Vorzugsflächen für Rechenzentren ausweisen. Dabei kann die Abwärmenutzung ein relevantes Standortkriterium darstellen. Ergänzend sollen finanzielle Anreize für Kommunen geschaffen werden, indem sich die steuerliche Bemessungsgrundlage stärker am Gewinn und weniger an der Anzahl der Beschäftigten orientiert.

Auf Seiten der Wärmenetze verpflichtet das Wärmeplanungsgesetz (WPG) zu einer schrittweisen Dekarbonisierung der Versorgungssysteme. In diesem Kontext gewinnt neben erneuerbaren Energien auch die Nutzung unvermeidbarer Abwärme, beispielsweise aus Rechenzentren, zunehmend an Bedeutung.

6. Potenzialanalyse: Prognose für Abwärmepotenzial in Deutschland

Die Prognose des Abwärmepotenzials von Rechenzentren in Deutschland hängt maßgeblich von der zukünftigen Entwicklung des elektrischen Energiebedarfs sowie von der tatsächlichen Integration der Abwärme in bestehende Wärmesysteme ab. Beide Einflussgrößen unterliegen erheblichen Unsicherheiten.

Die Entwicklung des Energiebedarfs von Rechenzentren wird insbesondere durch zwei Faktoren bestimmt: Zum einen durch die zukünftige Nutzung digitaler Anwendungen in Zivilgesellschaft, Wirtschaft, Forschung und öffentlicher Verwaltung, zum anderen durch die Entwicklung der Energieeffizienz der eingesetzten Hard- und Softwaretechnologien. Entsprechend sind langfristige Prognosen mit hohen Unsicherheiten behaftet.

Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich aus möglichen technologischen Disruptionen und Veränderungen im Nutzungsverhalten. Beispiele hierfür sind potenzielle Technologiesprünge wie der Einsatz photonischer Chips, denen eine Reduktion des Energieverbrauchs um den Faktor 30 bis 100 zugeschrieben wird, oder sprunghafte Veränderungen der IT-Nutzung, wie sie etwa durch die breite Einführung großer Sprachmodelle (LLMs) seit den 2020er Jahren ausgelöst wurden. Solche Entwicklungen können den Energiebedarf von Rechenzentren erheblich beeinflussen, lassen sich jedoch aufgrund fehlender belastbarer Datengrundlagen und der hohen Dynamik gegenwärtig nicht belastbar modellieren.

Abbildung 4 zeigt die historische Entwicklung in grau und drei Entwicklungsszenarien: Die blaue Entwicklung ist eine Fortsetzung des aktuellen Wachstums. Grün geht von einem stärkeren und rot von einem schwächeren Wachstum aus, mit denen sich im Jahre 2045 eine Differenz von ± 26 % ergibt. Dieser Energiebedarf steht potenziell als unvermeidbare Abwärme zur Verfügung, wobei der Abwärmenutzungsgrad in der Realität weit unter 100 % liegt.

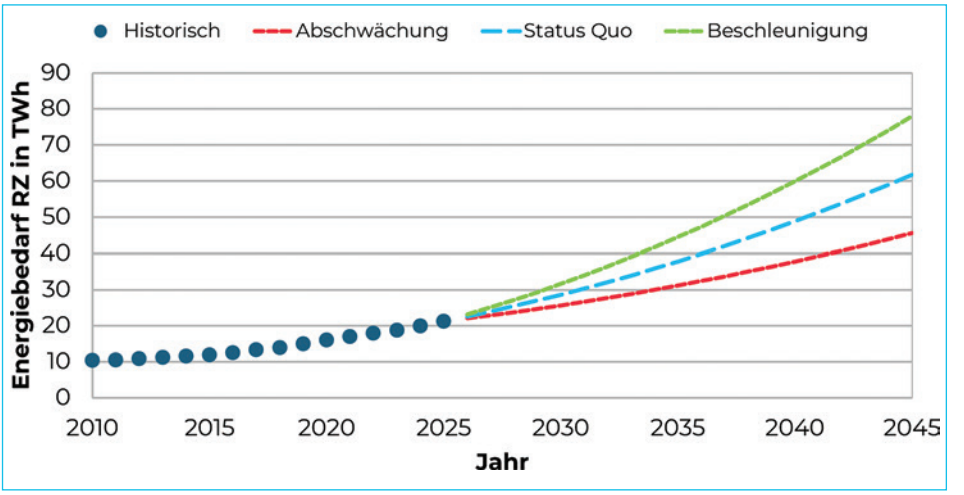


Abb. 4: Prognose Energiebedarf Rechenzentren in Deutschland (3 Wachstumsszenarien)

Die Integration von Rechenzentren in Wärmenetze oder lokale Wärmesenken wird maßgeblich davon beeinflusst, in welchem Umfang Neubau- und Bestandsprojekte eine Auskopplung und Nutzung der entstehenden Abwärme vorsehen. Entscheidend sind hierbei sowohl regulatorische und politische Rahmenbedingungen als auch die jeweilige Wirtschaftlichkeit der Abwärmenutzung.

Die Wirtschaftlichkeit hängt unter anderem von der Größe des Rechenzentrums, dem verfügbaren Temperaturniveau der Abwärme, der Distanz zur potenziellen Wärmesenke sowie lokal verfügbaren alternativen Wärmequellen ab. Insbesondere bei großen Rechenzentrumskonzentrationen an einem Ort und großen Entfernungen zu bestehenden Wärmenetzen kann die Nutzung der Abwärme wirtschaftlich nur eingeschränkt darstellbar sein.

Zusätzliche Unsicherheiten ergeben sich aus der räumlichen Verteilung des zukünftigen Rechenzentrumswachstums innerhalb Deutschlands. Da Standortentscheidungen von diversen Faktoren abhängen (siehe Abschnitt 4), lässt sich die zukünftige regionale Konzentration von Rechenzentren nur eingeschränkt prognostizieren. Dies erschwert insbesondere die Abschätzung, in welchem Umfang künftig eine räumliche Kopplung zwischen Rechenzentren und geeigneten Wärmeabnehmern möglich sein wird. Vorgaben zur Abwärmenutzung durch die Politik werden hier wegweisend sein.

Die in diesem Beitrag betrachteten Szenarien werden in Tabelle 1 zusammengefasst.

Tab. 1: Abwärmenutzungsszenarien für Deutschland

Szenario	Bezeichnung	Nachnutzung	Kurzbeschreibung
1	Referenzszenario *Historisch*	1 %	Fortführung der Abwärmenutzung auf historischem Niveau.
2	Regulatorisches Teilszenario	6 %	Umsetzung des Energieeffizienzgesetzes mit teilweiser Inanspruchnahme von Ausnahmeregelungen bzw. Opt-Outs bei Neubauten.
3	Regulatorisches Zielszenario (Stand 2023)	12 %	Vollständige Umsetzung der gesetzlichen Anforderungen für Neubauten ohne Nutzung von Ausnahmeregelungen.
4	Transformationsszenario *Abwärme als Standortfaktor*	24 %	Übererfüllung regulatorischer Vorgaben; Abwärmenutzung entwickelt sich zu einem zentralen Standort- und Wettbewerbsfaktor.

Als Datenbasis des Abwärmenutzungsgrads vor Inkrafttreten des Energieeffizienzgesetzes dienen die Ergebnisse im Rahmen der Energy Efficiency Directive [11]. Anhaltspunkt ist der durchschnittliche Energy Reuse Factor (ERF) für Rechenzentren in Deutschland von 0,009. Zudem wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2025 noch ca. 10 % Bestandsrechenzentren in Betrieb sind, die von der Abwärmenutzungspflicht befreit sind.

Die geschätzte zur Verfügung stehende Abwärmemenge ergibt sich durch die Kombination der Abwärmenutzungs- und RZ-Wachstumsszenarien. Tabelle 2 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tab. 2: Abwärmepotenzial im Jahr 2045 abhängig vom RZ-Wachstums- und Wärmenutzungsszenario

Abwärmeenergie in TWh/a		Wachstumsszenario		
		Abschwächung	Status Quo	Beschleunigung
Abwärmenutzungsszenario	**1**	0,5	0,6	0,8
	2	2,7	3,7	4,7
	3	5,5	7,4	9,4
	4	10,9	14,8	18,7

Es ergibt sich eine Spanne von 0,5 bis 18,7 TWh/Jahr, die potenziellen Wärmesenken zur Verfügung stehen. Sollte das Energieeffizienzgesetz nicht weiter abgeschwächt werden und das Wachstum der Rechenzentrumsbranche beschleunigt voranschreiten, sind 9,4 TWh/Jahr für 2045 ein realistischer Schätzwert. Der Vergleich dieser Energiemenge mit dem Bedarf der Fernwärmenetze Deutschlands

ist in Abbildung 5 dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass der Beitrag der Rechenzentrumsabwärme ungefähr 4,7 % des Fernwärmebedarfs abdecken kann, was in etwa dem Beitrag von Bioenergie oder Power2Heat entspricht.

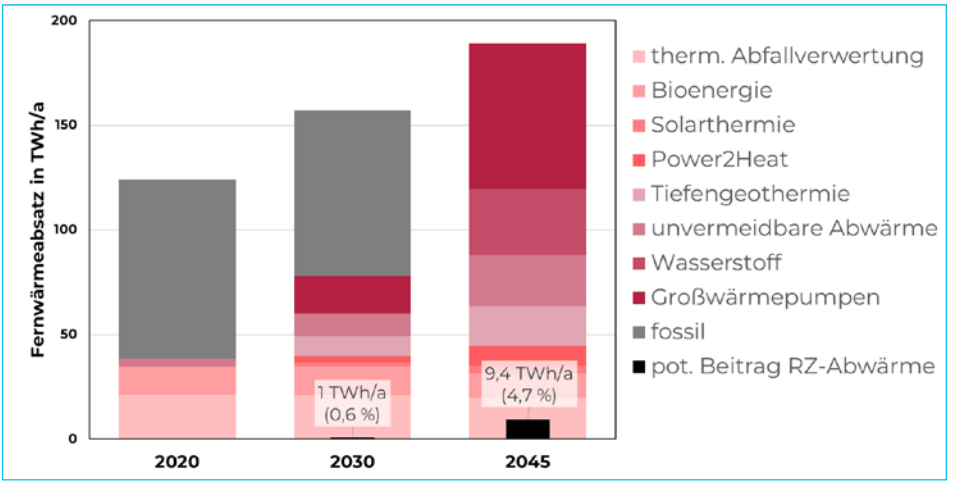


Abb. 5: Potenzieller Beitrag der RZ-Abwärme verglichen mit der prognostizierten Zusammensetzung der Fernwärme [12]

7. Zusammenfassung

Die Nutzung von Rechenzentrumsabwärme bietet in Deutschland ein erhebliches, bislang noch nicht ausreichend ausgeschöpftes Potenzial für die Wärmewende.

Rechenzentren zeichnen sich durch einen kontinuierlichen 24/7-Betrieb aus und stellen damit eine besonders geeignete Quelle für die Grundlastversorgung von Wärmenetzen dar. Im Gegensatz zu vielen anderen erneuerbaren Wärmequellen steht die Abwärme weitgehend unabhängig von Tages- oder Jahreszeiten zuverlässig zur Verfügung.

Neben ihrer Rolle als Wärmequelle sind Rechenzentren auch aus elektrischer Sicht relevante Großverbraucher. Perspektivisch besteht hier zusätzliches Potenzial zur Verbesserung der Netzdienlichkeit, beispielsweise durch flexible Lastführung, Lastverschiebung oder die Integration intelligenter Energiemanagementsysteme.

Für die praktische Integration in Wärmenetze sind jedoch einige Besonderheiten zu berücksichtigen. Insbesondere erfolgt der Ausbau der verfügbaren Abwärmeleistung typischerweise stufenweise parallel zum Ausbau der IT-Kapazitäten. Dies erfordert flexible und skalierbare Konzepte für die Wärmeinfrastruktur sowie eine langfristige Abstimmung zwischen Rechenzentrumsbetreibern, Netzbetreibern und Kommunen.

Ein wesentlicher Vorteil von Rechenzentrumsabwärme gegenüber klassischen Großwärmepumpen auf Basis von Außenluft oder Flusswasser liegt im höheren Temperaturniveau der Wärmequelle – insbesondere während der Winter- und Übergangszeiten. Dadurch können Wärmepumpensysteme effizienter betrieben und die Dekarbonisierung bestehender Wärmenetze erleichtert werden.

Rechenzentren stehen trotz ihres signifikanten technischen und energetischen Potenzials bisher nur begrenzt im Fokus der öffentlichen Wärmeplanung. Sie sollten daher nicht ausschließlich als zusätzliche Stromverbraucher betrachtet werden, sondern als aktiver Bestandteil zukünftiger Energie- und Wärmesysteme. Sie sind kein alleiniger Lösungsansatz, aber ein wichtiger Baustein für eine erfolgreiche Wärmewende in Deutschland.

8. Quellen

[1] Umweltbundesamt: *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*. URL: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme (Stand: 26.05.2026).

[2] Open Compute Project Foundation: *30 °C Coolant: A Durable Roadmap for the Future. Rev. 1.0*. URL: https://www.opencompute.org/documents/30-coolant-a-durable-roadmap-for-the-future-rev1-0-pdf (Stand: 26.05.2026).

[3] Müller, Dirk: *Welche Wärmenetze braucht die Wärmewende?* Vortrag. Technische Universität Darmstadt, 2024. URL: https://www.tu-darmstadt.de/media/forschungsfeld_ee/e_e_diskurs_1/ee_diskurs_06_2024/3._Vortrag_Mueller_Waermenetze.pdf (Stand: 26.05.2026).

[4] International Energy Agency (IEA): *Energy and AI*. URL: https://www.iea.org/reports/energy-and-ai (Stand: 26.05.2026).

[5] Bitkom e. V.: *Rechenzentren in Deutschland. Aktuelle Marktentwicklungen – Stand 2025*. URL: https://www.bitkom.org/Bitkom/Publikationen/Studie-Rechenzentren-in-Deutschland (Stand: 26.05.2026).

[6] Data Center Map: URL: https://www.datacentermap.com/ (Stand: 03.06.2026).

[7] European Parliament; Council of the European Union: Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj/eng (Stand: 26.05.2026).

[8] Presse-Service.de: *Data4 legt den Grundstein für sein erstes Rechenzentrum in Deutschland: Ein Meilenstein für KI, Cloud und digitale Souveränität*. URL: https://www.presse-service.de/data.aspx/static/1197413.html (Stand: 26.05.2026).

[9] Schwarz Digits: *Schwarz Digits Datacenter Lübbenau*. URL: https://schwarz-digits.de/schwarz-digits-datacenter-luebbenau (Stand: 26.05.2026).

[10] Bundesregierung: *Nationale Rechenzentrumsstrategie der Bundesregierung. 18.03.2026*. URL: https://bmds.bund.de/service/publikationen/nationale-rechenzentrumsstrategie (Stand: 26.05.2026).

[11] European Commission: *Directorate-General for Energy; EY; AIT: Borderstep. Assessment of the energy performance and sustainability of data centres in EU – First technical report*. Publications Office of the European Union, 2025. URL: https://data.europa.eu/doi/10.2833/3168794 (Stand: 26.05.2026).

[12] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW): Hauptbericht 2023. URL: https://link.cloud-andheat.com/5N2u (Stand: 26.05.2026).

Großtechnische geothermische ORC-Kraftwerke für Data-Center-Anwendungen

Wolfgang Klink, Devinder Singh Bamrah und Tejinder Singh Grewal

1. Einleitung 612
2. Motivation 613
3. Next Generation Geothermietechnologien 613
4. Warum ORC-Technologie? 615
5. Großtechnische geothermische ORC-Kraftwerke 616
5.1. Überblick über das ORC-Modul 616
5.2. Betriebliche Aspekte und Automatisierung 617
5.3. Auswahl des ORC-Arbeitsmediums 617
5.4. Anordnungsplanung 618
5.5. ORC-Turbosatz 619
6. Quellen 622

AGS	Advanced Geothermal System
CLG	Closed Loop Geothermal System
CO_2	Kohlenstoffdioxid
EGS	Enhanced Geothermal System
GW	Gigawatt
GWP	Global Warming Potential
ODP	Ozon Depletion Potential
ORC	Organic Rankine Cycle
SHR	Superhot Rock Geothermal System

In diesem Beitrag wird ein innovatives Geothermiekraftwerk vorgestellt, das speziell zur umweltfreundlichen Stromversorgung von Rechenzentren entwickelt wurde. Durch die Nutzung erneuerbarer Erdwärme und den Einsatz der Organic-Rankine-Cycle (ORC)-Technologie wird die geothermische Energie hocheffizient in elektrischen Strom umgewandelt.

Siemens Energy hat hierfür eine neue ORC-Turbine entwickelt, die derzeit die höchste elektrische Leistung ihrer Klasse bietet. Unter Nutzung modernster Schaufeltechnologie setzt das Unternehmen neue Maßstäbe hinsichtlich Effizienz und Leistung von ORC-Turbinen. Die auf dem Reaktionsprinzip basierende Turbine erreicht isentrope Wirkungsgrade von über 90 %, was eine überragende Energieausnutzung sowie reduzierte Stromgestehungskosten ermöglicht. Dieser Ansatz bietet einen signifikanten Leistungsvorteil gegenüber den derzeit am Markt verfügbaren, überwiegend auf dem Impulsprinzip basierenden Technologien.

Die Turbine basiert auf der bewährten Dampfturbinentechnologie von Siemens Energy, wurde jedoch gezielt an die Anforderungen des ORC-Prozesses angepasst. Eine der wesentlichen konstruktiven Änderungen gegenüber klassischen Dampfturbinen ist der Einsatz mechanischer Gleitringdichtungen, die für den Betrieb mit organischen Arbeitsmedien optimiert sind. Der Beitrag gibt einen Einblick in die Technologie, den Entwicklungsansatz sowie die Anwendungsmöglichkeiten dieser zukunftsweisenden Lösung.

1. Einleitung

Die fortschreitende Digitalisierung und der exponentielle Anstieg datenintensiver Anwendungen – insbesondere durch Künstliche Intelligenz, Cloud-Services und Edge-Computing – führen weltweit zu einem stark wachsenden Energiebedarf von Rechenzentren. Rechenzentren gehören heute zu den energieintensivsten Infrastrukturen und stellen hohe Anforderungen an Versorgungssicherheit, Effizienz und Umweltfreundlichkeit. Gleichzeitig stehen Betreiber und Energieversorger unter zunehmendem Druck, den CO_2-Ausstoß zu reduzieren und klimaneutrale Lösungen zu etablieren.

Fortschritte in der Bohrtechnik, der Reservoirerschließung und insbesondere in der ORC-Technologie ermöglichen mittlerweile den wirtschaftlichen Einsatz dieser Technologie auch bei moderaten Geothermalwassertemperaturen. Dies erweitert die geografischen Einsatzmöglichkeiten erheblich.

Vor diesem Hintergrund gewinnen innovative Energiekonzepte an Bedeutung, die eine kontinuierliche, umweltfreundliche und lokal verfügbare Energieversorgung ermöglichen. Die Nutzung geothermischer Ressourcen in Kombination

mit der ORC-Technologie eröffnet hierfür eine vielversprechende Option. Großtechnische geothermische ORC-Kraftwerke sind in der Lage, auch niedrig- bis mitteltemperierte Wärmequellen effizient in elektrische Energie umzuwandeln.

2. Motivation

Die Entwicklung großtechnischer geothermischer ORC-Kraftwerke für Rechenzentren-Anwendungen basiert auf mehreren zentralen Motivationsfaktoren:

1.) Steigender Energiebedarf und Versorgungssicherheit:
Rechenzentren benötigen eine hochverfügbare und unterbrechungsfreie Stromversorgung. Erneuerbare Energien wie Wind und Photovoltaik sind zwar zentral für die Energiewende, stehen aber lediglich volatil zur Verfügung. Geothermie bietet im Gegensatz dazu eine konstante, grundlastfähige Energiequelle, die unabhängig von Tageszeit und Wetter verfügbar ist.

2.) Umweltfreundlichkeit und CO_2-Reduktion:
Betreiber von Rechenzentren verfolgen zunehmend ambitionierte Klimaziele. Geothermische Energie ist nahezu emissionsfrei im Betrieb und ermöglicht es, den CO_2-Fußabdruck signifikant zu reduzieren und regulatorische Anforderungen zu erfüllen.

3.) Wirtschaftliche und strategische Vorteile:
Langfristig stabile Energiepreise, Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen und geringere Betriebskosten machen geothermische Lösungen wirtschaftlich attraktiv.

3. Next Generation Geothermietechnologien

Die nächste Generation geothermischer Technologien umfasst insbesondere drei zentrale Entwicklungslinien:

- Enhanced Geothermal Systems (EGS)
- Advanced Geothermal Systems (AGS), auch Closed Loop Geothermal genannt
- Superhot Rock Geothermal (SHR)

Diese Technologien verfolgen das Ziel, geothermische Energie unabhängig von klassischen hydrothermalen Reservoiren nahezu überall verfügbar zu machen und gleichzeitig höhere Leistungsdichten zu erreichen. In Abbildung 1 sind die Grundprinzipien der Geothermietechnologien dargestellt [1].

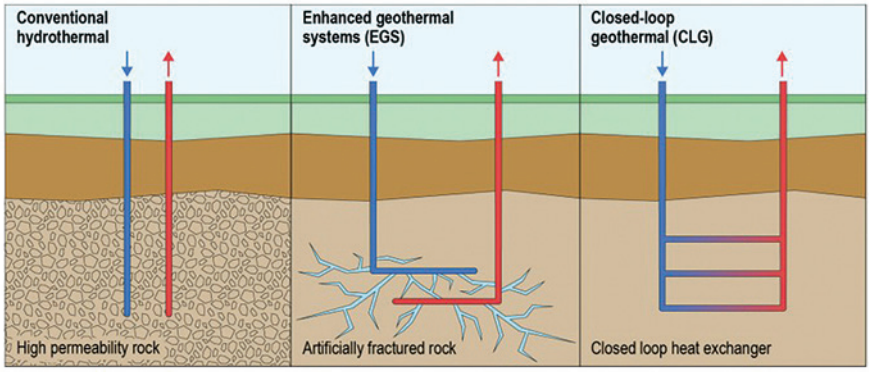


Abb. 1: Grundprinzipien der Geothermietechnologien

Traditionelle Geothermie ist stark standortabhängig und deckt derzeit weniger als 1 % des globalen Strombedarfs. Next Generation Geothermietechnologien zielen darauf ab, diese Einschränkung zu überwinden, indem sie gezielt tiefe, heiße Gesteinsformationen (100–400 °C+) erschließen, oft mehrere Kilometer unter der Erdoberfläche.

Die Internationale Energieagentur erwartet, dass der weltweite Geothermiemarkt bis 2035 auf etwa 120 GW und bis 2050 auf über 800 GW ansteigen wird (Abbildung 2) [1].

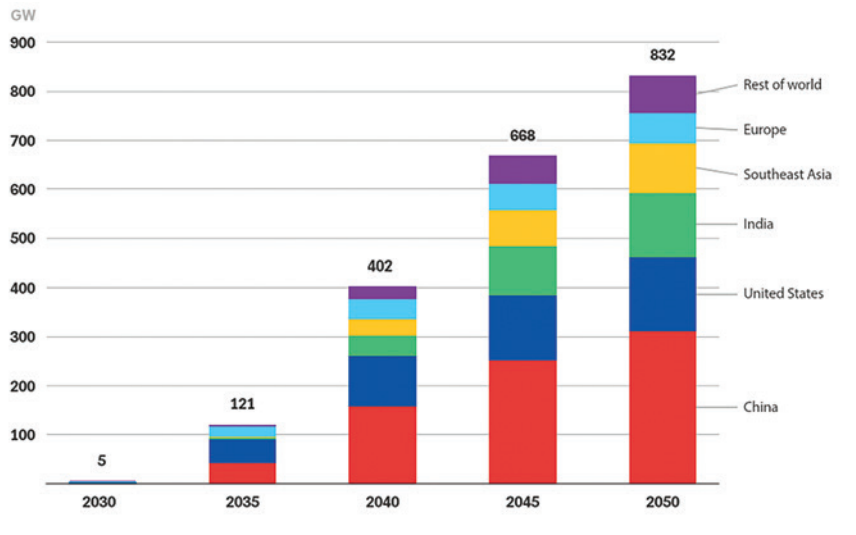


Abb. 2: Gesamter Next Generation Geothermiemarkt in GW

4. Warum ORC-Technologie?

Grundsätzlich unterscheiden sich geothermische Kraftwerke anhand der Temperatur und dem Zustand des geförderten Fluids (Wasser/Dampf). Die wichtigsten Konzepte sind (Abbildung 3) [2]:

- Trockendampf-Kraftwerk (Dry Steam):
  Nutzt direkt den aus der Erde austretenden Dampf und treibt damit unmittelbar die Turbine an. Einfaches Konzept, aber selten, da reine Dampfquellen kaum vorkommen.
- Flash-Dampfkraftwerk (Flash Steam):
  Heißes Geothermalfluid oder ein Zweiphasengemisch wird gefördert und durch Druckabsenkung verdampft ein Teil schlagartig (flash). Der entstehende Dampf treibt die Turbine an. Dieses ist die häufigste Form der aktuellen Geothermiekraftwerke.
- Binary-Cycle-Kraftwerk:
  Geothermalfluid wird gefördert und gibt die Wärme an ein zweites Arbeitsmedium mit niedrigem Siedepunkt ab. Dieses verdampft und treibt die Turbine an.

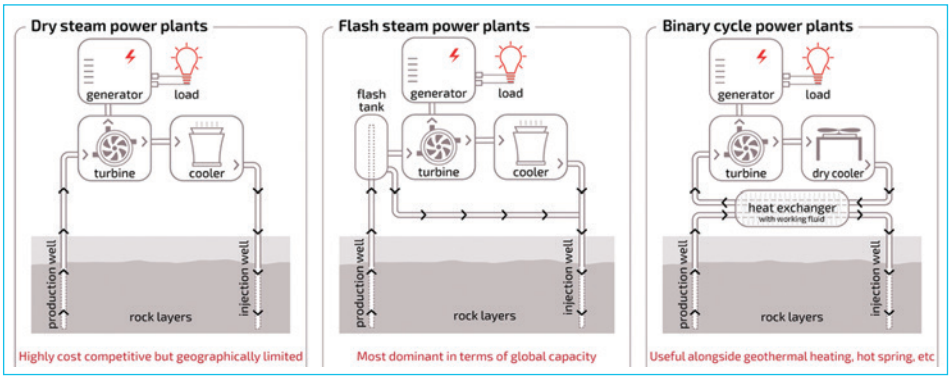


Abb. 3: Geothermische Kraftwerkskonzepte

Für die Next Generation Geothermietechnologien kommen Flash-Dampf- und Binary Cycle-Kraftwerke aufgrund der geologischen Gegebenheiten in Frage. Der wesentliche Nachteil von Flash-Dampfkraftwerken ist die wärmetechnische Ausnutzung des Geothermalfluids. Lediglich der Anteil des Geothermalfluids, der schlagartig verdampft, wird zur Stromerzeugung verwendet. Die unter Sättigungstemperatur stehende Wasserphase wird ohne thermische Nutzung in die Rückführungsbohrung (injection well) zurückgeführt. Eine Verbesserung der wärmetechnischen Ausnutzung kann man durch eine sequenzielle Anordnung mehrerer Flash-Stufen erreichen, typischerweise 2 bis 3.

Ein weiterer Nachteil der Flash-Technologie ist die sehr wartungsintensive Turbine, aufgrund der Sattdampfbedingungen am Eintritt der Turbine sowie der chemischen Zusammensetzung des Dampfes.

Aufgrund der vorgenannten Nachteile der Flash-Technologie sind in den letzten Jahren vermehrt Binary Cycle-Kraftwerke zum Einsatz gekommen (Abbildung 4) [3].

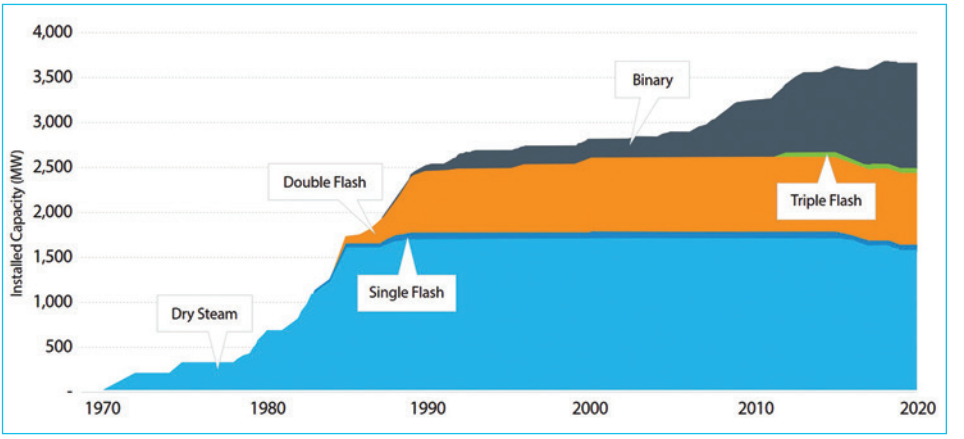


Abb. 4: Installierte Leistung geothermischer Kraftwerke in den USA nach Typ

5. Großtechnische geothermische ORC-Kraftwerke

Aufgrund des wachsenden Geothermiemarktes, insbesondere in den USA, und der steigenden Leistungen der Projekte steigt auch die Notwendigkeit, standardisierte Kraftwerkseinheiten zu entwickeln, die hoch effizient aber auch kostenoptimiert sind. Anhand dieser Marktanforderungen wurde auf Basis der ORC-Technologie ein Geothermiekraftwerk für einen Leistungsbereich zwischen 30–60 MW brutto entwickelt.

Dieses standardisierte Kraftwerk, auch ORC-Modul genannt, ist so konzipiert, dass die wesentlichen Komponenten mit wenig Aufwand der projektspezifischen Leistung angepasst werden können, ohne das Gesamtkonzept anpassen zu müssen.

5.1. Überblick über das ORC-Modul

Das heiße Geothermalfluid aus den Bohrlöchern wird als Wärmezufuhr für den ORC-Kreislauf (Abbildung 5) verwendet und im Gegenstrom zum ORC-Fluid geleitet. Das bedeutet, dass die Geothermalseite zunächst in den ORC-Überhitzer, sofern vorhanden, einströmt, dann in den Verdampfer und schließlich in die Vorwärmer. Im Anschluss wird das Fluid zurück zur Rückführungsbohrung geleitet, um sich wieder unterirdisch zu erwärmen.

Das ORC-Fluid hingegen wird in den Vorwärmern erwärmt, im Verdampfer verdampft und im Überhitzer auf die gewünschte Temperatur überhitzt. Der ORC-Dampf treibt die Turbine an, die mit einem elektrischen Generator gekoppelt ist. Am Austritt der ORC-Turbine wird der ORC-Dampf im Rekuperator bis dicht an die Sättigung abgekühlt und dann im Luftkondensator kondensiert. Das flüssige ORC-Fluid wird mittels der Speisepumpen zurück zu den Vorwärmern gepumpt, um so den Kreislauf zu schließen.

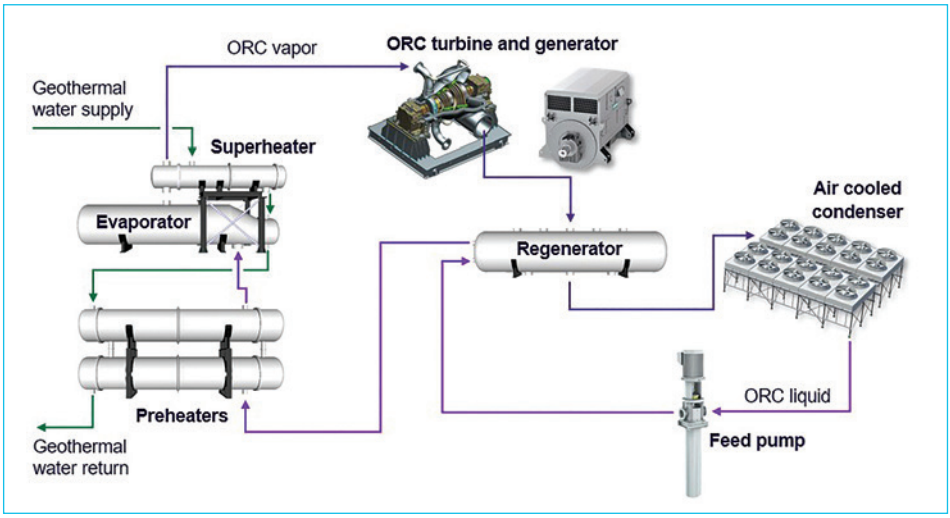


Abb. 5: Typisches Übersichtsschaltbild des ORC-Moduls

5.2. Betriebliche Aspekte und Automatisierung

ORC-Systeme zeichnen sich durch ein hohes Maß an betrieblicher Einfachheit aus, was zu minimalen Personalanforderungen vor Ort führt. Dieses ermöglicht die Implementierung vollautomatischer Steuerungskonzepte, einschließlich des An- und Abfahrens. Darüber hinaus ermöglichen fortschrittliche digitale Steuerungssysteme die Fernüberwachung, die Diagnostik und die Leistungsoptimierung, was zu einem zuverlässigen unbeaufsichtigten Betrieb mit reduzierten Betriebskosten führt.

5.3. Auswahl des ORC-Arbeitsmediums

Die Auswahl des Arbeitsmediums ist ein entscheidender Faktor, um die Effizienz, die Zuverlässigkeit und die Gesamtleistung von ORC-Systemen zu beeinflussen. Wichtige Auswahlkriterien sind dabei:

- Sicherheit und Umweltauswirkungen:
  Bevorzugte Arbeitsmedien sollten ein niedriges Ozonabbaupotenzial (ODP) und globales Erwärmungspotenzial (GWP) aufweisen. Ferner sollten sie ungiftig und nicht korrosiv sein, um einen sicheren Umgang zu gewährleisten.
- Thermische Stabilität:
  Das Arbeitsmedium sollte eine hohe thermische Stabilität aufweisen, um eine Zersetzung des Fluids bei Betriebstemperaturen zu vermeiden.
- Gefrierpunkt:
  Ein ausreichend niedriger Gefrierpunkt ist sehr hilfreich, um auch bei Winterbedingungen mit minimalen Frostschutzmaßnahmen auszukommen.
- Dichte:
  Arbeitsmedien mit hoher Dichte reduzieren den volumetrischen Durchfluss und damit die Komponentengrößen und den Massenstrombedarf.

5.4. Anordnungsplanung

Das ORC-Kraftwerk bietet einen guten Zugang zu allen Komponenten des Kraftwerks. Aufgrund der Vorteile der ORC-Technologie erfolgt die Anordnung hauptsächlich im Freien oder vormontiert in Containern, dadurch reduzieren sich die erforderlichen Bau- und Montagearbeiten.

Der ORC-Turbosatz und seine Hilfssysteme sind unter einem Wetterdach aufgestellt. Die nachfolgende Abbildung 6 zeigt eine typische Anordnung des Siemens Energy ORC-Moduls.

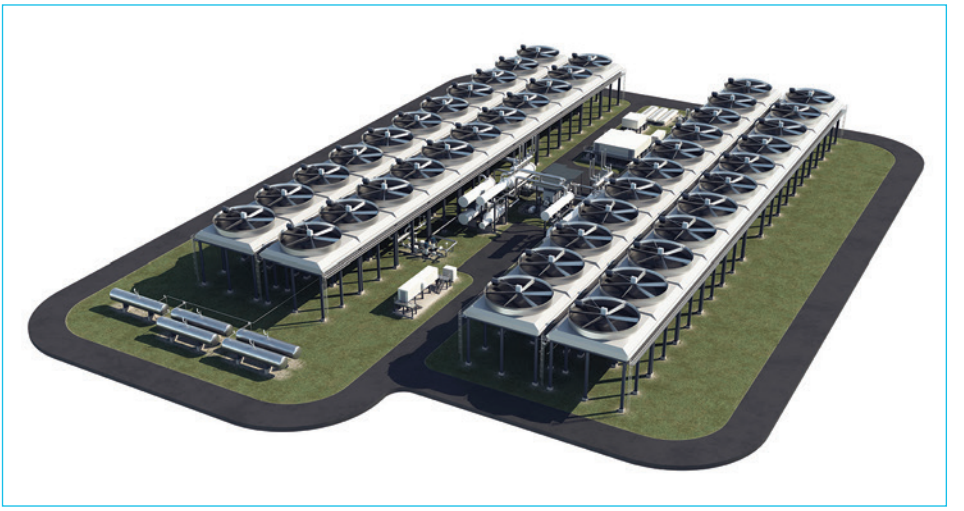


Abb. 6: Typische Anordnungsplanung des ORC-Moduls

5.5. ORC-Turbosatz

Das Herzstück des ORC-Moduls ist der Turbosatz. Das Design basiert auf der Siemens Energy Dampfturbinenplattform und ist die erste einhäusige industrielle ORC-Turbine für Leistungen bis 60 MW. Die nachfolgenden Abbildungen 7 und 8 beschreiben die wesentlichen Merkmale der ORC-Turbine sowie die Ähnlichkeit zur Industriedampfturbinenplattform.

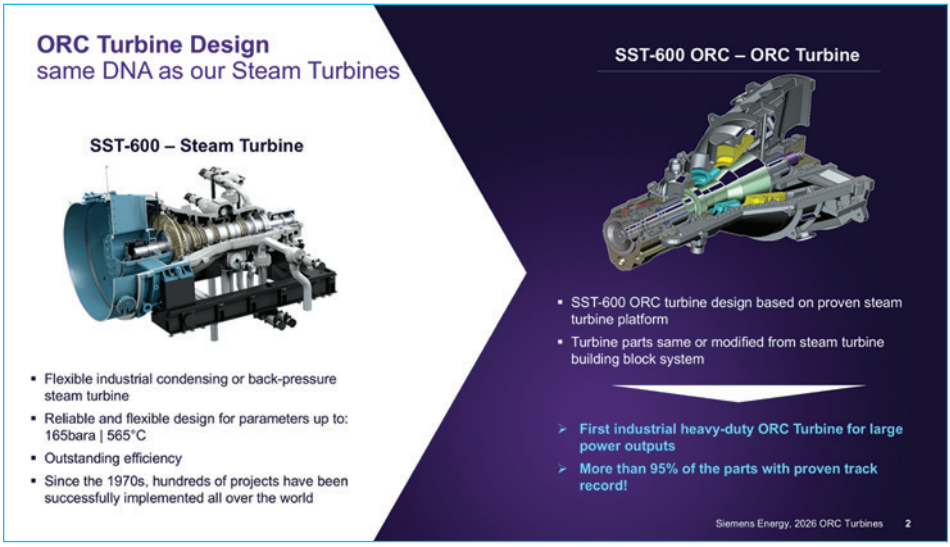


Abb. 7: Ähnlichkeit der ORC-Turbine zur Industriedampfturbine

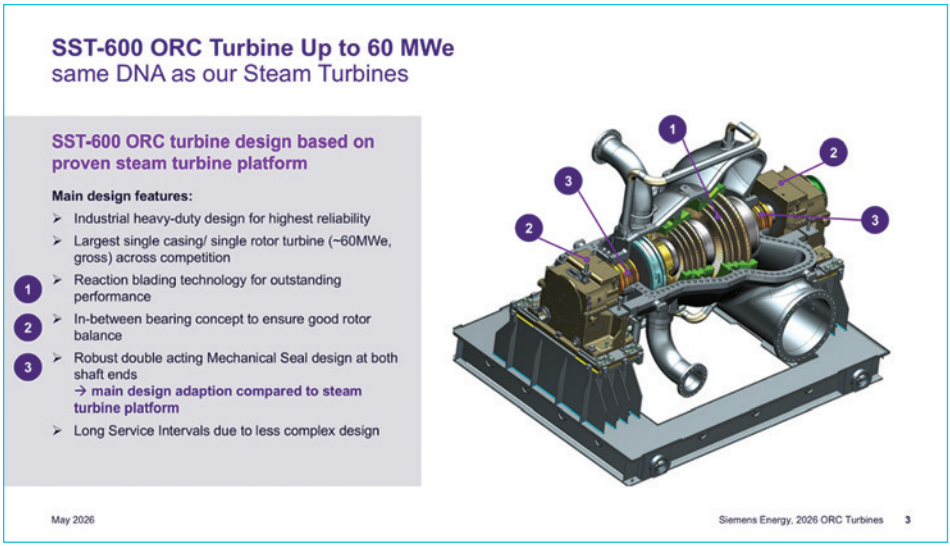


Abb. 8: Wesentliche Merkmale der ORC-Turbine

Aufgrund der gleichen Dampfturbinenplattform besteht die ORC-Turbine ebenfalls aus Bauteilen, die über Jahre und Jahrzehnte zuverlässig und erfolgreich in den Industriedampfturbinen von Siemens Energy eingesetzt werden. Daher musste lediglich die Dichtungstechnologie angepasst werden, um den Anforderungen des ORC-Kreislaufes, einer hermetisch dichten Turbine, zu entsprechen.

Konkret bedeutet das, die typische Labyrinthdichtung einer Dampfturbine so anzupassen, dass ein zur Atmosphärenseite dichtes System entsteht. Als Lösung wurde sich für eine doppeltwirkende Gleitringdichtung (wet seal) entschieden. Diese Dichtungstechnologie wird in der Öl- & Gasindustrie bei Pumpen und Kompressoren standardmäßig eingesetzt.

Die Anpassung am ORC-Turbinenrotor ist in der nachfolgenden Abbildung 9 dargestellt.

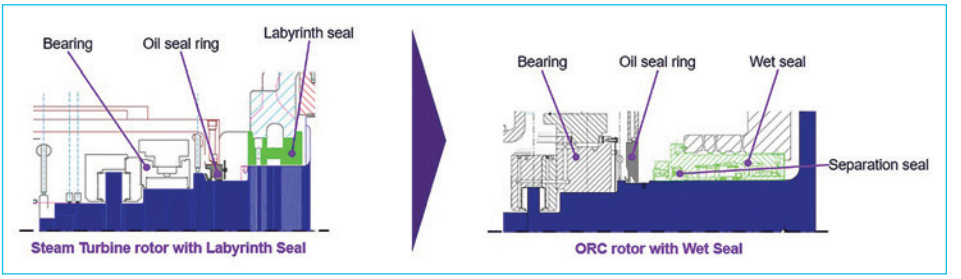


Abb. 9: Anpassung des ORC-Turbinenrotor

Gleitringdichtungen sind Komponenten, die von speziellen Firmen angeboten und hergestellt werden. Diese Dichtungselemente wurden in Zusammenarbeit mit erfahrenen Firmen an die ORC-Turbine angepasst und optimiert. Die wesentlichen Merkmale der eingesetzten Gleitringdichtung sind in der Abbildung 10 dargestellt.

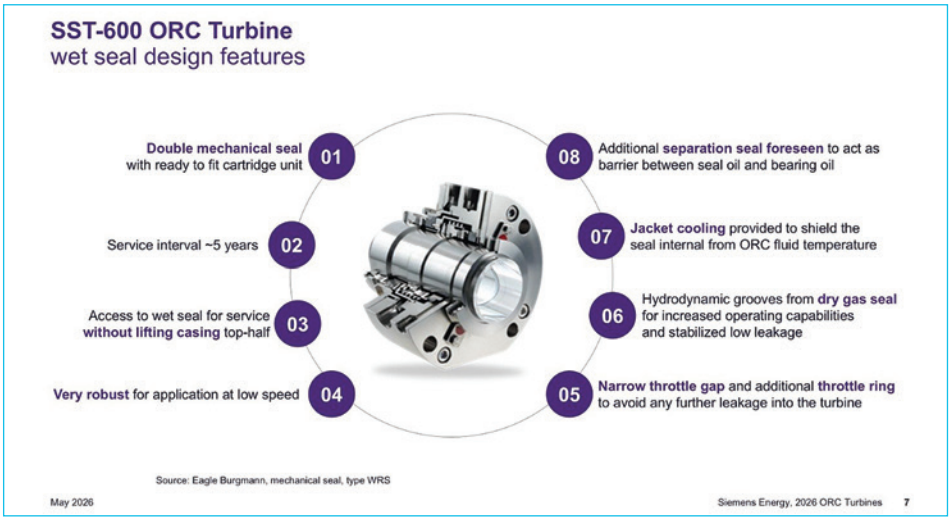


Abb. 10: Merkmale Gleitringdichtungen [4]

Zusätzlich zur Anpassung der Dichtungstechnologie beinhaltet das Design der ORC-Turbine folgende Eigenschaften, die ein Alleinstellungsmerkmal darstellen:

- erste ORC-Turbine basierend auf dem Design von Industriedampfturbinen
- größte eingehäusige und einflutige ORC-Turbine mit einer Leistung bis 60 MW
- Der Strömungspfad der ORC-Turbine wurde auf der Grundlage der langjährigen Expertise von Siemens Energy im Bereich der Turbomaschinen entwickelt. Sie kombiniert ein fortschrittliches aerodynamisches Rotordesign mit optimierten Geometrien der stationären und rotierenden Schaufeln, um eine überragende Leistung und Effizienz zu erzielen.
- Der Turbinenrotor ist an beiden Enden auf hydrodynamischen Gleitlagern gelagert, die dank der Flüssigkeitsfilmschmierung eine hohe Tragfähigkeit bieten. Diese Anordnung verbessert das rotordynamische Verhalten, indem sie eine stabile Lagerung gewährleistet, die Rotordurchbiegung reduziert und Schwingungen unter wechselnden Betriebsbedingungen dämpft.
- Als Absperr- und Regelorgane werden Klappen eingesetzt, um den erhöhten Massenstromanforderungen von ORC-Systemen gerecht zu werden. Dadurch werden Drosselverluste reduziert und die Gesamteffizienz sowie die betriebliche Flexibilität gesteigert.
- An den Turbinenkomponenten wurden gezielte Designanpassungen vorgenommen, um Wartungsverfahren zu vereinfachen, mit besonderem Schwerpunkt auf der Reduzierung von Ausfallzeiten beim Austausch der Gleitringdichtungen.

- Ein dediziertes Dichtölversorgungssystem gewährleistet eine optimale Leistung der Gleitringdichtungen sowie eine hohe Betriebssicherheit. Der Einsatz eines speziellen Dichtöls ermöglicht einen effektiven Betrieb der Gleitringdichtungen und minimiert das Austreten von Arbeitsmedium.
- Ferner ist ein separates Rückgewinnungssystem für die Mischung aus Dichtöl und ORC-Fluid, mit Rückgewinnungsraten des ORC-Fluids > 99 % vorgesehen. Dadurch werden Verluste signifikant reduziert, wodurch Umweltgefahren im Zusammenhang mit der Freisetzung signifikant verringert werden.

6. Quellen

[1] Ray Cai, Rebecca Riess: *Next-Generation Geothermal, Leveraging a Strategic Opportunity for U.S. Energy Leadership*, Center for Strategic & International Studies, 2025.

[2] ETIP-DG European Technology & Innovation Platform on Deep Geothermal, *Geothermal Electricity: A Balancing Force.*

[3] NREL, Jody C. Robins, et. al: *U.S. Geothermal Power Production and District Heating Market Report*, 2021.

[4] Eagle Burgmann, Gleitringdichtung Typ WRS.

Improving Energy Efficiency in New and Existing CHP Plants through Flue Gas Heat Recovery: Case Studies, Economic Insights, and Future Carbon Capture Readiness

Laura Kuukkanen

1. Introduction....623
2. Valmet flue gas cleaning and condensing in brief....624
3. Basics about flue gas condensing....625
4. Condensing technologies....626
4.1. Scrubber and tube condenser....626
4.2. Enhanced condensing, combustion air humidifier and heat pumps....627
4.3. Condensate treatment....628
4.4. Case study: Helen Vuosaari C flue gas condensing plant....628
5. Flue gas condensing to new plant versus existing plant....629
5.1. Case studies: Adding flue gas condensing to an existing plant....630
6. Carbon capture pretreatment....632
7. Economy....633
8. References....633

1. Introduction

Waste- and biomass-fired power plants play a key role in the transition to a low-carbon and resource-efficient energy system. Their efficiency can be significantly improved by recovering heat from flue gases. One of the most effective

methods is flue gas condensation, where water vapor condenses and releases latent heat that can be utilized, for example, in district heating. This is particularly beneficial when using high-moisture fuels such as biomass and waste.

The performance of flue gas heat recovery systems can be further enhanced through combustion air humidification and heat pumps. In addition, flue gas cooling and conditioning support future carbon capture solutions, while the condensed water can be treated and reused as boiler feedwater or district heating make-up water.

This paper presents selected reference projects, demonstrating the integration of these technologies into modern energy plants, and discusses both their technical and economic benefits.

2. Valmet flue gas cleaning and condensing in brief

The history of Valmet's flue gas cleaning technology dates back to 1972, when the first scrubber installation was delivered by Tampella for a recovery boiler at the Heinola mill in Finland. Since then, technology has been progressively developed and expanded into a broad portfolio of in-house solutions. Today, the portfolio covers both dry and wet flue gas cleaning processes, including electrostatic precipitators (ESP), baghouse filters (BHF), nitrogen oxide (NO_x) control systems, wet electrostatic precipitators (WESP), flue gas desulphurization (FGD), carbon capture pre-treatment and flue gas condensation (figure 1).

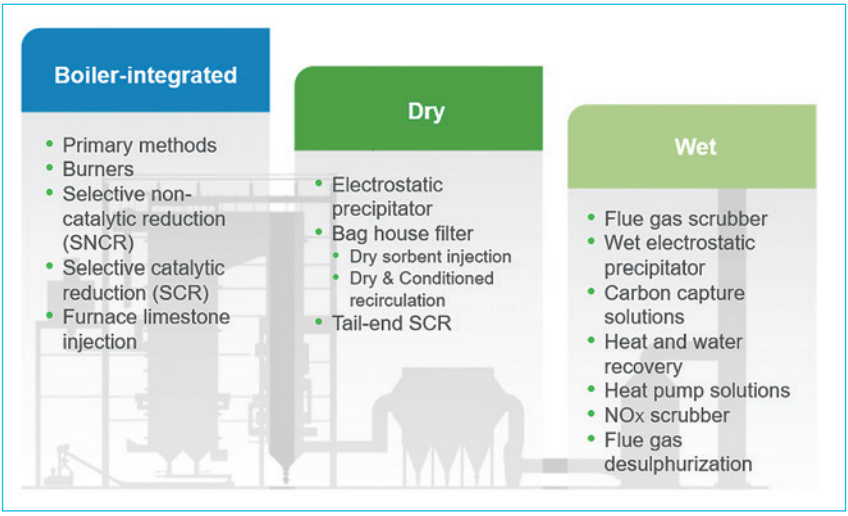


Fig. 1: Overview of Valmet´s technology offerings for flue gas treatment

The first flue gas condensing plants were built in the 1980s, after which the technology has been widely applied in both greenfield and retrofit projects. The technology has continuously evolved and improved in efficiency, for example through combustion air humidification systems (first delivered by Valmet in 1993 to the Lapua district heating plant in Finland) and heat pump-based solutions introduced in the 2010s. In recent references (e. g. Helen Vuosaari and Salmisaari), flue gas is cooled to approximately 10 °C at the stack, resulting in near-complete condensation of water vapour. The utilization of condensate as boiler make-up water or as supplementary water for district heating systems has also become well established in recent decades.

3. Basics about flue gas condensing

In a boiler, the water in the fuel is vaporized during combustion. Typically, flue gases leave the boiler at around 120 – 200 °C and at these temperatures all the water remains in vapor form. Therefore, the flue gas contains energy both as sensible heat and as latent heat, associated with the phase change of water vapor. This energy amount can be quite significant depending on the water content of the fuel.

The graph below (figure 2) illustrates the potential for heat recovery from flue gases in typical waste and biomass-fired combined heat and power (CHP) plants. Depending on the fuel moisture content, the condensing technology used, and the temperature of the heat sink return water, the recovered heat can range from approximately 10 % to as much as 35 % of the fuel input. Fuel input is typically expressed on a lower heating value (LHV) basis, which excludes the latent heat of water vapor. For this reason, when flue gas condensation is applied, the calculated overall efficiency of the plant can exceed 100 % on an LHV basis.

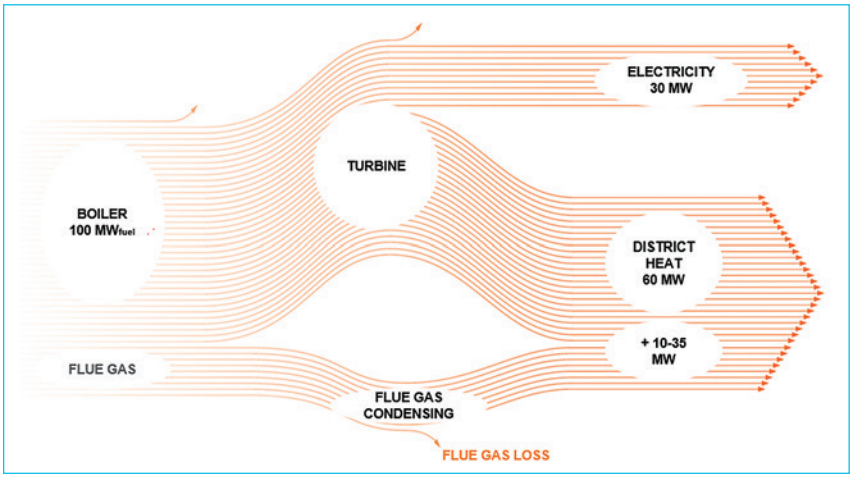


Fig. 2: Flue gas heat recovery potential in CHP plant can be significant

4. Condensing technologies

4.1. Scrubber and tube condenser

Valmet offers two types of condensing technologies, scrubber and tube condenser. The main difference is that scrubber utilizes two heat transfer surfaces, packed bed and external heat exchanger, while tube condenser has only one. In both technologies the flue gas enters to the equipment and at first, it is moisturized to reach the dew point temperature. Depending on flue gas temperature (sensible heat), the water is vaporized at the inlet increasing the flue gas moisture content. After this conditioning, condensation can begin. Without any additional enhancement, flue gas condensates close to return sink water temperature (figure 3).



Fig. 3: Valmet delivers two types of flue gas condensers, scrubbers and tube condensers

Both technologies offer distinct advantages. A scrubber can efficiently remove emissions from the flue gas, including acid gases, ammonia, and particulate matter. It can also be designed with multiple stages, allowing gas cleaning and heat recovery to be optimized for specific process requirements. In contrast, a tube condenser is a simpler solution with a compact footprint and lower auxiliary power consumption, primarily due to its lower circulating water flow requirements. Below (figure 4) are trends from a plant in Finland, which shows the emission measurement in stack when scrubber has been in operation and when it has been by-passed. Both SO_2 and HCl are nearly 0 mg/Nm^3 when flue gas is scrubbed.

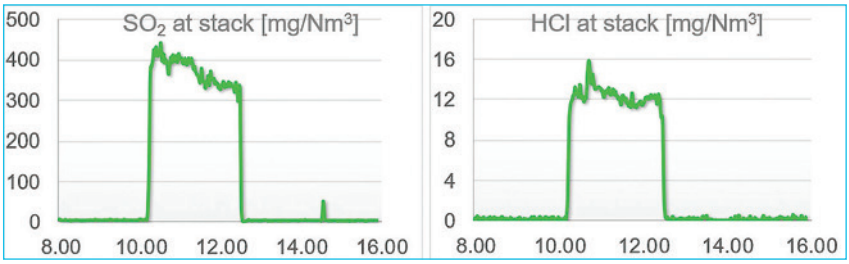


Fig. 4: Emission trends from a plant which operates with and without a scrubber

4.2. Enhanced condensing, combustion air humidifier and heat pumps

Combustion air humidifier can be added to a condensing plant to increase the efficiency. Energy from the flue gas after condensing can be transferred to combustion air as a form of water vapour. Water vapour increases the dew point temperature, and condensing may start at higher temperature yielding greater heat recovery. The flue gas exiting the condensing plant is approximately 10 degrees cooler compared to heat sink water return temperature.

Heat pumps can be integrated with flue gas condensing systems to further enhance heat recovery. By upgrading low-temperature heat to a higher temperature level, they enable greater flue gas cooling and increase the amount of useful heat delivered to the e. g. district heating network. Both absorption and compression type of heat pumps can be utilized.

Below (figure 5) is a graph which illustrates the potential heat recovery in waste and bio plants with these different technologies in a function of district heat water (heat sink) return temperature. It is evident that the benefits gained from enhanced technologies increase as the return water temperature rises.

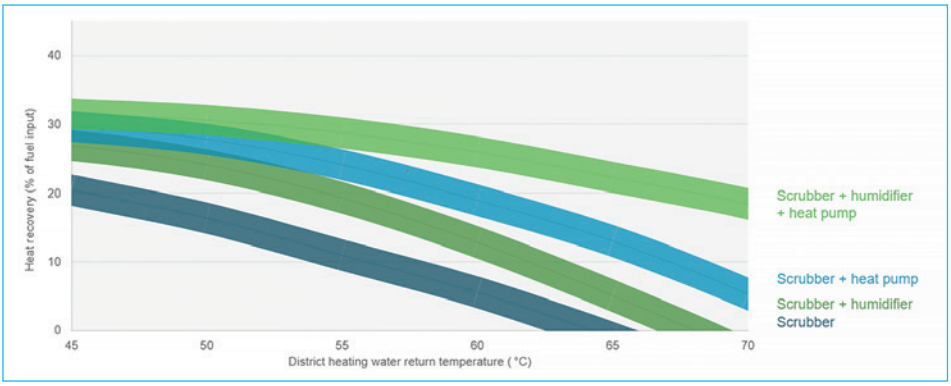


Fig. 5: Potential heat recovery with different technologies in the function of district heat water return temperature

4.3. Condensate treatment

Approximately 1 m^3 of condensate is produced for every 1 MWh of latent heat recovered. Condensate quality depends on the fuel, flue gas cleaning system, and extraction point, but under favorable conditions it can be sufficiently clean for reuse. Typical contaminants include suspended solids, dissolved salts (e. g. chlorides, sulfites, sulfates, and sodium), and dissolved CO_2. Treatment systems commonly utilize membrane technologies such as ultrafiltration, reverse osmosis, and CO_2 removal units. After treatment, condensate can be discharged in compliance with environmental permit requirements or reused as boiler feedwater and district heating make-up water, reducing municipal water consumption and improving project economics. Condensate treatment generates a reject stream corresponding to approximately 20 – 35 % of the condensate flow. This stream can be treated before discharge or, in a zero-liquid-discharge configuration, recycled back to the scrubber. In such systems, only a small bleed stream is removed, typically to the boiler for disposal.

The process diagram below illustrates the condensate recovery and treatment system at the Helen Vuosaari plant (figure 6). Treated condensate is reused as raw water for boiler make-up water production, while reject streams are collected and recirculated to the scrubber, minimizing wastewater generation.

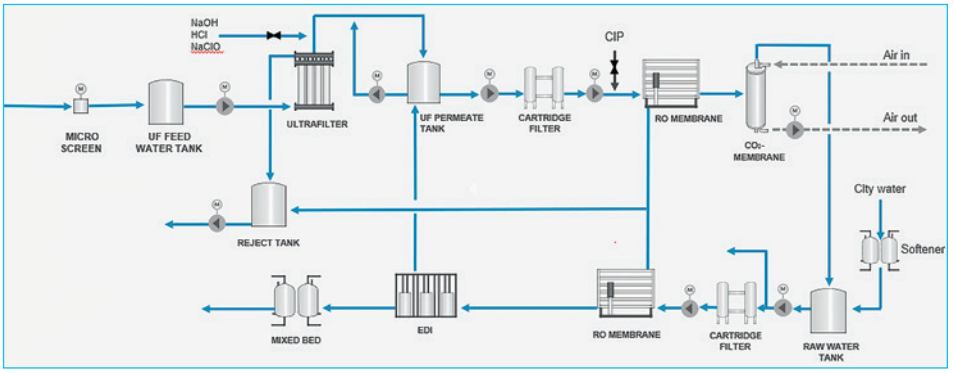


Fig. 6: Condensate treatment at Helen Ltd. Vuosaari plant

4.4. Case study: Helen Vuosaari C flue gas condensing plant

In 2022, Valmet delivered a state-of-the-art flue gas condensing system to the Vuosaari C Bioenergy Heating Plant operated by Helen Ltd. The scope of supply included a wet scrubber, a combustion air humidification system, and three absorption heat pumps. The total energy recovered from the flue gases amounts to 69 MW, resulting in an overall plant efficiency exceeding 120 % when calculated on the basis of the fuel's lower heating value (LHV).

The process diagram illustrates the heat balance of the system (figure 7). Flue gas enters at a temperature of 156 °C and is cooled in multiple stages to approximately 12 °C at the stack outlet. The absorption heat pumps are driven by low-pressure steam, with the steam energy also being recovered into the district heating network. Consequently, the total useful heat output of the system amounts to 95 MW, comprising 69 MW recovered from flue gas and the remainder derived from steam [1] [2].

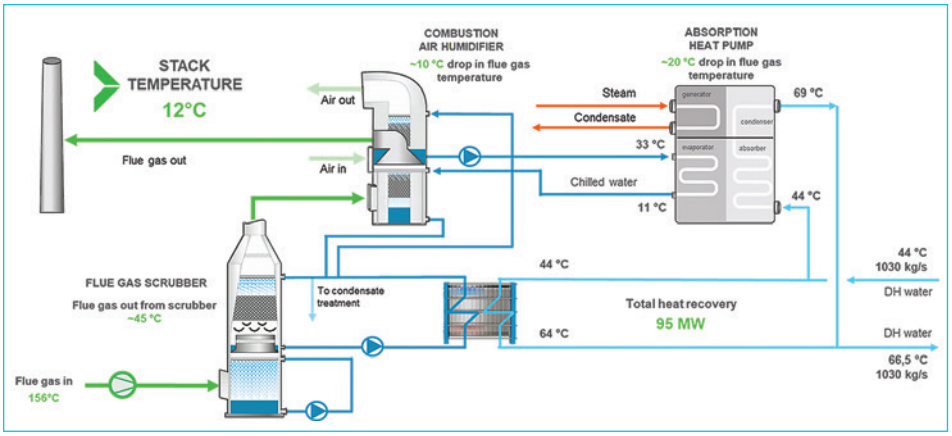


Fig. 7: Flue gas condensing process at Helen Ltd. Vuosaari plant

The investment of new biomass burning plant was made to replace the heat production of the closing Hanasaari plant, reduce CO_2 emissions (up to 700,000 tons annually), and improve the efficiency and flexibility of Helsinki's district heating system. The new plant produces close to 25 % of Helsinki's district heat. It is typically operated during the heating season, from August to May, and is shut during the summer. During its first year of operation, it produced approximately 275,000 MWh of district heat solely from flue gas [1] [2].

5. Flue gas condensing to new plant versus existing plant

Valmet has delivered dozens of flue gas condensing plants for both newly built projects and retrofit applications. In new plants, the boiler and overall heat balance are designed together with the flue gas condensing system. When the design basis is total district heat production, the boiler can be significantly smaller compared to a configuration without flue gas condensation. If the design basis is defined differently, for example based on fuel input or CO_2 emissions, the flue gas condensing system can also be designed to operate flexibly at partial load or even no-load conditions during periods of low heat demand.

When investing in a flue gas condensing plant for an existing facility, several factors influence feasibility, such as whether there is a need for increased district heat capacity and whether the plant could be operated at lower load while achieving the same heat output with reduced fuel consumption and higher efficiency. In many cases, flue gas condensing systems are not operated at full load year-round due to variations in heat demand. However, even when condensation is not taking place, flue gas scrubbing can still be maintained. If this is not foreseen by-pass can be built to save water and own consumption.

Key considerations when integrating a flue gas condensing system into an existing plant include additional pressure losses in the flue gas and, where applicable, combustion air systems. Flue gas condensing typically introduces a pressure drop of around 1,000 – 1,500 Pa, which must be accounted for in the capacity of existing fans. Additional pressure losses may also arise in the district heating network due to the added heat exchangers.

Space requirements are an important design factor, as the scrubber is typically installed outdoors near the stack, while auxiliaries such as pumps, heat exchangers, heat pumps, and condensate treatment systems are located in a separate building. Sodium hydroxide (NaOH) or other alkaline chemicals are used for pH control and acid gas neutralization. As the flue gas becomes saturated after condensation, downstream ductwork and the stack are typically made of acid-resistant materials such as stainless steel or other corrosion-resistant alloys.

5.1. Case studies: Adding flue gas condensing to an existing plant

At Gren Eesti AS in Pärnu, Estonia, Valmet delivered a retrofit scrubber and combustion air humidification system for an existing 76 MW boiler plant (figure 8). The flue gas condensing system provides 16,9 MW of heat recovery, significantly improving overall plant efficiency, while also reducing air emissions.

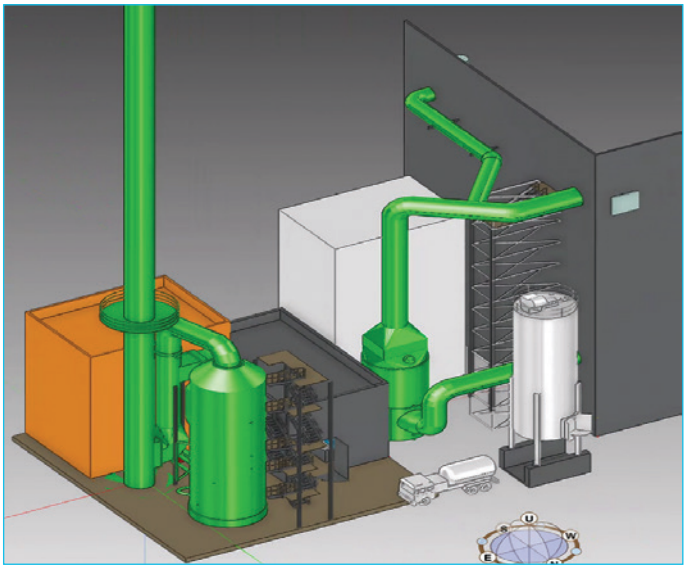


Fig. 8: Retrofitted flue gas condensing plant at Gren Eeti AS plant in Pärnu. New parts are shown in green and orange.

At Stora Enso's Nuottasaari mill in Oulu, Finland, Valmet delivered a flue gas scrubber downstream of an existing bubbling fluidized bed (BFB) boiler with a thermal capacity of 290 MW. The scope of supply also included a booster fan to compensate for the additional pressure drop, as well as modifications to the existing concrete stack liner.

At Kokkolan Energia in Finland, Valmet supplied a wet scrubber system capable of recovering 14.7 MW of heat for the district heating network, increasing the plant's total heat production by more than 20 %. The delivery also included a new condensate treatment system and replacement of the induced draft (ID) fan.

In 2015, Valmet delivered a flue gas condensing system to Tampereen Energiantuotanto's Naistenlahti 2 plant in Finland, adding 45 MW of heat recovery capacity. The scope of supply also included a condensate treatment system.

Two tube condensers were delivered to the Fortum Waste Solutions plant in Riihimäki, Finland. The units were installed downstream of a grate-fired municipal solid waste boiler and a drum boiler used for hazardous waste incineration. The installation added 14,5 MW of additional heat to the district heating network. The project was executed on an accelerated schedule, with a total delivery time of only eight months and downtime for each boiler limited to less than one week.

6. Carbon capture pretreatment

As the EU's carbon neutrality targets approach, there is increasing focus on carbon capture and on either utilizing or storing the captured CO_2. The requirements for flue gas depend on the selected carbon capture technology and solvent. However, conventional emission limits are often still too high for reliable and cost-effective carbon capture, see the table below (table 1). Particulate matter in the flue gas may lead to solvent degradation and fouling, while acidic gases can form heat-stable salts, increasing solvent consumption and reducing process efficiency. Carbon capture also requires cooled flue gas, typically down to 20 – 40 °C.

Tab. 1: Emission limits for optimized carbon capture process and traditional limits

Emission	Optimized carbon capture (mg/Nm3)	Traditional limits (mg/Nm3)
Dust	< 1- 5	5 – 10
HCl	< 0,1	5 – 10
SO_2	0 – 5	30 – 50
NO_x	< 10 (at least below 100 mg)	50 – 200
CO	< 10	< 50

Flue gas condensing is an effective pre-treatment technology for carbon capture, as it both reduces the flue gas temperature and efficiently removes impurities from the gas stream. In particular, it provides effective removal of dust, hydrogen chloride (HCl), and sulfur dioxide (SO_2).

Valmet also delivers NO_x scrubbing solutions, which can be integrated with the flue gas condensing system. Alternatively, NO_x emissions can be reduced by installing a catalyst upstream of the scrubber. If particles or aerosols remain in the flue gas after scrubbing, a wet electrostatic precipitator (WESP) can be installed downstream of the scrubber. In some cases, the WESP can also be integrated into the same scrubber column.

Together, these technologies can reduce flue gas impurities to levels well below environmental permit requirements, while providing the low-temperature, high-quality flue gas needed for future carbon capture applications.

7. Economy

Flue gas condensing investments are often highly attractive, with typical payback periods ranging from 1 to 5 years. However, the feasibility of a flue gas condensing plant must be evaluated on a case-by-case basis. As demonstrated in this study, the achievable heat recovery depends strongly on the selected condensing technology, fuel moisture content, and the return temperature of the heat sink water.

Economic performance is influenced by fuel, electricity, heat, and carbon prices. In the European Union, CO_2 emissions are regulated through the Emissions Trading System (EU ETS), making ETS allowance prices and regulations important factors in the profitability of flue gas condensing investments. This is particularly relevant for waste-to-energy (WtE) plants, which may face future ETS obligations, as well as for facilities where flue gas condensing reduces the consumption of natural gas and other fossil fuels [3] [4].

Plant-specific factors also play an important role. The value of recovered heat depends on whether it enables increased heat sales or primarily reduces fuel consumption. Annual operating hours are equally important; flue gas condensing systems typically operate at full load during winter, at partial load during spring and autumn, and are often shut down during summer. Additional benefits may be achieved when condensate can be utilized to replace municipal water in plant operations.

Finally, the overall investment cost is a key consideration and depends strongly on the selected technology as well as site-specific and plant-specific conditions.

8. References

[1] Kuvaja, Lehtinen: *Sky-high efficiency at Helen with Valmet's heat recovery and pump technology*, 2023.

[2] Helen Ltd. Vuosaari Plant: *Vuosaaren biolämpölaitos on aloittanut lämmöntuotannon – muunneltava hybridilaitos tarjoaa huippuluokan energiatehokkuutta*, 2022.

[3] ESWET: Policy Bried on Waste & EU ETS, 2026.

[4] CEWEP: Waste & EU ETS | CEWEP Working Paper – Part I&II, 2025.



Mehr Wert.
Mehr Vertrauen.

TÜV SÜD

Zukunftsweisend, innovativ und ganzheitlich.

TÜV SÜD begleitet Ihre Wasserstoff-projekte von der Idee bis zur Umsetzung.

Bei TÜV SÜD setzen wir unser umfassendes Know-how und unsere Erfahrungen mit Wasserstoff und verwandten Technologien ein, um eine sichere und zuverlässige Entwicklung von Wasserstoff-Energielösungen zu unterstützen sowie zu begleiten – von der Erzeugung über die Lagerung und den Transport bis hin zur Anwendung in den verschiedensten Branchen.

Sie stehen vor komplexen Fragestellungen und brauchen individuelle Antworten?
Unsere interdisziplinären Expertenteams ermöglichen nicht nur die ganzheitliche Betrachtung Ihrer komplexen Wasserstoffprojekte, sondern entwickeln auch gemeinsam mit Ihnen individuelle Lösungen für verschiedenste Aufgabenstellungen.
Dies umfasst neben allen technischen Fragestellungen hinsichtlich der Konzeptentwicklung und -planung, der Eignungsprüfung, der Errichtung sowie dem sicheren Betrieb Ihrer Anlagen, auch Mitarbeiterschulungen im Bereich sicherer Umgang mit Wasserstoffsystemen.

Interesse an unserem Leitfaden zur H_2-Readiness von Gaskraftwerken? Sprechen Sie uns direkt an.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH | Dr. Thomas Gallinger
+49 89 5791-3538 | hydrogen@tuvsud.com

TÜV®

Batteriespeicher/ Dekarbonisierung

julia gaßmann



— **Ganzheitliche Designlösungen: Logos, Corporate Designs, Broschüren, Webseiten und mehr**

— **Überarbeitung bestehender Designs für einen zeitgemäßen Auftritt**

— **Entwicklung ansprechender visueller Konzepte, die Ihre Werte und Visionen widerspiegeln**

www.julia-gassmann.de

Batteriespeicher: Aktuelle Entwicklungen und Praxiserfahrungen

RWE Technology International GmbH, RWE Generation SE

1. Einleitung und Überblick 637
2. Ausgewählte RWE-Batteriespeicher in Europa 638
2.1. Herdecke, Deutschland (2018) 638
2.2. Lingen und Werne, Deutschland (2023) 639
2.3. Neurath und Hamm, Deutschland (2024/2025) 640
2.4. Moerdijk, Niederlande (2025) 641
2.5. Eemshaven, Niederlande (2025) 642
2.6. Gundremmingen, Deutschland (2027) 643
2.7. Hamm, Deutschland (2028) 643
2.8. Lingen, Deutschland (2028) 645
3. Quellen 646

1. Einleitung und Überblick

Batteriespeicher sind ein wichtiger Baustein der Energiewende. Sie speichern überschüssige erneuerbare Energie und geben sie dann ab, wenn sie am meisten gebraucht wird.

Als Pionier auf dem Gebiet der Batteriespeicherung entwickelt, baut und betreibt RWE innovative, wettbewerbsfähige Batteriespeicher sowie Onshore- und Solar-Hybridprojekte in Europa, Australien und den USA (Abbildung 1) mit einer kumulierten Speicherkapazität von mehreren Gigawattstunden.

Bei der Verknüpfung von Batteriespeichertechnik mit grüner Stromerzeugung kommt RWE die langjährige Expertise im Bereich der Energiespeicherung und der erneuerbaren Energien zugute. Projektplanung, Modellierung, Systemintegration und Inbetriebnahme der Projekte übernimmt das Unternehmen in Eigenregie.

Der folgende Beitrag gibt einen Überblick über ausgewählte Speicherprojekte von RWE in Europa, die bereits in Betrieb sind oder sich zurzeit in Errichtung befinden.



Abb. 1: RWE-Batteriespeicherstandorte weltweit. Die Markierungen zeigen die Anzahl an Betriebsstandorten in den jeweiligen Regionen. Text und Bild basieren auf [1].

2. Ausgewählte RWE-Batteriespeicher in Europa

Im Folgenden werden verschiedene Batteriespeicherprojekte in Europa mit Fokus auf Standorte in Deutschland und den Niederlanden vorgestellt. Die Jahresangaben zu den Projekten beziehen sich auf das Jahr der Inbetriebnahme. Während einige Projekte bereits in Betrieb sind, befinden sich andere in Entwicklung.

2.1. Herdecke, Deutschland (2018)

Sechs Millionen Euro Investition, sieben Megawatt Speicherleistung, Betriebsstart Anfang 2018: Das sind die Eckdaten für den Batteriespeicher Herdecke, den RWE Generation auf dem Gelände des Pumpspeicherkraftwerks am Hengsteysee in Herdecke errichtet hat.

Insgesamt besteht der Batteriespeicher aus drei gleichen Systemen. Jedes System besteht aus einem mit Batteriemodulen bestückten Übersee-Container, einem Umrichter und einem Transformator. Das Herz des Batteriespeichers sind die insgesamt 552 Batteriemodule mit je 100 Lithium-Ionen-Zellen. Der Batteriespeicher kann eine Energiemenge von rund sieben Megawattstunden speichern und bei Nennleistung etwa eine Stunde lang wieder ins Netz abgeben. Abbildung 2 gibt einen Einblick in den Speicher.



Abb. 2: Innenleben des Batteriespeichers in Herdecke. Text und Bild basieren auf [2].

2.2. Lingen und Werne, Deutschland (2023)

An den Kraftwerksstandorten in Lingen (Niedersachsen) und Werne (Nordrhein-Westfalen) entstand ein Batteriesystem mit einer Gesamtleistung von insgesamt 117 Megawatt (MW). Die Batterien werden virtuell mit den RWE-Laufwasserkraftwerken entlang der Mosel gekoppelt (Abbildung 3). Durch das Hoch- bzw. Herunterregeln der Durchflussmenge an diesen Anlagen kann RWE zusätzliche Leistung als Regelenergie bereitstellen. Durch die Kopplung lässt sich die Gesamtleistung der Batterien um gut 15 Prozent steigern. So arbeiten Batterien und Wasserkraftwerke Hand in Hand, um zur Netzstabilität beizutragen. Das Investitionsvolumen für das Vorhaben betrug rund 50 Millionen Euro.

Das System umfasst 420 Lithium-Ionen-Batterieracks, eingehaust in 47 Übersee-Containern. Die Anlage am Gersteinwerk in Werne verfügt über eine Leistung von 72 MW (bei 79 MWh Kapazität), die Anlage am Standort Emsland in Lingen hat eine Leistung von 45 MW (bei 49 MWh Kapazität).

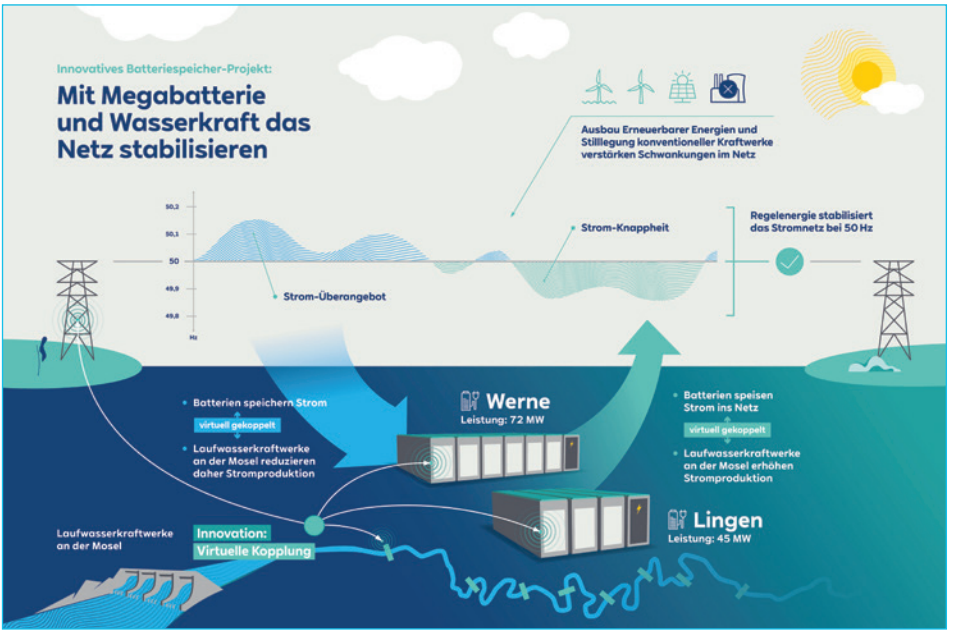


Abb. 3: Virtuelle Kopplung von Batteriespeicher und Wasserkraft. Text und Bild basieren auf [3].

2.3. Neurath und Hamm, Deutschland (2024/2025)

RWE hat an ihren nordrhein-westfälischen Standorten in Hamm und Neurath eines der aktuell größten Batteriesysteme Deutschlands mit einer Gesamtleistung von 220 Megawatt (MW) in Betrieb genommen. Es kann seine ausgelegte Leistung sekundenschnell für etwa eine Stunde bereitstellen, da die Speicherkapazität 235 Megawattstunden (MWh) beträgt. RWE setzt die Batteriespeicher auf verschiedenen Energiemärkten ein. Insbesondere durch den Einsatz in den Regelenergiemärkten trägt das System zur Stabilisierung des Stromnetzes bei.

Das Speichersystem umfasst 690 Batterieschränke mit je acht Batteriemodulen, verteilt auf die Standorte Hamm (140 MW, 151 MWh, Abbildung 4) und Neurath (80 MW, 84 MWh). Neben den Batterien hat RWE auch die entsprechende Netzinfrastruktur errichtet. Dazu gehören etwa die Hochspannungs-Transformatoren, die als Bindeglied zum 110-kV-Netz fungieren.

Bei der Standortwahl spielten das Vorhandensein geeigneter Flächen und die Nähe zu Netzanschlusspunkten eine zentrale Rolle. Insbesondere Hamm verfügt dabei weiterhin über erhebliches Potenzial. So plant RWE, auf Flächen ihres ehemaligen Steinkohle-Kraftwerks Westfalen in Hamm-Uentrop weitere Großbatterien zu errichten.



Abb. 4: RWE-Batteriespeicher in Hamm. Text und Bild basieren auf [4].

2.4. Moerdijk, Niederlande (2025)

Der innovative Batteriespeicher mit Momentanreserve-Funktion auf dem Gelände des RWE-Kraftwerks Moerdijk war der erste seiner Art im zentraleuropäischen Stromnetz (Abbildung 5). Dank hochreaktiver Steuerungstechnik und Wechselrichtern mit netzbildender Funktion kann er innerhalb von Millisekunden Strom bereitstellen oder aufnehmen und so dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren. Diese Systemdienstleistung wird als Momentanreserve bezeichnet. Der Batteriespeicher verfügt über eine installierte Leistung von 7,5 Megawatt (MW) und über eine Speicherkapazität von 11 Megawattstunden (MWh).

Mit ihrer Kombination aus fortschrittlicher Lithium-Eisenphosphat-Technologie (LFP) und superschnellen Wechselrichtern ist die Anlage die Blaupause für den Ausbau der weltweiten Batteriespeicher-Kapazitäten von RWE. Parallel zum kommerziellen Betrieb durchläuft die Anlage in Moerdijk eine zweijährige Pilotphase mit dem Ziel, Standards für künftige momentanreservefähige Batteriespeicher zu erarbeiten. Die Erfahrungen daraus wird RWE zusammen mit dem Übertragungsnetzbetreiber TenneT nutzen, um die technischen Anforderungen und Netzkonformitätsverfahren für die netzbildenden Eigenschaften der Anlage zu entwickeln.



Abb. 5: RWE-Batteriespeicher Moerdijk. Text und Bild basieren auf [5].

2.5. Eemshaven, Niederlande (2025)

Das Batterieprojekt in Eemshaven ist das erste große niederländische Batteriespeicherprojekt von RWE mit einer installierten Leistung von 35 Megawatt (MW) und einer Speicherkapazität von 41 Megawattstunden (MWh).

Am Standort wurden 110 Lithium-Ionen-Batterieracks installiert (Abbildung 6). Das Speichersystem ist seit Anfang 2025 in Betrieb. Es wurde so konzipiert, dass es nahezu technologieübergreifend mit den Energieanlagen von RWE in den Niederlanden gekoppelt werden kann. Das System wird genutzt, um das Stromnetz zu unterstützen.



Abb. 6: RWE-Batterieprojekt in Eemshaven. Text und Bild basieren auf [6].

2.6. Gundremmingen, Deutschland (2027)

RWE errichtet derzeit am Energiestandort Gundremmingen einen großen Batteriespeicher (Abbildung 7). Die Anlage wird über eine Leistung von 400 Megawatt (MW) sowie über eine Speicherkapazität von 700 Megawattstunden (MWh) verfügen und den bestehenden Netzanschluss des im Rückbau befindlichen Kernkraftwerks nutzen. Für den Bau investiert RWE rund 230 Millionen Euro.

Gundremmingen zeigt, wie konsequent RWE ihr Batteriespeicher-Portfolio erweitert: Die Anlage wird Strom fast zwei Stunden lang ununterbrochen mit einer Leistung von 400 MW bereitstellen können. In den nächsten Monaten werden mehr als 200 Container mit rund 850.000 Lithium-Eisenphosphat-Batteriezellen installiert. Dank modernster Steuerungstechnik und mehr als 100 ultraschnellen Wechselrichtern wird der Batteriespeicher Strom innerhalb von Millisekunden bereitstellen oder aufnehmen können und dazu beitragen, das Stromnetz zu stabilisieren. Der Batteriespeicher soll Anfang 2027 seinen kommerziellen Betrieb aufnehmen.



Abb. 7: Geplanter Batteriespeicher von RWE. Text und Bild basieren auf [7].

2.7. Hamm, Deutschland (2028)

Wo RWE bis 2021 Steinkohle verstromte, speichert das Unternehmen künftig Energie in Batteriespeichern. Auf dem Gelände des Kraftwerks Westfalen in Hamm (Abbildung 8) errichtet RWE aktuell drei neue Batterieparks mit einer installierten Gesamtleistung von rund 600 Megawatt (MW) und einer Kapazität von 1,2 Gigawattstunden. Für den Bau investiert RWE einen mittleren dreistelligen Millionen-Euro-Betrag.

Die Anlagen können ihre Maximalleistung jeweils zwei Stunden lang erbringen. Zusammen mit dem im Februar in Betrieb genommenen Batteriespeicher verfügt der Standort damit künftig über eine Speicherkapazität von 1,35 Gigawattstunden.

Die Batteriespeicher werden unter anderem Regelenergie zur Stabilisierung des Stromnetzes bereitstellen. Darüber hinaus sind die Anlagen bereits auf die Bereitstellung neuer Netzdienstleistungen ausgelegt. Durch die Verwendung modernster Regeltechnik und superschneller Wechselrichter können die neuen Batteriespeicher innerhalb von Millisekunden Reserveleistung bereitstellen. Diese Systemdienstleistung wird als Momentanreserve bezeichnet. Die Netzstabilität zu halten, wird mit dem wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien im Energiesystem immer herausfordernder. Darum wird die Momentanreserve als schnellste verfügbare Frequenzstützung im Netzsystem immer wichtiger. Bislang wurde Momentanreserve vor allem durch rotierende Massen von Generatoren, z. B. in Kohlekraftwerken, bereitgestellt. Da erneuerbare Energien konventionelle Erzeugungsanlagen immer weiter ersetzen, nimmt die Anzahl der rotierenden Generatoren ab. Batteriespeicher können diesen Verlust an Momentanreserve ausgleichen.

Die drei geplanten Batteriefelder werden zusammen eine Fläche von mehr als sechs Hektar abdecken. Darauf installiert RWE in 316 Übersee-Containern mehr als 25.000 Lithium-Eisenphosphat-Batterien (LFP).



Abb. 8: RWE-Batteriespeicher in Hamm. Text [8] und Bild [4] basieren auf den angegebenen Quellen.

2.8. Lingen, Deutschland (2028)

Wo in Lingen bis 2021 Acrylfasern produziert wurden, entsteht jetzt ein großer Batteriespeicher in Niedersachsen. Auf der früheren Betriebsfläche der Dralon GmbH, nordöstlich des Gaskraftwerks Emsland, errichtet RWE einen 400-Megawatt-Batteriespeicher. Die geplante Anlage wird ihre Maximalleistung mindestens zwei Stunden lang erbringen können. Das entspricht einer Speicherkapazität von rund 800 Megawattstunden (MWh).

Die Anlage soll 2028 in Betrieb gehen. Der Batteriespeicher wird unter anderem Regelenergie zur Stabilisierung des Stromnetzes bereitstellen. Er ist technisch auch auf die Bereitstellung neuer Netzdienstleistungen wie zum Beispiel Momentanreserve (Trägheit) ausgelegt.

Der Batteriepark wird mehr als 200 Lithium-Ionen-Batterie-Einheiten beherbergen. Mehr als 100 Wechselrichter, über 50 Mittelspannungs- und zwei Hochspannungstransformatoren sowie zwei Schaltfelder vervollständigen die Anlage. Die Netzanbindung ans Stromnetz erfolgt über die Umspannanlage Hilgenberg, die Amprion weniger als 50 Meter entfernt errichtet.

Bevor das Fundament für den neuen Batteriepark gegossen werden kann, muss ein 8,5 Hektar großes Areal im südlichen Teil des Industriegebiets baureif gemacht werden. Für alle Arbeiten liegen die entsprechenden Genehmigungen vor.



Abb. 9: RWE-Batteriespeicher. Text und Bild basieren auf [9].

3. Quellen

[1] RWE, https://www.rwe.com/unsere-energie/erneuerbare-energien-entdecken/batterie-speicher/

[2] RWE, https://www.rwe.com/der-konzern/laender-und-standorte/batteriespeicher-herdecke/

[3] RWE, https://www.rwe.com/der-konzern/laender-und-standorte/megabatterie-plus-wasserkraft/

[4] RWE, https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2025-02-14-rwe-nimmt-220-mw-batteriespeicher-in-hamm-und-neurath-in-betrieb/

[5] RWE, https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2025-06-16-rwe-nimmt-in-nl-innovativen-batteriespeicher-zur-netzstabilisierung-in-betrieb/

[6] RWE, https://benelux.rwe.com/locaties-en-projecten/eemshaven-batterijopslag/

[7] RWE, https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2025-10-29-im-bayerischen-gundremmingen-errichtet-rwe-den-groessten-batteriespeicher-deutschlands/

[8] RWE, https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2025-03-14-rwe-errichtet-am-kraftwerk-westfalen-batteriespeicher-mit-mehr-als-600mw-leistung/

[9] RWE, https://www.rwe.com/presse/rwe-generation/2026-01-29-rwe-errichtet-am-kraftwerkstandort-in-lingen-batteriespeicher-mit-400-megawatt-leistung/

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie

Linda Schorer, Andreas Findeisen, Peter Lucas und Katrin Seddig

1. Executive Summary 647
2. Anlass und Zielsetzung 648
3. Dekarbonisierungsoptionen im Überblick 649
4. Energiepreisentwicklungen für verschiedene Energieträger 650
5. Praxisbeispiele 653
5.1. Methodik der Berechnung 653
5.2. Praxisfall 1: KMU 654
5.3. Praxisfall 2: Energieintensiver Mittelstand 656
5.4. Praxisfall 3: Energieintensiver Konzern 658
6. Schlussfolgerung 659
7. Quellen 660

1. Executive Summary

Die Dekarbonisierung der sächsischen Wirtschaft ist eine Standort-, Wettbewerbs- und Investitionsfrage. Technisch stehen zahlreiche Optionen zur Verfügung; ihre Wirtschaftlichkeit hängt jedoch stark von Energiepreisen, Nutzungsgraden, Investitionskosten, regulatorischen Rahmenbedingungen und Infrastrukturverfügbarkeit ab.

Das Paper ordnet zentrale Dekarbonisierungsoptionen für Unternehmen in Sachsen ein und übersetzt die bestehende Studienlage in eine praxisnahe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Im Mittelpunkt stehen Strom, Erdgas, Wasserstoff und Biogas bzw. Biomethan. Die Betrachtung verbindet OPEX (lfd. Betriebskosten) und CAPEX (Investitionsausgaben) mit CO_2-Kosten, Wirkungsgraden

und Netzentgelten. Es zeigt sich, dass für jede betrachtete Unternehmensgröße die Elektrifizierung aufgrund ihrer einhergehenden Effizienzsteigerung die wirtschaftlich günstigste Lösung ist.

2. Anlass und Zielsetzung

Der Freistaat Sachsen verfügt mit der SAENA-Studie *Dekarbonisierungsoptionen für die Sächsische Wirtschaft* [1] über fundierte Grundlagen zur technischen und wirtschaftlichen Einordnung von umweltfreundlichen Investitionsoptionen für die hiesige Industrie. Das vorliegende Paper nutzt diese Studie als Grundlage und vertieft insbesondere die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.

Ziel ist es, eine praxisnahe Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für sächsische Unternehmen zu geben, die den aktuellen Stand der Energie- und CO_2-Preisprognosen bis zum Jahr 2045 darlegt. Dabei wurden die drei Praxisbeispiele aus [1] umfangreich erweitert und unter Nutzung der VALERI-Norm (DIN EN 17463) neu berechnet.

Vergleichend betrachtet wurden dabei Dekarbonisierungsoptionen mittels Strom, Wasserstoff und Biomethan im Vergleich zu üblichen Erdgaslösungen, unter Berücksichtigung der verbrauchsabhängigen Netzentgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen sowie der möglichen Entwicklung der CO_2-Preise von 2025 bis 2050.

Das Paper kann keine unternehmensspezifische Investitionsberatung sowie -entscheidung ersetzen, sondern soll Unternehmen studiengestützte Anhaltspunkte für die weitere Entwicklung der Energie- und CO_2-Preise geben und wesentliche Einflussfaktoren bereitstellen, die es bei kommenden Investitionsentscheidungen zu berücksichtigen gilt.

Sachsens Wirtschaftsstruktur und Transformationsbedarf

Sachsens Wirtschaftsstruktur verbindet mittelständische Prägung, industrielle Wertschöpfung, energieintensive Einzelstandorte, technologieorientierte Zulieferketten und Handwerk. Damit entstehen sehr unterschiedliche Transformationsfragen: Ein klein- oder mittelständisches Unternehmen (KMU) mit Gebäude- und Prozesswärmebedarf benötigt andere technische Lösungen als ein mittelständischer Produktionsstandort oder ein energieintensives Unternehmen mit Hochtemperaturprozessen.

3. Dekarbonisierungsoptionen im Überblick

Efficiency First: Vermeiden, reduzieren, optimieren

Der robusteste Einstieg in betriebliche Dekarbonisierung ist in vielen Fällen die Reduktion des Energiebedarfs. Energieeffizienz ist keine Vorstufe *kleiner Maßnahmen*, sondern ein strategischer Hebel: Jede vermiedene Kilowattstunde reduziert Energiekosten, Anschlussleistungen, Dimensionierung neuer Anlagen und die Abhängigkeit von künftigen Energiepreisrisiken.

Typische Ansatzpunkte sind Druckluftsysteme, Pumpen und Antriebe, Beleuchtung, Gebäudehülle, Wärmerückgewinnung, Prozessoptimierung, Energiemonitoring und Regelungstechnik. Gerade für KMU kann bereits die Herstellung von Transparenz über Verbräuche und Lastgänge zu einer besseren Priorisierung von Maßnahmen führen. Für größere und insbesondere energieintensive Unternehmen ist ein Energiemanagement durch das Energieeffizienzgesetz gesetzlich vorgeschrieben.

Direkte Elektrifizierung

Direkte Elektrifizierung ist für viele Anwendungen der naheliegende Dekarbonisierungspfad. Dies gilt insbesondere für Gebäude- und Niedertemperaturwärme, elektrische Antriebe, Fuhrparkumstellung, bestimmte Prozesswärmeanwendungen sowie die Integration von Photovoltaik, Speichern und Lastmanagement. Ihr Vorteil liegt häufig in hoher Effizienz und technologischer Reife. Ihr Engpass liegt dagegen im Netzanschluss, Lastprofil und in den Strompreisen.

Allerdings geht mit der Elektrifizierung häufig eine signifikante Steigerung der Effizienz einher. Wärmepumpen als Beispiel können wirtschaftlich attraktiv sein, wenn sie aufgrund ihrer Jahresarbeitszahl (JAZ) deutlich mehr Nutzwärme je eingesetzter Kilowattstunde Strom bereitstellen als direktelektrische oder brennstoffbasierte Alternativen. Für Unternehmen bedeutet dies: Der relevante Vergleich ist nicht der zwischen Strom- und Gaspreis, sondern der zwischen den Nutzenergiekosten inklusive Effizienz, Investitionen und Infrastruktur.

Wasserstoff und Wasserstoffderivate

Wasserstoff ist ein wichtiger Baustein für die klimaneutrale Wirtschaft, jedoch vor allem dort, wo direkte Elektrifizierung an Grenzen stößt. Dazu zählen bestimmte Hochtemperaturprozesse, stoffliche Nutzung, einzelne industrielle Prozesse, perspektivisch flexible Stromerzeugung und bestimmte Mobilitätssegmente mit hohen Reichweiten- oder Nutzlastanforderungen. Für Standardwärme oder breit verfügbare Niedertemperaturanwendungen ist Wasserstoff dagegen aufgrund von Kosten, Umwandlungsverlusten und Infrastrukturbedarf

nur eingeschränkt plausibel. Eine zusätzliche Hürde liegt für Unternehmen in der aktuellen Unsicherheit bezüglich der Verfügbarkeit der leitungsgebundenen Versorgung.

Biogas, Biomethan und biogene Energieträger

Biogas, Biomethan und andere biogene Energieträger können für einzelne Anwendungen eine wichtige Ergänzung sein. Sie können insbesondere dort relevant werden, wo bestehende gasbasierte Anlagen weiter genutzt werden sollen, wo Prozesswärme nicht kurzfristig elektrifiziert werden kann oder wo regionale Stoffströme verfügbar sind. Gleichzeitig sind Verfügbarkeit, Nachhaltigkeitsanforderungen, Nutzungskonkurrenzen und Preisentwicklung zu berücksichtigen.

4. Energiepreisentwicklungen für verschiedene Energieträger

In diesem Paper werden die Energiepreisentwicklungen für die Energieträger Strom, Erdgas, Wasserstoff und Biomethan bis 2050 dargestellt. Dafür wurden verschiedene Studien herangezogen. Aufgrund der großen Unsicherheit bis 2050 und der unterschiedlich getroffenen Annahmen zeigte sich, dass eine große Spannbreite der Entwicklungen vorhanden ist. Daher wird in diesem Paper mit drei Szenarien (Best-Case, Referenz und Worst-Case) gearbeitet.

Ferner wurden ebenfalls die Netzentgelte in diese drei Szenarien unterteilt. Das Referenzszenario bildet hierfür die Werte von [2]. Dort findet eine Unterscheidung der Netzentgelte bzgl. Haushalts- und Industriekunden nach Nachfrageband statt. Die Startwerte von 2025 wurden für Strom und Erdgas aus [3] [4] genutzt. Für die Wasserstoffnetzentgelte wurde die Annahme getroffen, dass diese zu Beginn des Markthochlaufs noch Schwankungen unterliegen, sich aber langfristig den Erdgasnetzentgelten annähern werden.

Strom

Die Entwicklungen der Strompreise bis 2050 sind in der Abbildung 1 dargestellt. Dabei wurden die durchschnittlichen jährlichen Börsenstrompreise in Deutschland von 2025 als Startpunkt für alle drei Szenarien genommen [5]. Den Börsenstrompreis beeinflussen viele unterschiedliche Faktoren. Dazu zählen die CO_2- und Brennstoffpreise, die Entwicklungen im europäischen Stromsystem sowie die verschiedenen Nachfragen der Sektoren. Es gibt demnach verschiedene Einflussfaktoren, die den Strompreis treiben.

Die Strom-Futures-Preise werden bis 2035 für den Best-Case und das Referenz-Szenario angenommen [6]. Zum weiteren Vergleich wurden unter anderem die verschiedenen Szenarien der Ariadne-Projekte mit unterschiedlichen Technologiepfaden hinterlegt.

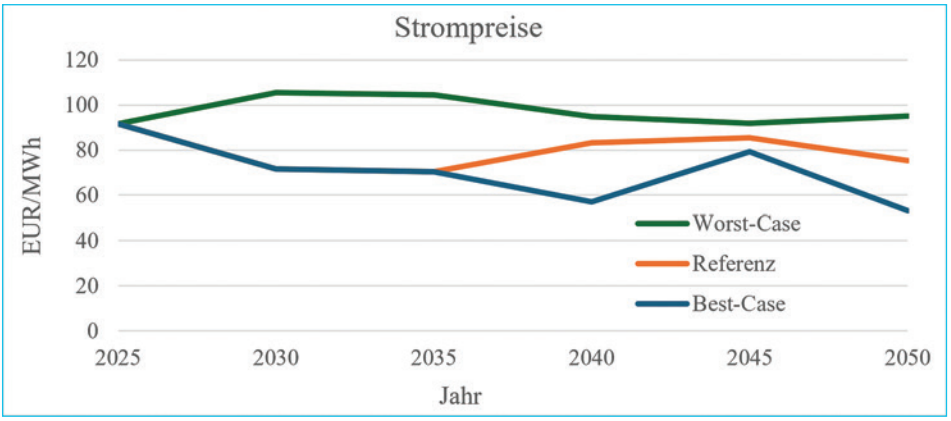


Abb. 1: Szenarien der Strompreise im Zeitverlauf bis 2050 (Quelle: eigene Darstellung basierend auf [1] [2] [5] [6] [7] [8] [9])

Erdgas

In der Abbildung 2 sind die drei Szenarien der Erdgaspreise bis 2050 dargestellt. Viele der untersuchten Studien haben ab 2025 einen abnehmenden Trend bis 2045 bzw. 2050 hinterlegt. Nur das mittlere und high Szenario der Empfehlungen der Europäischen Kommission [10] enthält teilweise Preisanstiege bis 2050. Diese beiden Szenarien scheinen weniger plausibel zu sein, siehe dazu die Ausführungen von [2]. Dennoch sollten die hier vorgestellten Studien eine Spannbreite für die drei Szenarien abdecken, die es zu berücksichtigen gilt.

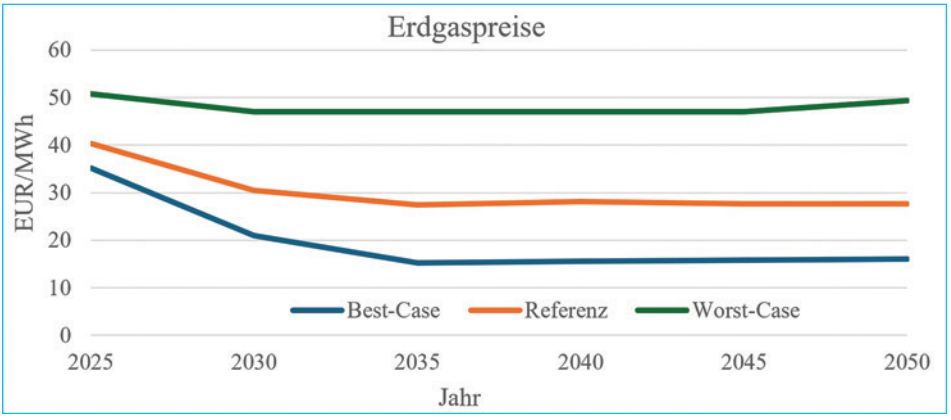


Abb. 2: Szenarien der Erdgaspreise im Zeitverlauf bis 2050 (Quelle: eigene Darstellung, basierend auf [10] [2] [11])

Die Erdgaspreise werden durch die CO_2-Preise des ETS 1 und ETS 2 ergänzt. Für den ETS 1 werden dabei Preise bis zum Jahr 2050 zwischen 100 und 400 Euro je Tonne CO_2 erwartet [2] [12]. Für den ETS 2 bewegen sich die Abschätzungen zwischen 400 und 480 Euro je Tonne CO_2 im Jahr 2050 in einer nicht so großen Bandbreite [2] [13] [14]. Die CO_2-Preise werden über einen Faktor den jeweiligen Energieträgern anhand ihrer Emissionen zugeordnet.

Wasserstoff

Die zukünftige Preisentwicklung für grünen Wasserstoff bis zum Jahr 2050 ist mit hohen Unsicherheiten behaftet. Die Erzeugungskosten unter Verwendung von grünem Strom und Elektrolyse werden wesentlich durch den Strompreis, die regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz der Elektrolyse, die Marktdurchdringung von Wasserstoff, die CAPEX des Elektrolyseurs sowie technische Parameter wie den Wirkungsgrad, die Lebensdauer und Wartungs- und Instandhaltungskosten des Elektrolyseurs beeinflusst [14]. Diese Unsicherheiten gelten für Wasserstoffimporte gleichermaßen, zusätzlich kommt eine noch stärkere preisliche Volatilität hinsichtlich des Transports zur Geltung. Die betrachteten Studien [2] [15] [16] [17] [18] führen daher zu unterschiedlichen Preisentwicklungen, die in der hier vorgestellten Untersuchung in die Kategorien Best-Case, Referenz und Worst-Case geclustert wurden. Bis zum Jahr 2050 wird sich der Wasserstoffpreis zwischen 70 und 150 € einpegeln (Abbildung 3). Die zusätzlichen Netzentgelte führen dann zu einem mittleren Nettopreis je MWh von 140 €.

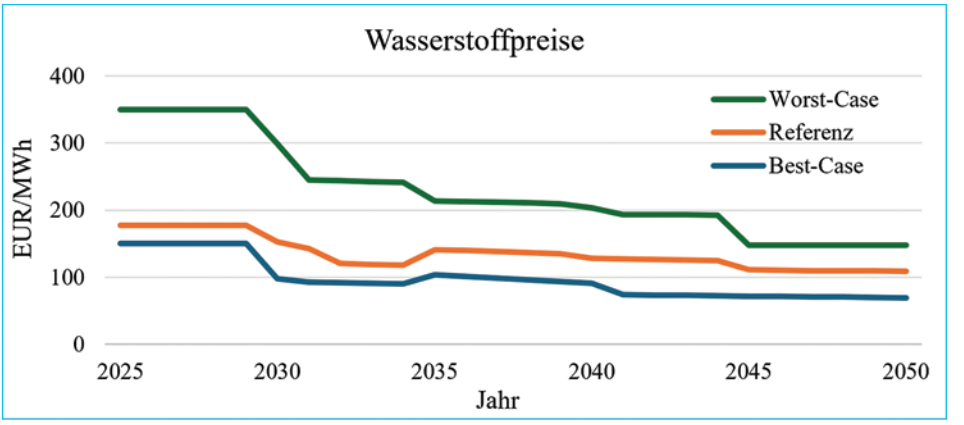


Abb. 3: Szenarien der Preise für grünen Wasserstoff im Zeitverlauf bis 2050 (Quelle: eigene Darstellung basierend auf [2] [15] [16] [17] [18])

Im Unterschied zu Erdgas und Strom, für die es bereits jetzt einen liquiden Markt gibt, findet der Handel mit Wasserstoff aktuell noch ausschließlich über bilaterale Einzelverträge statt. Für die Jahre bis 2030 kann daher auf keinen belastbaren Future-Preis zurückgegriffen werden.

Biomethan

Der Einsatz von Biomethan stellt eine attraktive Alternative zu Erdgas dar, da dieses mit einem Emissionsfaktor von Null bewertet werden kann und Unternehmen damit ihre CO_2-Emissionen kompensieren können. Mit der Einführung des ETS 2 kann von einer verstärkten Nachfrage ausgegangen werden, die, aufgrund des zu geringen Angebots, mit steigenden Preisen einhergehen wird. So zeigt sich in der Preisbetrachtung, basierend auf den Studien [19] [20], dass ein geringer bis deutlicher Preisanstieg um 22 bis 100 EUR/MWh bis zum Jahr 2050 angenommen werden kann (Abbildung 4).

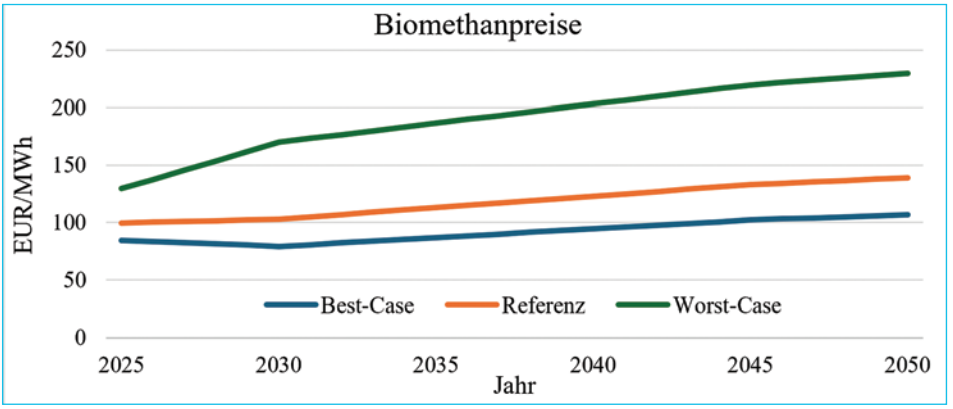


Abb. 4: Szenarien der Preise für Biomethan im Zeitverlauf bis 2050 (Quelle: eigene Darstellung basierend auf [19] [20])

5. Praxisbeispiele

5.1. Methodik der Berechnung

Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung wurde die Kapitalwertmethode gemäß VALERI-Norm (DIN EN 17463) genutzt. Diese wurde um die parallele Betrachtung von den vier Energieträgern (Strom, Erdgas, Wasserstoff und Biogas sowie Best-Case, Referenz und Worst-Case Szenarien), die jahresscharfe Anpassung der Energiekosten sowie der Abgaben, Netzentgelte und Umlagen ergänzt. Zudem wurde angenommen, dass eine Investition unabhängig von der technischen Lösung durchgeführt wird. In der Ausführung der VALERI-Norm wurde dahingehend abgewichen, dass keine Einsparungen definiert, sondern alle Energieausgaben als abgezinster Aufwand gewertet wurden.

Die im folgenden berechneten Praxisfälle lehnen sich an die drei Praxisfälle der SAENA-Studie [1, S. 128 ff.] an und unterscheiden zwischen Energiebedarfen, die üblich sind für KMU (~ 1.900 MWh | ETS 2) und energieintensive Unternehmen (~ 10 resp. ~ 100 GWh | ETS 1). Dabei wurde für die energieintensiven Unternehmen (Praxisfall 2 und 3) die zu erhebenden Steuern, Abgaben und Umlagen entsprechend der rechtlichen Möglichkeiten auf das mögliche Minimum angepasst, wohingegen nicht energieintensive KMU diese Möglichkeiten nicht nutzen können.

5.2. Praxisfall 1: KMU

Ein erdgasbefeuerter Heizkessel liefert für ca. 8.000 Betriebsstunden Warmwasser mit einer Vorlauftemperatur von 70 °C für Trocknungsprozesse. Es ist eine Ersatzinvestition notwendig. Es wird geprüft, ob ein Heizkessel (Erdgas, Wasserstoff oder Biomethan) oder zwei Wasser-Wasser-Wärmepumpen (inkl. Bohrung für Brunnenwassernutzung) eingesetzt werden sollen. Dies ist ein typisches Beispiel für einen KMU, das am Niederspannungsnetz angeschlossen ist, dem künftigen ETS 2 unterliegt und kaum von rückerstattungsfähigen Steuern sowie Abgaben und Umlagen profitieren kann. Die Kennwerte wurden mit Anpassungen an das aktuelle Preisniveau aus [1, S. 129 f] übernommen, die Laufzeit beträgt 20 Jahre (Tabelle 1).

Tab. 1: Kennzahlen des Praxisfall 1: KMU

	Referenz Erdwärme-pumpe	Referenz Erdgaskessel	Referenz Wasserstoff-kessel	Referenz Biomethan-kessel
Wärmeleistung	2 × 125 kW	250 kW		
JAZ/ Effizienz	3,5	85 %		
Energiebedarf	537 MWh/a	1882 MWh/a		
Investitionskosten	302.000 €	42.000 €		
jährliche Kosten	1.750 €/a	1.250 €/a		
Kapitalwert Best-Case	-1.338.582 €	-1.863.871 €	-3.607.955 €	-2.993.139 €
Kapitalwert Referenz	**-1.383.571 €**	**-1.803.204 €**	**-3.980.555 €**	**-3.221.004 €**
Kapitalwert Worst-Case	-1.509.404 €	-2.489.352 €	-5.978.771 €	-4.093.875 €

Gemäß den aktuellen Prognosen der Energiekosten ist eine Wärmepumpe trotz > Faktor 7 höherer Anschaffungskosten über die gesamte Laufzeit in allen betrachten Szenarien die günstigste Alternative (Abbildung 5). Werden noch mögliche Förderungen für die Installation (25–35 % für KMU gemäß AGVO Art. 41) einer Wärmepumpe berücksichtigt, so sinkt die Amortisationszeit auf < 5 Jahre. Im Hinblick auf alle Szenarien erscheint der Einsatz von Wasserstoff die aktuell nachteiligste Wahl. Dies liegt vor allem an den aktuell noch hohen Energie-

kosten. Bereits in den 2030ern nähern sich die Kosten von Erdgas, Biogas und Wasserstoff stark an, so dass eine Investitionsentscheidung für die umweltfreundlichere Variante in der Gesamtrelation ebenfalls naheliegend ist, da es im unternehmerischen Ermessen liegt wie CAPEX- zu OPEX-Kosten zu gewichten sind.

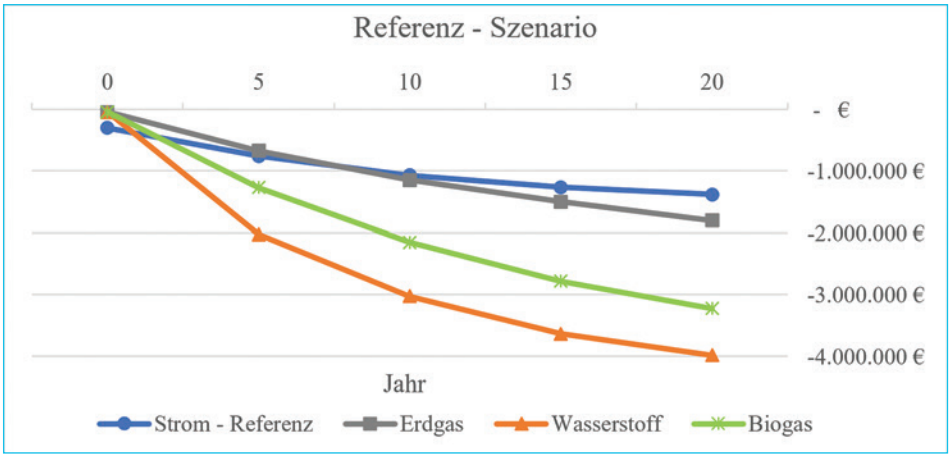


Abb. 5: Kapitalwertbetrachtung für einen Zeitraum von 20 Jahren für verschiedene Energieträger im Praxisfall 1

Der Vergleich der Varianten zeigt, dass die Amortisationszeit mit ca. sechs Jahren vergleichsweise kurz ist. Diese ist im Wesentlichen auf zwei Faktoren zurückzuführen: zum einen die höhere Effizienz der Wärmepumpen, zum andern das Preisverhältnis zwischen Strom und den betrachteten Gasen. Das ist zum heutigen Zeitpunkt noch stark vorteilhaft für Erd- und Biogas (Abbildung 6). Diese beiden Gase sind bezogen auf ihre Gesamtkosten aktuell nur ~ 1/3 resp. 1/2 so teuer wie Strom. Dieses Verhältnis verschiebt sich jedoch in den kommenden Jahren zu Gunsten von Strom, auf 2/3 resp. 9/10. Diese Annäherung ist maßgeblich getrieben von zwei überlagernden Effekten: steigenden CO_2-Preisen und steigenden Netzentgelten aufgrund einer sinkenden Erdgasnachfrage. Dadurch steigt in Relation das Preisniveau von Gas schneller als das von Strom, sodass sich die Wärmepumpe im vorliegenden Beispiel langfristig immer mehr lohnt.

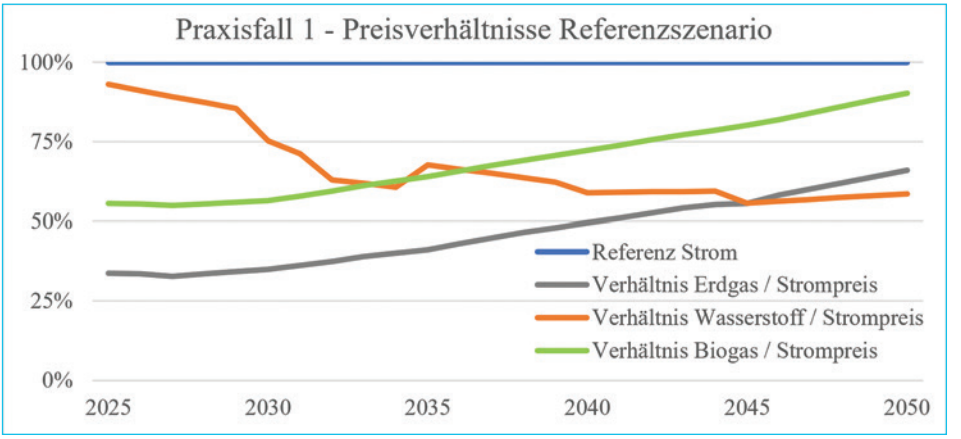


Abb. 6: Entwicklung der Energieträgerpreise im Verhältnis zum Strompreis, Referenzszenario, Fall 1

5.3. Praxisfall 2: Energieintensiver Mittelstand

Ein mit Erdgas betriebener Brennwertkessel mit einer Leistung von 1,5 MW und einem jährlichen Energiebedarf von ca. 11,3 GWh/a soll ausgetauscht werden. Zur Wahl stehen ein Ersatzkessel (Erdgas, Wasserstoff oder Biomethan) sowie eine Hochtemperaturwärmepumpe im Temperaturbereich bis 150 °C. Dies ist ein typisches Beispiel für ein energieintensives Unternehmen, das am Mittelspannungsnetz angeschlossen ist, dem ETS 1 unterliegt und von rückerstattungsfähigen Steuern, Abgaben und Umlagen profitiert. Die Kennwerte wurden mit Anpassungen an das aktuelle Preisniveau aus [1, S. 132 f] übernommen, die Laufzeit beträgt 20 Jahre (Tabelle 2).

Tab. 2: Kennzahlen des Praxisfall 2 – Energieintensiver Mittelstand

	Referenz Erdwärme-pumpe	Referenz Erdgaskessel	Referenz Wasserstoff-kessel	Referenz Biomethan-kessel
Wärmeleistung	1,5 MW	1,5 MW		
JAZ/ Effizienz	3,2	85 %		
Energiebedarf	3.000 MWh/a	11.294 MWh/a		
Investitionskosten	1.335.000 €	182.000 €		
jährliche Kosten	10.400 €/a	25.600 €/a		
Kapitalwert Best-Case	-5.470.500 €	-6.278.151 €	-14.115.288 €	-11.968.441 €
Kapitalwert Referenz	**-5.539.396 €**	**-7.641.963 €**	**-16.161.255 €**	**-13.450.006 €**
Kapitalwert Worst-Case	-6.076.282 €	-9.025.538 €	-26.442.486 €	-17.508.919 €

Gemäß den aktuellen Prognosen der Energiekosten ist im vorliegenden Fall eine Wärmepumpe trotz höher Anschaffungskosten (> Faktor 8) über die gesamte Laufzeit die günstigste Alternative. Bereits nach 3–6 Jahren sind die Investitionsmehrkosten in allen betrachteten Szenarien amortisiert (Abbildung 7). Dies liegt vor allem darin begründet, dass das Verhältnis der Strom- zu Gaskosten für energieintensive Unternehmen bereits heute deutlich vorteilhafter für eine Elektrifizierung ist. Statt einem Verhältnis von 1/3 (Kosten für Erdgas/Strom) ist das aktuelle Niveau bereits bei ca. 4/9 und nähert sich langfristig ebenfalls 3/5 bis 2/3 an. Zudem ist es für energieintensive Unternehmen möglich, neben investiven auch operative Förderungen für umweltfreundliche Lösungen zu erhalten (bspw. Klimaschutzverträge), so kann die Amortisationszeit weiter gesenkt werden. Es bleibt somit festzuhalten, dass für niedrige Temperaturniveaus (30–150 °C) die Wärmepumpe gemäß der Studienlage sowie den vorliegenden Praxisbeispielen die wirtschaftlichste und gleichzeitig umweltfreundlichste Lösung darstellt.

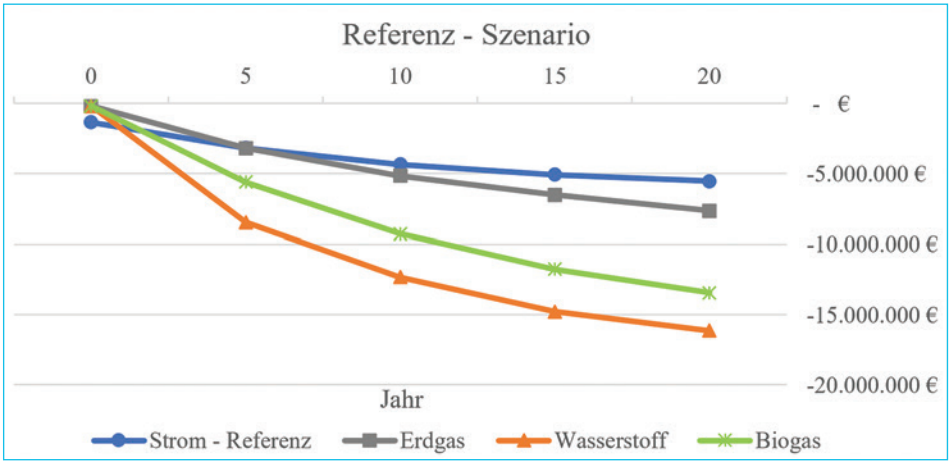


Abb. 7: Kapitalwertbetrachtung für einen Zeitraum von 20 Jahren für verschiedene Energieträger im Praxisfall 2

5.4. Praxisfall 3: Energieintensiver Konzern

Dieser Praxisfall hat ein paar wesentliche Änderungen im Vergleich zum 3. Praxisbeispiel der SAENA Studie [1, S. 133]. Er beleuchtet einen energieintensiven Konzern mit > 70 GWh jährlichem Energiebedarf (ETS 1, Mittelspannungsanschluss). Jedoch wird von einem Austausch der bisherigen Gasbrenner im Hochtemperaturbereich (> 1000 °C) ausgegangen. Diese können sowohl mit Erdgas, Wasserstoff oder Biomethan betrieben werden. Zudem wird davon ausgegangen, dass eine elektrische Beheizung ohne aufwändige Umbauten am eigentlichen Ofen möglich ist, bspw. durch den Einsatz von Retrofit tauglichen Plasma-Jet-Brennern, wie sie von der Firma Thermal Processing Solutions GmbH hergestellt werden. Ferner wird davon ausgegangen, dass die elektrische Beheizung gemäß den aktuellen Beihilferahmen förderfähig ist und somit die Investitionsmehrkosten auf 20 % ggü. Gasbrennern begrenzt sind.

Tab. 3: Kennzahlen des Praxisfall 3 – Energieintensiver Konzern

	Referenz Strom basierte Brenner	Referenz Erdgas-brenner	Referenz Wasserstoff-brenner	Referenz Biogas-brenner
Wärmeleistung	10 MW	10 MW		
COP / Effizienz	1,52	85 %		
Energiebedarf	38.788 MWh/a	64.646 MWh/a		
Investitionskosten	1.284.000 €	1.070.000 €		
jährliche Kosten	10.400 €/a	25.600 €/a		
Kapitalwert Best-Case	-39.379.404 €	-34.125.461 €	-78.589.348 €	-66.696.249 €
Kapitalwert Referenz	**-40.648.038 €**	**-42.147.812 €**	**-90.513.304 €**	**-75.392.607 €**
Kapitalwert Worst-Case	-43.004.473 €	-50.231.733 €	-149.522.563 €	-98.789.962 €

Bei Betrachtung der Kapitalwerte des Referenzszenarios zeigt sich, dass die CAPEX seitig geförderte elektrische Beheizung langfristig (> 17 Jahre) wirtschaftlicher als die Erdgaslösung ist (Abbildung 8). Deutlich teurer bleiben hingegen die Lösungen, die aktuell auf dekarbonisierte Gase setzen. Dies liegt wiederum vor allem im Investitionszeitpunkt begründet. Je später die Investition erfolgt, desto geringer wird die Differenz zwischen Erdgas, Biomethan und Wasserstofflösung. Es obliegt daher den Unternehmen, CAPEX- und OPEX-Belastungen im jeweiligen Anwendungsfall auszutarieren. Mit Blick auf die Best-Case Szenarien zeigt sich, dass die Erdgaslösung auch die wirtschaftlichere Lösung sein kann. Dies liegt darin begründet, dass mit der aktuellen Technik die Effizienzsteigerung der elektrischen Lösung im Hochtemperaturbereich nicht so hoch zu erwarten ist wie im Niedertemperaturbereich.

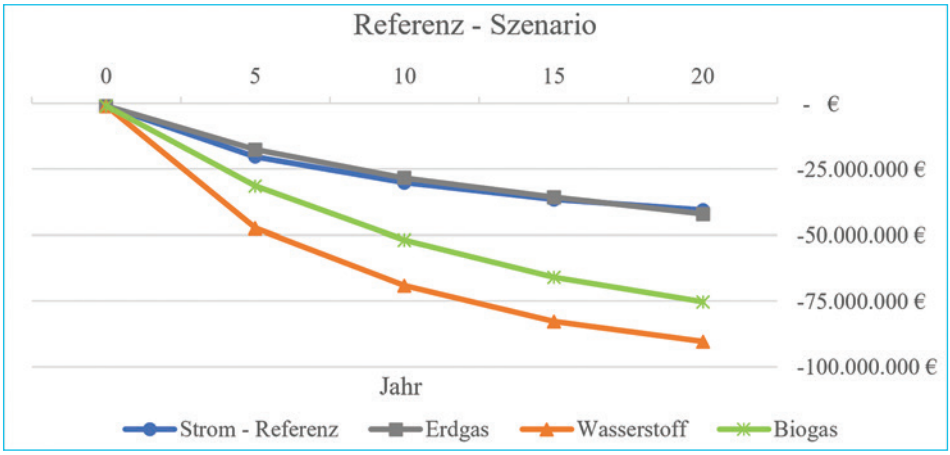


Abb. 8: Kapitalwertbetrachtung für einen Zeitraum von 20 Jahren für verschiedene Energieträger im Praxisfall 3

Das Beispiel zeigt, dass Lösungen, die durch Effizienz nicht die aktuell relativen hohen Kostenvorteile von Erdgas gegenüber Strom (2025/2030/2025/2040/2045 Faktor 2,14/1,65/1,45/1,44/1,35) ausgleichen können, aus rein wirtschaftlicher Sicht nicht profitabel sind. Erst durch weitere Effizienzsteigerung oder finanzielle OPEX-Unterstützung (bspw. durch den Industriestrompreis, Leitmärkte, Gutenschriften für CO_2-Zertifikate, Klimaschutzverträge, etc.) können die wirtschaftlichen Nachteile ausgeglichen werden. Ferner würde eine weitere Senkung der Strompreise (bspw. PPA, Eigenversorgung, etc.) ebenfalls die Wirtschaftlichkeitslücke schließen können.

Gleichzeitig zeigt das realitätsnah gewählte Beispiel aber auch, wie gering der finanzielle Unterschied zwischen umweltfreundlichen und fossilen Lösungen sein kann und wie der Staat durch Subventionen oder auch gezielte Anpassungen von Steuern, Abgaben und Umlagen Investitionsentscheidungen lenken kann.

6. Schlussfolgerung

Die zentrale Schlussfolgerung lautet: Dekarbonisierung ist keine einfache Energieträgerwahl, sondern eine Investitionsentscheidung unter Unsicherheit. Die Wirtschaftlichkeit hängt von CAPEX-, OPEX-, CO_2-Kosten, regulatorischen Rahmenbedingungen und Infrastruktur ab.

Dabei zeigen die Beispiele aktuell die Vorteilhaftigkeit einer verstärkten Elektrifizierung. Die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Stromerzeugung sowie ein schneller Netzausbau sind hierfür unabdingbar. Die Ergebnisse stehen im Einklang mit den aktuellen Entwicklungen auf europäischer Ebene. Derzeit prüft die EU-Kommission ein Elektrifizierungsziel von 46 Prozent bis 2040. Damit

sollen die Elektrifizierung von Industrie, Gebäuden und Verkehr beschleunigt sowie Strom im Vergleich zu fossilen Energieträgern attraktiver gestellt werden, beispielsweise durch eine niedrigere Strombesteuerung [21].

7. Quellen

[1] Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Klimaschutz & Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH (Hrsg.). (2026). *Dekarbonisierungsoptionen für die Sächsische Wirtschaft*. Redaktion: Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH (SAENA) und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (FfE). Online verfügbar unter Dekarbonisierungsoptionen für die Sächsische Wirtschaft – Publikationen – sachsen.de (Stand: 17.07.2026).

[2] Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., Limbers, J., Lübbers, S., Muralter, F. (2026): Rahmendaten und Endverbrauchspreise für die Treibhausgas-Projektionen 2026. 3. Auflage. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. DOI: https://doi.org/10.60810/openumwelt-8481.

[3] BDEW (2026): BDEW-Strompreisanalyse April 2026. Online verfügbar unter Strompreis Entwicklung in Deutschland für Haushalte und Industrie | BDEW (Stand: 17.07.2026).

[4] BDEW (2026): BDEW-Gaspreisanalyse April 2026. Online verfügbar unter BDEW-Gaspreisanalyse – Entwicklung & Einflussfaktoren | BDEW (Stand: 17.07.2026).

[5] Fraunhofer ISE (2026): Jährliche Börsenstrompreise in Deutschland. Online verfügbar unter Durchschnittliche Börsenstrompreise | Energy-Charts (Stand: 17.07.2026).

[6] Fraunhofer ISE (2026): Strom Futures (Base) für Deutschland. Online verfügbar unter Preis-Futures | Energy-Charts (Stand: 17.07.2026).

[7] Böttger, D. et al. (2021): Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien. im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e. V. (BEE). Online verfügbar unter https://www.klimaneutrales-stromsystem.de/pdf/Strommarktdesignstudie_BEE_final_Stand_14_12_2021.pdf (Stand: 17.07.2026).

[8] Luderer, G. (Hrsg.), Bartels, F. (Hrsg.), Brown, T. (Hrsg.), Aulich, C., Benke, F., Fleiter T., Frank, F., Ganal, H., Geis, J., Gerhardt, N., Gnann, T., Gunnemann, A., Hasse, R., Herbst, A., Herkel, S., Hoppe, J., Kost, C., Krail, M., Lindner, M., Neuwirth, M., Nolte, H., Pietzcker, R., Plötz, P., Rehfeldt, M., Schreyer, F., Seibold, T., Senkpiel, C., Sörgel, D., Speth, D., Steffen, B., Verpoort, P. C. (2025): Die Energiewende kosteneffizient gestalten: Szenarien zur Klimaneutralität 2045. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam. https://doi.org/10.48485/pik.2025.003.

[9] Mier, M. (2022): Erdgas- und Strompreise, Gewinne, Laufzeitverlängerungen und das Klima, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 75, Iss. 09, pp. 20–26.

[10] Europäische Kommission (EC 2024): Recommended parameters for reporting on GHG projections in 2025, Online verfügbar unter EC recommended parameters for GHG projections 2025 — Eionet Portal (Stand: 17.07.2026).

[11] Fraunhofer ISI (2026): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Online verfügbar unter Szenario-Explorer | Langfristszenarien (Stand: 17.07.2026).

[12] Pahle, M., Sitarz, J., Osorio, S., Görlach, B. (2022): The EU-ETS price through 2030 and beyond: A closer look at drivers, models and assumptions – Input material and takeaways from a workshop in Brussels.

[13] ZEW (2026): CO_2-Bepreisung in der EU und ETS2 – Ausgestaltung und ökonomische Effekte.

[14] Günther, C., Pahle, M., Govorukha, K., Osorio, S., Fotiou, T. (2025): Carbon prices on the rise? Shedding light on the emerging second EU Emissions Trading System (EU ETS 2), Climate Policy, DOI: 10.1080/14693062.2025.2485196.

[15] Prognos AG, Zukünftige Wasserstoffpreise – Kurzbericht zur Darlegung anzunehmender Wasserstoffpreise in Energieszenarien, März 2025.

[16] LBST, Fraunhofer ISE (Autoren), e-mobil BW GmbH (Hrsg.). Fakten und Parameteranalyse zur Wasserstoffversorgung Baden-Württembergs – Ergänzende Daten zum H_2-Versorgungskonzept Baden-Württemberg, Februar 2026.

[17] Deloitte, Öko-Institut. Wasserstoff-Erzeugungskosten – Determinanten, Stand und Perspektiven, 2025.

[18] Bühler, L., Scharf, H., Möst, D., (2024): Marktausblick zu erwarteten Wasserstoffpreisen und -mengen in Deutschland – Eine Literaturauswertung zu Markthochlaufszenarien.

[19] Kemmler, A., Kreidelmeyer, S., (2025): Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025 – Methodik und Daten. 2. Auflage. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. DOI: https://doi.org/10.60810/openumwelt-7811.

[20] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), (2025): *Branchenbarometer Biomethan 2025*.

[21] Handelsblatt (2026): Von Öl und Gas zu Strom: EU-Kommission prüft Ziel für 2040. Online verfügbar unter Energie: Von Öl und Gas zu Strom: EU-Kommission prüft Ziel für 2040 (Stand: 17.07.2026).



Saale Energie GmbH
Unsere Energie für Mitteldeutschland.

KRAFTWERK SCHKOPAU →saale-energie.de

Mit 900 Megawatt Nettoleistung ist das Kraftwerk Schkopau ein wichtiger Baustein der mitteldeutschen Energieversorgung. Es liefert nicht nur Strom für die öffentliche Versorgung, sondern auch Energie für ein benachbartes Chemiewerk.

Besuchen Sie uns!
Saale Energie GmbH
An der Bober 100
06258 Schkopau

Netzstabilität

AUTONOMOUS OPERATIONS

Schrittweise zur autonomen Anlage

Auf dem Weg zur autonomen Industrieanlage durch das Zusammenwirken von Automatisierung, Digitalisierung und KI-gestützen Systemen.



Mehr erfahren

Master Controller for offshore wind power and hybrid grids

Rüdiger Franke and David Schönheit

1. Introduction....665
2. Kriegers Flak Combined Grid Solution....666
3. Master Controller based on Optimal Power Flow....669
4. Utilization of the master controller for KF CGS....672
4.1. Planning Optimization....672
4.2. Real-time Optimal Control....673
4.3. Digital Twin Prototype....673
5. Operational Examples....674
6. Conclusions....676
7. References....677

1. Introduction

Offshore power and cross-zonal power transmission are playing an important role for building a climate neutral, resilient and competitive energy system in Europe. The North Sea Energy Consortium alone heads for 300 GW of offshore wind power by 2050 with up to 100 GW of cross-border cooperation projects [1]. Connecting electricity grids across borders through offshore cables enhances the resilience of Europe's electricity system, reducing dependency and enhancing stability. Offshore power systems are gradually evolving from dedicated collector grids and transmission cables for wind farms through shared use of transmission cables by multiple wind farms to hybrid offshore grids that connect wind farms to multiple countries.

This paper discusses operational challenges of hybrid offshore grids and how they can be treated with model-based control solving state estimation and optimal power flow problems in real-time. The optimization model is built with Modelica. A numerical optimization solver runs model evaluations and sensitivity analyses over different time intervals in parallel.

The Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS) serves as an example. It is one of the world's first hybrid offshore grids that transports wind power from the four offshore wind farms Baltic 1, Baltic 2, Kriegers Flak A and B with a total capacity of almost 950 MW to shore. Additionally, it enables energy trade between Germany and Denmark. The methods and technologies are employed in the first-of-its-kind master controller for interconnected operation (MIO) [2]. After extensive tests with a digital twin prototype, MIO has been deployed in a geo-redundant system in 2020.

Examples of the actual operation show how planned power transfers are maintained while prioritizing wind power, considering limits on cable loadings and busbar voltages. This involves the control of active power, reactive power and the provision of emergency power.

2. Kriegers Flak Combined Grid Solution

The KF CGS connects the transmission cables of the German wind farms Baltic 1 and Baltic 2 with the transmission cables of the Danish wind farms Kriegers Flak A and B. This creates a hybrid offshore grid for the collection of wind power and the exchange of power between the northern and the continental European transmission grids (figure 1).

The KF CGS imposes several operational challenges. A Back-to-Back (BtB) HVDC converter station in Bentwisch enables the connection of the two asynchronous AC transmission grids. It controls the power exchange at the interconnector in the Baltic Sea by setting power flow and voltage from the German coast. The meshed submarine grid interconnection is (n-0) secure, meaning that a single failure can result in a system outage. Figure 2 shows a single line diagram.

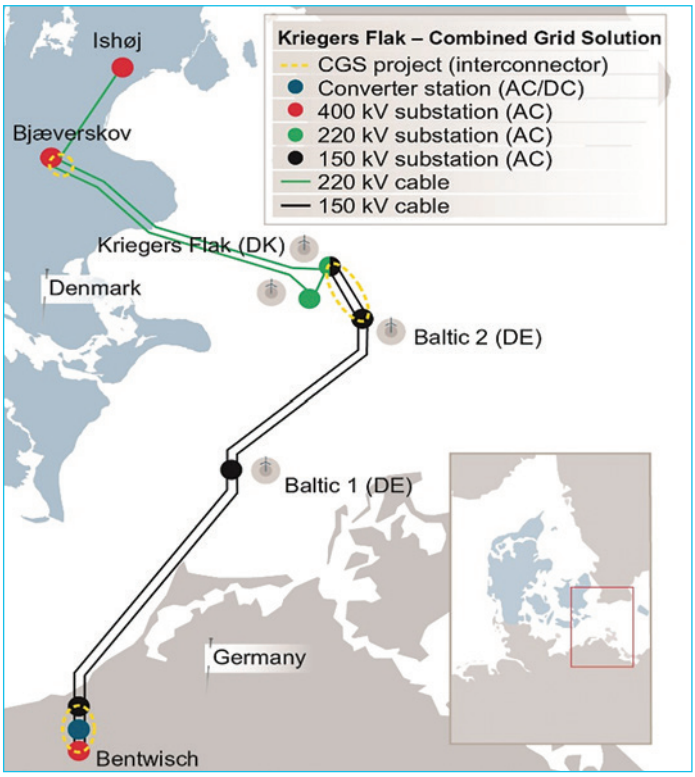


Fig. 1: Overview of Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS) encircled in yellow

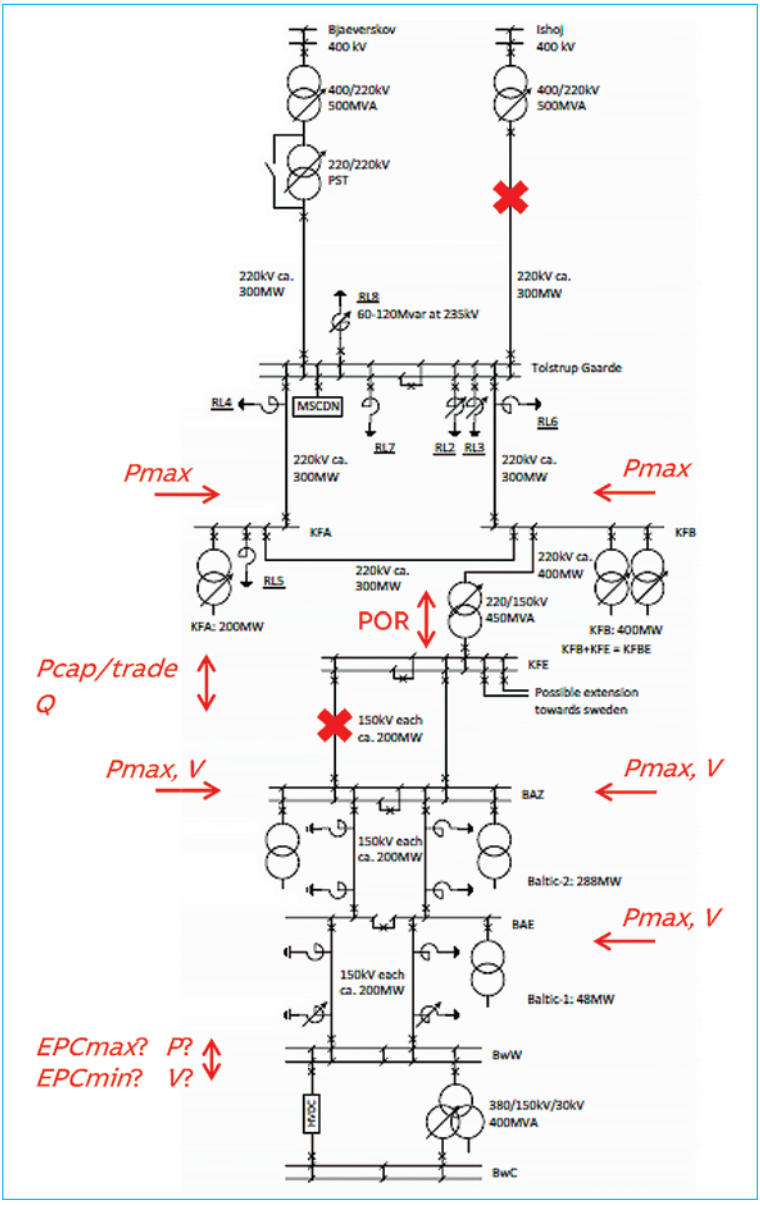


Fig. 2: Single line diagram of KF CGS outlining operational challenges

This results in several tasks for the master controller. First, it provides forecasts for available cross-zonal transfer capacity *Pcap* at the point of reference (POR) using wind forecasts as input. Second, it controls the traded power *Ptrade* and reactive power *Q* in real time, thereby accounting for cable load limits, forecast errors, contingencies and other disturbances in the system. Primarily, the

master controller manipulates active power and voltage at the BtB converter. Additionally, it may limit the maximum power *Pmax* and the voltage *V* of wind farms. Finally, it provides limits for emergency power control (EPC) in real time.

3. Master Controller based on Optimal Power Flow

The master controller employs optimal power flow to solve the predictive planning and the control tasks in real-time. The underlying model of the Kriegers Flak Combined Grid Solution was implemented in Modelica using the PowerSystems library [3]. Modelica defines an open standard for the object-oriented, equation-based modeling of physical systems. Different vendors provide tools for editing Modelica models and for their translation to executable code for numerical solvers. We use OpenModelica and its C++ code generation [4].

For the operational optimization considered here, we assume symmetric load of the three phases and quasi-stationary behavior. The model uses d-q coordinates (direct-quadrature) with two-dimensional voltage phasors $v = \{v_d, v_q\}$ and current phasors $i = \{i_d, i_q\}$. The use of d-q coordinates results in robust numerical properties and a high numerical efficiency for the real-time application as described below.

Figure 3 shows a screenshot of the model. To better manage the size of the model diagram, some details were encapsulated into sub models. Particularly, a generic AC transmission line was formed from a π-line combined with an optional shunt and an optional switch at each end (figure 4).

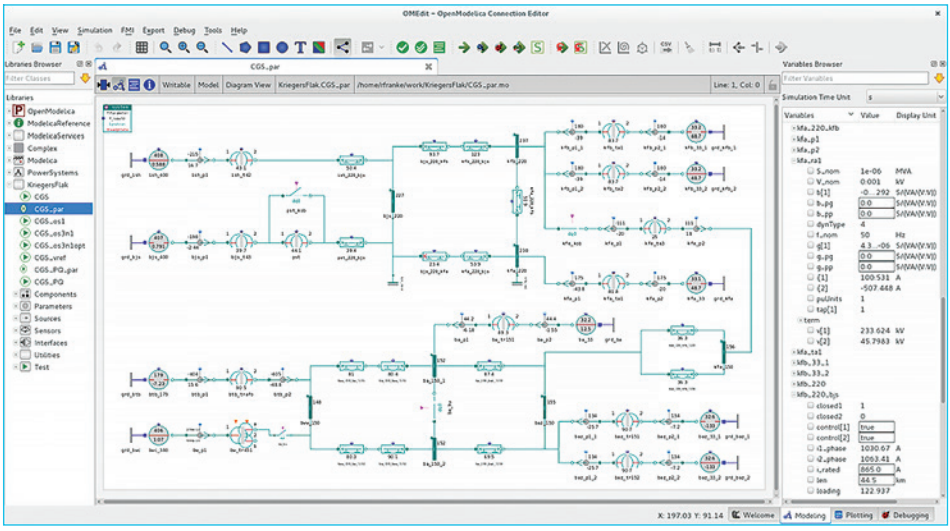


Fig. 3: Screenshot of OpenModelica with KF CGS model

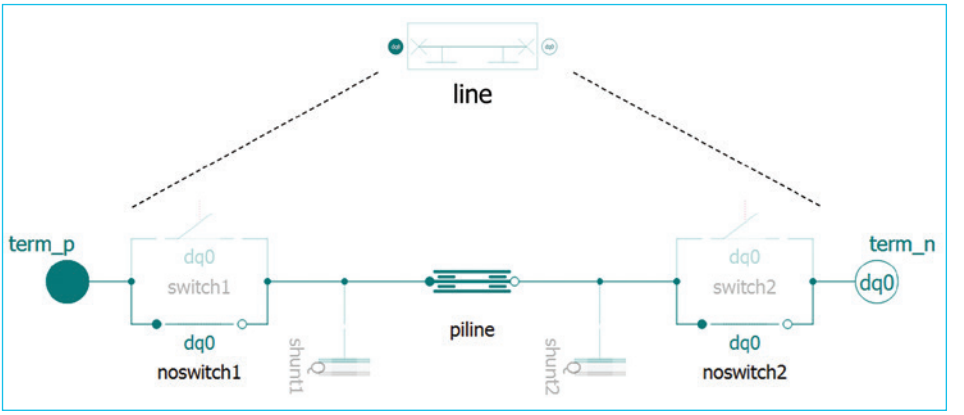


Fig. 4: Generic sub model of an AC line with optional shunts and switches. Model icon at the top, model diagram at the bottom

Each impedance is described by

$$v = Ri + wLj(i)$$

with resistance *R*, inductance *L*, angular frequency w and complex operator *j*,

$$j(i) = \{-i_q, i_d\}$$

Accordingly, admittances are described with conductance *G* and capacitance *C* by

$$i = Gv + wCj(v)$$

Each switch is modeled with a curve parameter *s* for its closed status of 1 (closed), 0 (open):

$$v = s\ (1 - closed)\ v_{nominal}$$

$$i = s\ (closed)\ i_{nominal}$$

The variables relevant for the optimization objective and constraints are quadratic functions of the internal voltage and current phasors. These are active power and reactive power

$$P = v \cdot i$$

$$Q = -j(v) \cdot i$$

along with absolute voltages, e. g. measured at busbars, and absolute currents, e. g. determining cable loads.

$$V = \sqrt{(v \cdot v)}$$

$$I = \sqrt{(i \cdot i)}$$

The steady-state system model depicted in figure 3 leads to algebraic loops that result in a linear equation system of dimension 81. The variables of this equation system are curve parameters *s* of switches at the lines, besides currents *i* and voltages *v* of transformers. The system is linear thanks to the use of rectangular d-q coordinates.

The KF CGS model was implemented and tested in OpenModelica. Modelica combines the equations of each component with connection equations that are generated automatically following Kirchoff's laws. The overall model consists of 4,722 variables and equations. Many of them are trivial equalities going back to connections between component models.

The Modelica translator identifies 788 non-trivial equations, 144 model inputs and 335 model outputs. For dynamic optimization, these numbers multiply with the number of time steps *K*, such as *K = 288* for three days with a step size of 15 minutes.

Overall, this gives a quadratically constrained quadratic optimization problem (OPF) that allows a fast and robust numerical solution. The OPF is treated as discrete-time optimal control problem, with the time steps *k = 0, 1, ...K*. The states x^k are the actual voltage phasors. The control parameters u^k are optimized changes of the phasors towards the next time step *k + 1*. The minimized objective function *J* is a function of the states and models the losses in the system primarily.

$$J = f_0(x^K) + \sum_{k=0}^{K-1} f_0(x^k, u^k) \quad \rightarrow \quad \min_{x^0, u^k}$$

The discrete-time state equations f^k and the output equations g^k are given by the Modelica model. The state equations describe the transition from the time step *k to k + 1* with a linear equation system. The quadratic output equations give the absolute values *P, Q, V,* and *I*

$$x^{(k+1)} = f^k(x^k, u^k),$$

$$y^k = g^k(x^k, u^k), \qquad k = 0, \ldots, K-1$$

The constraints typically define operational limits for the absolute values.

$$c^k(x^k, u^k) \geq 0, \qquad k = 0, \ldots, K-1$$

$$c^k(x^k) \geq 0$$

The discrete-time optimization problems are solved with ABB OPTIMAX® in System 800xA in a geo-redundant setup. Several optimization activities are running at the same time using multiple instances of the same model.

Figure 5 shows the principle of the closed loop control. Measurements are absolute voltages, currents and power flows. Optimized variables *y* are set points for the BtB converter and wind farms.

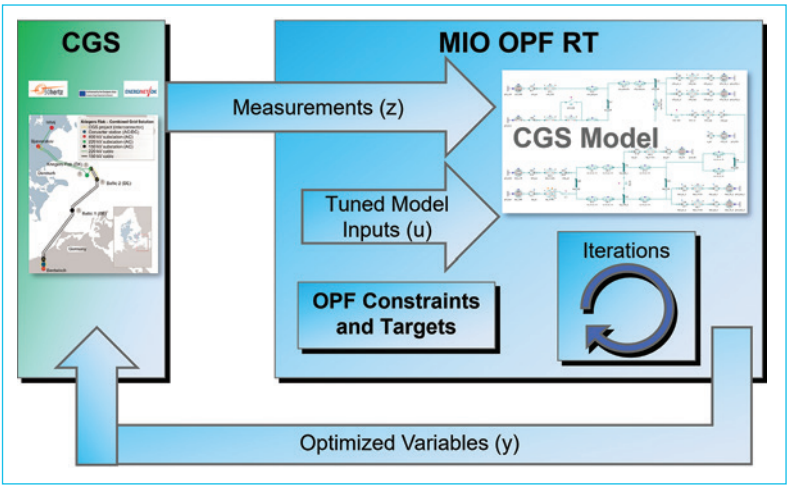


Fig. 5: Principle of closed loop control with optimal power flow (OPF)

4. Utilization of the master controller for KF CGS

4.1. Planning Optimization

Based on given wind power forecasts and maintenance schedules, the maximum remaining power transfer capacities from Denmark to Germany and from Germany to Denmark are obtained, maximizing the power flow through the system subject to utilization of wind, constraints on cable loadings and limits on busbar voltages. This results in a cross-zonal trading capacity that is given to the energy markets, which determine the allocation on (utilization of) the interconnector.

The planning optimization turns out to be most time critical as the coverage of a time horizon of up to three days with a resolution of 15 minutes results in a large-scale dynamic optimization problem. The formulation as discrete-time optimal control problem with explicit state equations and state variables per time step allows the separation of the time horizon and the evaluation of the model in parallel during each iteration of the nonlinear optimization solver.

This method is known as Parallel Multiple Shooting and led to a speedup factor of up to 7.6 with 20 CPU cores. Moreover, the factors of the internal linear equations system can be re-used for subsequent directional derivatives to further reduce the solution time.

4.2. Real-time Optimal Control

Uncertainties of wind forecasts, the intermittent nature of wind as well as possible disturbances are addressed by re-optimizing set points in closed loop control during the actual operation. Additionally, optimization is employed to determine limits for the underlying control during a possible emergency. Limits for power transfer change dynamically with the infeed of wind as well as with the switching structure of cables, shunts and transformers.

State estimation: existing measurements of absolute voltages and currents are used to estimate system wide voltages and currents in d-q coordinates. This is achieved by minimizing the residuals between measurements of absolute quantities and respective model outputs. From a control point of view, the electrical system is in steady-state. Dynamic states arise from rate-of-change bounds of controlled electrical assets.

Real-time optimization: starting from the estimated state, optimal power and voltage set points for the BtB converter and possibly required curtailments of wind farms are determined every 5 seconds. The underlying optimal power flow problem maintains the given target value *Ptrade* at the point of reference while minimizing losses in the system subject to constraints on cable loadings and busbar voltages.

Emergency Power Control (EPC): starting from the estimated state, the maximum power transfer capacities towards Denmark and towards Germany are determined subject to constraints on cable loadings and busbar voltages in real-time and communicated as EPC limit to the BtB converter.

4.3. Digital Twin Prototype

A digital twin was employed during the engineering of MIO. It comprised the FMI model, the OPTIMAX® runtime and the communication protocol along with existing grid simulation software of 50Hertz and Energinet. This made it possible to test a vast number of operational scenarios with simulation prior to the commissioning of the actual system. It was key to shortening the commissioning time and for ensuring the reliable operation of this complex offshore grid.

5. Operational Examples

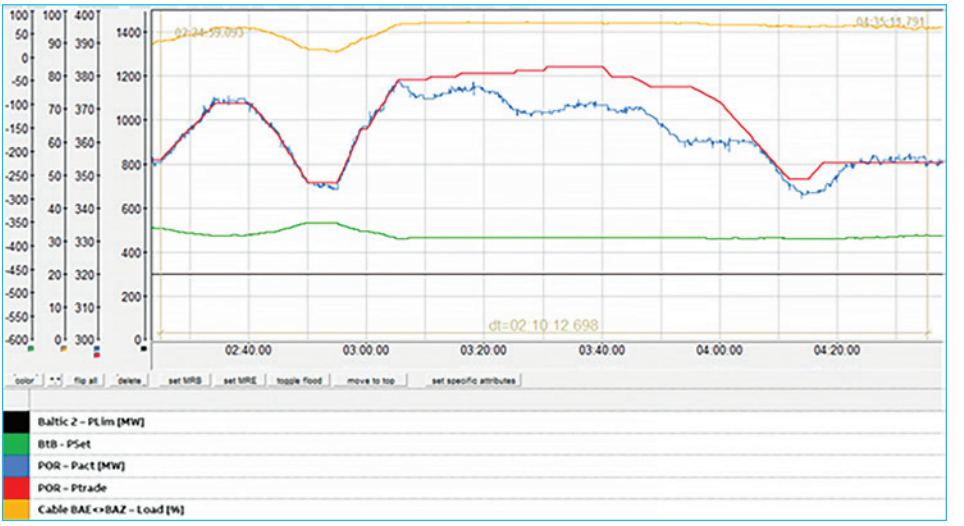


Fig. 6: Real-time optimization: Power transfer, subject to cable constraints.

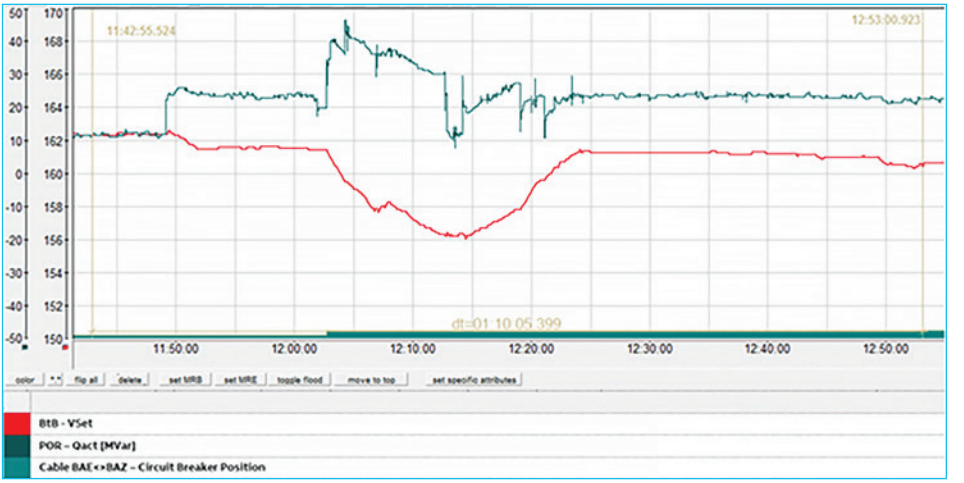


Fig. 7: Real-time optimization: BtB voltage control and POR reactive power constraints

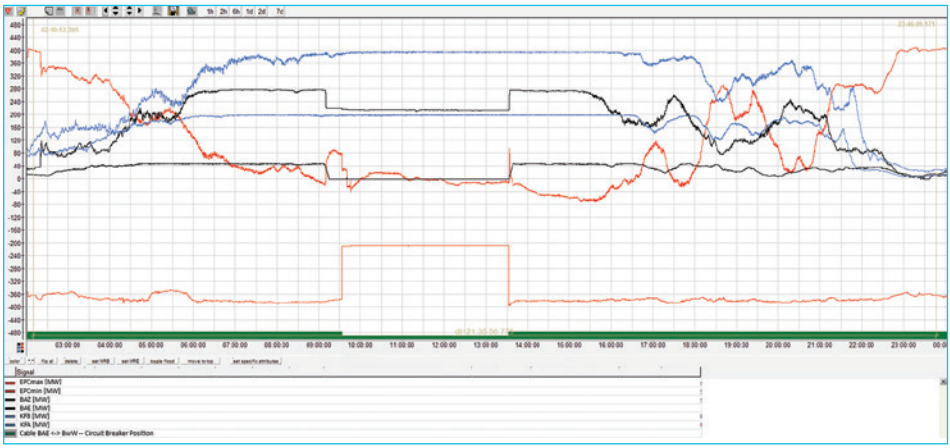


Fig. 8: Emergency Power Control: Adjust limits to operational conditions

This section discusses several examples of the actual operation of the Kriegers Flak hybrid offshore grid with real-time optimal power flow, maintaining planned power transfers while prioritizing wind power and considering limits on cable loadings. See also the single line diagram in figure 2 for relating acronyms used in this section to the overall system.

The plots show active power in MW, reactive power in MVAr, voltage in kV, line loading in % and switch position as 0 (off) or 1 (on).

Real-time optimization: Figure 6 shows an example, where power transfer is optimized. MIO manipulates the BtB and thus controls the actual power transfer via POR to follow the planned transfer until 03:05. Then the load on cable BAE—BAZ reaches its limit as the actual wind power is higher than the expected wind power during planning. The wind farm Baltic 2 is not curtailed. Instead, MIO manipulates the BtB to maintain the cable load limit, resulting in lower than planned power transfer until 4:20. Consequently, part of the market schedule cannot be fulfilled. If this change in wind power is captured by short-term forecasts, the non-fulfillable part is countertraded, meaning the total schedule is adjusted by a SO-SO trade (between system operators) in the opposite direction of the market schedule to align the total schedule with the fulfillable transfer. If countertrade cannot be performed, a non-fulfillable market schedule leads to unintended exchange in real-time.

Figure 7 illustrates BtB voltage control during the connection of the BAE—BAZ cable at 12:03. MIO manipulates the BtB to limit the reactive power flow through POR by reducing the voltage. Simultaneously, the underlying control system adjusts transformer tap positions and reactive power compensators. This is why the BtB can return to a higher voltage at 12:24.

Emergency Power Control: Figure 8 illustrates the adaptive EPC limits responding to dynamic variations in wind power and contingencies. Starting from 01:00, MIO reduces EPCmax (into the interconnector) gradually to accommodate for increasing wind power. Additionally, unforeseen contingencies are directly impacting power transmission capabilities. This is seen as example by the loss of the BAE—BwB cable at 09:35. Consequently, MIO reduces *EPCmin* (out of the interconnector) until 13:30.

6. Conclusions

The increasing installation of offshore wind power results in more demanding power collection and transmission tasks. Multiple wind farms get connected to offshore grids. Hybrid offshore grids connect the wind farms to multiple countries and thus serve for power transmission between those countries as well. Cross-zonal power transmission increases resilience to local fluctuations of renewable power, but it also increases the operational complexity.

This paper shows how hybrid offshore grids can be operated with model-based nonlinear control, solving optimal power flow problems in real-time. The methods were implemented in the Master Controller for Interconnector Operation (MIO) for the Kriegers Flak Combined Grid Solution (KF CGS). KF CGS connects four wind farms in the Baltic Sea to the northern and the continental European transmission grids. MIO was tested extensively with simulations using a digital twin prototype. It was deployed with ABB OPTIMAX® running in System 800xA in a geo-redundant setup. MIO has been successfully in productive operation since December 2020.

As a result, the transmission of power through offshore grids is optimized, complex flexibilities arising from connections to multiple wind farms and multiple countries are exploited and resilience improves. This is an important contribution to the energy transition, managing fluctuating renewable power with larger and more intelligent grids.

The formulation of the electrical models in d-q coordinates results in linear equation systems for voltage and current phasors with quadratic output relationships for absolute voltages, e. g. as measured at busbars, and currents, e. g. determining cable loads. The absolute quantities are constrained in the optimal power flow problem. This results in a quadratically constrained quadratic optimization problem, allowing a reliable and fast numerical solution for the application in closed loop real-time control.

Current research investigates the extension of future offshore installations with the production of green hydrogen and the use of gas pipelines complementing electric cables. The OpenSCALING project addresses the treatment of large-scale green hydrogen production with Modelica.

Acknowledgements

This work is supported in parts by the Federal Ministry of Education and Research (BMBF) within the project OpenSCALING – BMBF funding code: 01IS23062B.

7. References

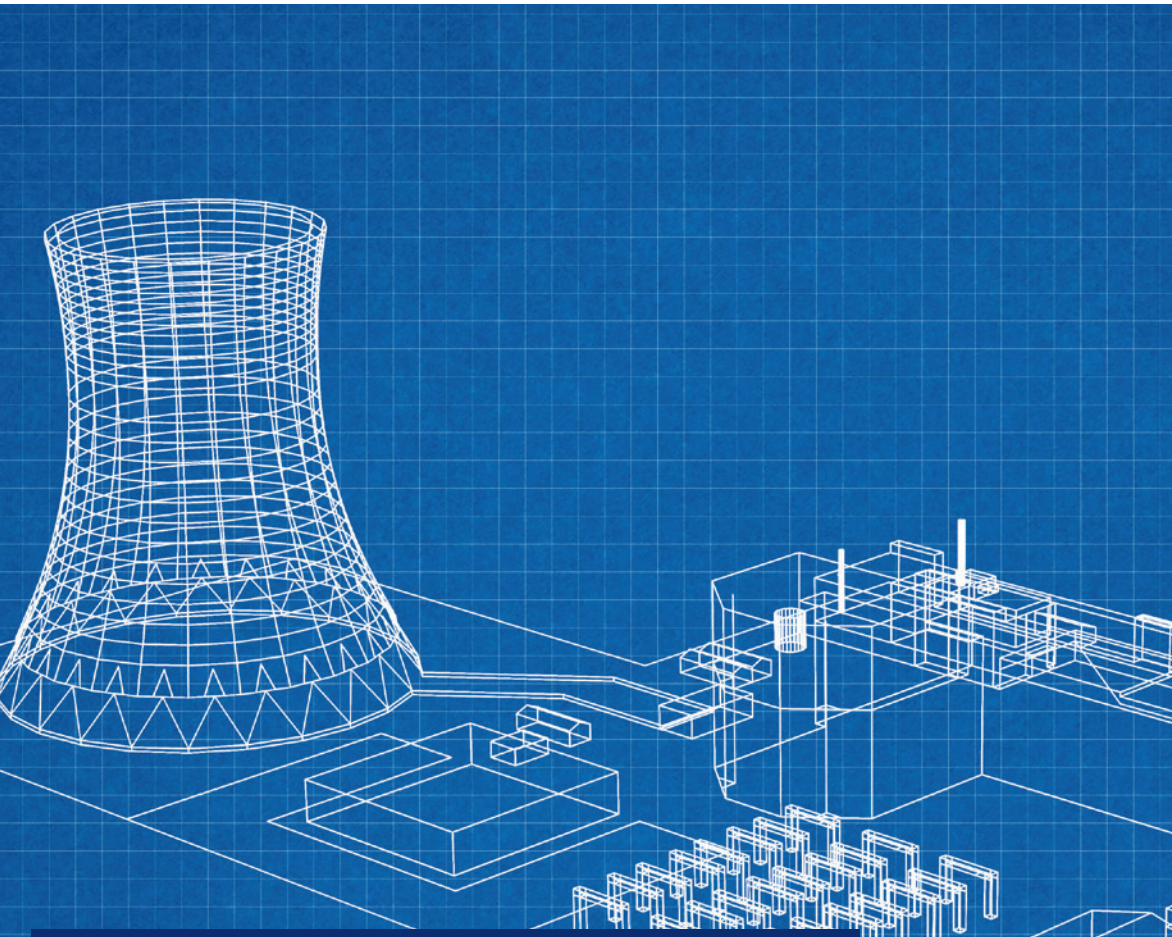
[1] The Hamburg Declaration: *Building the North Seas' power hub for a resilient and competitive Europe*, Hamburg, January 2026. Available at: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0669&qid=1702455143415 – visited May 2026 (Date: 25.06.2026).

[2] A. Marten, V. Akmatov, T. Bentzon Sorensen, R. Stornowski, D. Westermann, C. Brosinsky: *Kriegers flak combined grid solution: coordinated cross-border control of a meshed HVAC/HVDC offshore wind power grid*, IET Renewable Power Generation, 2018, Vol. 12 Iss. 13, pp. 1493–1499. Available at: https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1049/iet-rpg.2017.0792 (Date: 25.06.2026).

[3] R. Franke, H. Wiesmann: *Flexible modeling of electrical power systems – the Modelica PowerSystems library*, 10th International Modelica Conference, Lund, 2014. Available at: https://www.ep.liu.se/ecp/096/054/ecp14096054.pdf (Date: 25.06.2026).

[4] R. Franke, M. Walther, N. Worschech, W. Braun, B. Bachmann: *Model-based control with FMI and a C++ runtime for Modelica*. Proceedings of 11th International Modelica Conference, Paris 2015.

HINNEBURG GmbH
A BUREAU VERITAS COMPANY



EXPERTEN IM STRAHLENSCHUTZ

RÜCKBAU MIT SYSTEM.
SICHERHEIT DURCH ERFAHRUNG.

Finde deinen Job

Scan me!

Hinneburg GmbH
Im Bärenbühl 5
77731 Willstätt-Legelshurst

Effizientes Retrofit von netzgeführten Umrichtern am Beispiel des 12,2 MW Antriebes der Kesselwasser-speisepumpe im Kraftwerk Altbach/Deizisau

Philipp Priwitzer, Carolin Reimann und Marcel Günther

1. Einleitung 680

2. Standort EnBW Kraftwerk Deizisau 680

2.1. Stromzwischenkreisumrichter der Kesselwasserspeisepumpe 680

2.2. Herausforderungen bei Betrieb der Bestandsanlage 681

3. Austausch vs. Retrofit 681

4. Aufgabenstellung im Kraftwerk Deizisau 682

5. Umsetzung des Retrofit 682

5.1. Ersatz der Zündbaugruppen 682

5.2. Bestimmung von Ersatztypen für Thyristoren und TSE-Beschaltung 683

5.2.1. Kondensatorauswahl 683

5.2.2 Thyristorabschaltüberspannung 683

5.2.3. Kommutierung und Thyristorfreiwerdezeit im Wechselrichterbetrieb 684

5.3. Änderungen für die Einhaltung der normativen Forderungen zur Isolationskoordination 685

5.4. Parametrierung und Inbetriebnahme 687

5.4.1. Verwendung von ***Software in the Loop*** ***687***

5.4.2. Werktest vor Ort 688

5.5. Realisierung der zwei Startoptionen Normalstart und Notstart 688

5.6. Zusammenfassung 690

6. Quellen 690

DLL	Dynamic Link Library. Softwarebibliothek
GuD	Gas- und Dampfturbinenanlage
TRMS	True Root Mean Square. Effektivwert

1. Einleitung

Die Sicherstellung der Verfügbarkeit von thyristorbasierter Stromrichtertechnik im Kraftwerksumfeld wird für die Betreiber der Anlagen zunehmend zu einer Herausforderung. Im Spannungsfeld zwischen sich stetig ändernden regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einerseits und gleichzeitig hohen Verfügbarkeitsanforderungen andererseits sind Lösungen gefragt, die beides miteinander vereinen. So stellte sich im Kraftwerk Altbach/Deizisau die Frage: Wie geht es weiter, nachdem für die über 25 Jahre alte Anlage mittlerweile weder Ersatzteile noch Herstellerunterstützung verfügbar waren? Eine Erneuerung des kompletten Stromzwischenkreisumrichters oder der Wechsel auf einen Spannungszwischenkreisumrichter wären mit hohen Investitionen verbunden, wohingegen ein Retrofit deutlich wirtschaftlicher dargestellt werden konnte. Dabei bleiben Großkomponenten wie Stromrichtertransformator, Leistungsteil und Motor erhalten, während die Steuerungs-, Regelungs- und Überwachungstechnik erneuert wird. Dieses Vorgehen ist nicht neu und wird durch den Anlagenhersteller oft als Upgrade am Ende der Produktlebenszeit angeboten. Wie jedoch ein Retrofit eines Kompaktumrichters auch von einem herstellerunabhängigen Systemintegrator umgesetzt werden kann, zeigt der nachfolgende Bericht.

2. Standort EnBW Kraftwerk Deizisau

Am Standort Altbach/Deizisau, nahe Esslingen, betreibt die EnBW insgesamt vier Gasturbinen und zwei Steinkohleblöcke mit einer Gesamtleistung von 1.018 MW.

Das neueste Heizkraftwerk 2, neben der sich im Bau befindlichen GuD- Anlage, nahm 1997 den kommerziellen Betrieb auf und besitzt eine elektrische Bruttoleistung von 354 MW. Weiterhin besteht die Möglichkeit bis zu 280 MW thermisch, als Fernwärme, auszukoppeln.

2.1. Stromzwischenkreisumrichter der Kesselwasserspeisepumpe

Der Stromzwischenkreisumrichter wurde im Jahr 1996 errichtet und dient dem Antrieb einer als Volllasthauptaggregat ausgelegten Kesselspeisewasserpumpe.

Das Antriebssystem besteht aus einem Stromrichtertransformator mit der Schaltgruppe Dd0y5, einem zwölfpulsigen, wassergekühlten Stromzwischenkreisumrichter und einem doppelt gespeisten Synchronmotor, mit bürstenloser Erregung und einer Kurzzeitleistung von 15,7 MW bei n_{max} = 5100 min^{-1} (Tabelle 1).

Tab. 1: Technische Daten, Synchronmotor – Auszug

Drehstromsynchronmotor, doppelt gespeist				
Spannung	Strom	Leistung	Betriebsart	Frequenz/Drehzahl
2 × 4500 V	2 × 866 A	12,2 MW	S1	77,5 Hz
2 × 4935 V	2 × 1016 A	15,7 MW	S2 30 min	85 Hz
Erregerbedarf, Erregermaschine, asynchron				
301/328/659 V	40/44/35A		S1, S2, S2	4650/5100/0 1/min

2.2. Herausforderungen bei Betrieb der Bestandsanlage

Während sich die Primärkomponenten wie Transformatoren und Motoren als sehr robust erweisen, waren immer wieder Probleme im Bereich der Steuerung, Regelung und Zündung der Thyristoren zu beobachten. Durch den Anlagenhersteller war keine Unterstützung mehr für die seit mehreren Jahren abgekündigte Regelungsplattform Simadyn D möglich.

Der interne Ersatzteilbestand an z. B. Thyristoransteuerbaugruppen war nahezu aufgebraucht. Ebenso waren die originalen Thyristoren des Typen BStT68H280-S34 nicht mehr beschaffbar. Das immer weiter schwindende Fachwissen über die Wartung der Anlage und anlagenspezifische Software war ebenfalls ein Hemmnis.

3. Austausch vs. Retrofit

Ein Wechsel zu Spannungszwischenkreisumrichtern führt zumeist zu einer Änderung der Spannungsebene und somit zum kompletten Tausch von Motor und Transformator. Der vorhandene Motor wurde, nach einem Schaden am Läufer, erst kürzlich umfassend instandgesetzt und sollte daher weiterverwendet werden. Auch der Stromrichtertransformator befand sich in einem guten Zustand. In der Planung eines neuen Stromzwischenkreisumrichters stellten sich zum einen die beengten Aufstellverhältnisse als Hindernis heraus, zum anderen erreichten die Investitionssummen schnell siebenstellige Bereiche, woraufhin diese Option verworfen wurde.

Die Entscheidung fiel also auf ein Retrofit. Überraschend für den Betreiber konnten auch für diese Variante mehrere Lieferanten identifiziert werden. Ebenso war auch hier das begrenzte Platzangebot innerhalb der Kompaktanlage eine große Herausforderung.

4. Aufgabenstellung im Kraftwerk Deizisau

Die Aufgabe war also, im bestehenden Aufstellraum der Bestandsanlage ein Retrofit durchzuführen. Wesentliche Eigenschaften der Bestandsanlage sollten erhalten bleiben. Dazu gehörte insbesondere die Notstartoption, welche einen Start des Antriebs vom Zuschalten bis zur Nenndrehzahl in unter 20 Sekunden ermöglicht und der Überdrehzahlbereich bis zu 85 Hz.

Das ausgearbeitete Retrofitkonzept besteht darin, alle Steuerungskomponenten des Leistungsteils sowie der Nebenanlagen, die Motorerregung und die Schwingungsüberwachung durch aktuelle Technik zu ersetzen.

Auch mussten geeignete Ersatztypen für die im Leistungsteil eingesetzten Thyristoren und Kondensatoren identifiziert werden, da die ursprünglichen Typen nicht mehr marktverfügbar sind. Diese müssen sowohl elektrisch als auch mechanisch kompatibel sein.

Der Umbau soll während des geplanten jährlichen Stillstandes umgesetzt werden.

5. Umsetzung des Retrofit

5.1. Ersatz der Zündbaugruppen

Abbildung 1 zeigt alte und neue Zündbaugruppen im eingebauten Zustand. Für den Ersatz wurde eine Adapterplatine konstruiert, die mechanisch und elektrisch mit der Bestands-Zündbaugruppe kompatibel ist und die Mittelspannungs-Thyristor-Zündbaugruppe TIBS®-GU3007 aufnehmen kann. Die Baugruppe GU3007 ist eine Zündbaugruppe zur Verwendung mit den Kontrollplattformen TIBS®-SC1600 und TIBS®-SC1200.

Die Bestands-Zündbaugruppe versorgte sich aus der Thyristorsperrspannung. Sie war damit ohne Spannung im Leistungsteil nicht diagnosefähig. Die GU3007-Zündbaugruppe wird im Gegensatz dazu über eine Stromschleifenspeisung dauerhaft versorgt. Durch die Änderung des Spannungsversorgungskonzeptes der Zündbaugruppen wurde es ermöglicht, die Zündung der Thyristoren im spannungsfreien Zustand zu prüfen sowie die Funktion der Anlage mit Niederspannung zu testen.



Abb. 1: Vergleich der Zündbaugruppen – links: alte Zündbaugruppe – rechts: Ersatzzündbaugruppe – Träger mit aufgesteckter GU3007

5.2. Bestimmung von Ersatztypen für Thyristoren und TSE-Beschaltung

Im Rahmen des Retrofit sollten Ersatztypen für die nicht mehr lieferbaren Bestandsthyristoren sowie den Alterungserscheinungen unterliegenden Kondensatoren der TSE-Schutzbeschaltung benannt werden.

5.2.1. Kondensatorauswahl

Die Produktion der in der Anlage eingesetzten Snubberkondensatoren vom Typ B25990 wurde durch TDK Epcos von Siemens übernommen. Letztmalig wurde der Typ 2014 produziert, da die eingesetzte Produktionstechnologie mit ölimprägnierten Papierwickeln nicht mehr verwendet wird. Varianten mit Reihenschaltung von Kondensatoren kamen nicht in Frage. So wurden nach Anfragen nur zwei elektrisch kompatible Kondensatortypen ermittelt. Davon schied ein weiterer Typ (Folienkondensator in ölgefülltem Gehäuse) wegen Einschränkungen in Baugröße und Einbaulage aus, sodass letztendlich nur ein Ersatztyp von ZEZ Silkon vorgeschlagen werden konnte.

5.2.2 Thyristorabschaltüberspannung

In der Anlage wird ein Thyristor vom Typ Siemens BStT68H280-S34 verwendet. Im speziellen deutet -S34 auf einen Sondertypen/-selektion oder -prüfung hin, zu der keine weiteren Informationen verfügbar waren. Für den durch Infineon Bipolar vorgeschlagenen Ersatz musste geprüft werden, ob die vorhandene TSE-Schutzbeschaltung auch den Ersatztypen wirksam vor Abschaltüberspannung schützen kann. Die Anlagendokumentation enthielt die Informationen zur Reihenschaltanzahl, Nennstrom und -spannung sowie den Trafodaten, aus denen

die für die Abschaltung bzw. Kommutierung relevanten Parameter, etwa maximale Stromsteilheit bei zulässiger Überspannung und ungünstigstem Zündzeitpunkt mit 4,15 A/µs, bestimmt werden konnten. Die Modellierung der Rückstromspitze erfolgte entsprechend [1] durch eine sekans hyperbolicus-Funktion. Die hier wirksamen Parameter für Speicherladung und Rückstromspitze wurden über Extrapolationsgleichung aus den Datenblattangaben bestimmt. Mit der für den Thyristor wirksamen TSE-Beschaltung, die sich aus Reihen- und Parallelschaltung mit allen anderen Schutzbeschaltungen ergibt, wurde die maximale Abschaltüberspannung mit 3,5 kV pro Thyristor ermittelt (Abbildung 2). Diese liegt unterhalb der zulässigen Spannung von 4,2 kV.

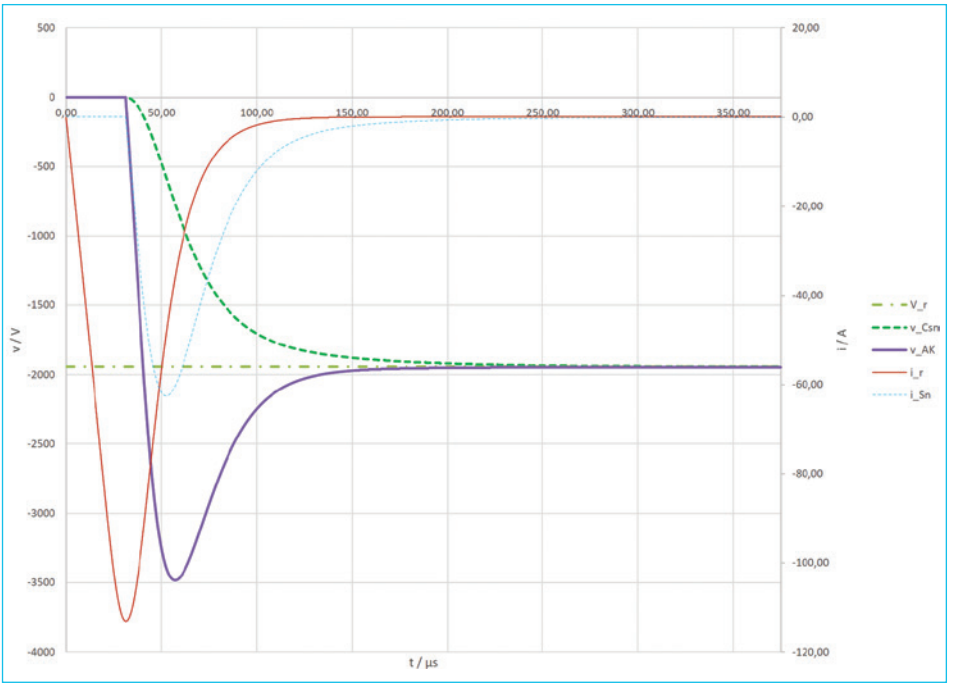


Abb. 2: Abschaltüberspannung des Thyristorersatztypen

5.2.3. Kommutierung und Thyristorfreiwerdezeit im Wechselrichterbetrieb

Um Wechselrichterkippen auszuschließen, muss das Abschalten des Thyristors abgeschlossen sein, bis wieder Blockierspannung angelegt werden kann. Der gesamte Abschaltprozess ergibt sich aus Kommutierungszeit plus Freiwerdezeit (Abbildung 3). Für den Ersatztyp wird eine Freiwerdezeit von typisch 350 µs angenommen. Die Kommutierungszeit ist abhängig von der für die Kommutierung zur Verfügung stehenden Spannungszeitfläche, welche wiederum besonders im Wechselrichterbetrieb vom Steuerwinkel abhängig ist [3]. Unter Berück-

sichtigung der max. Frequenz und der durch Feldschwächebetrieb reduzierten Ständerspannung wurden die Steuerwinkelgrenzen festgelegt und die damit zur Verfügung stehende Maschinenwirkleistung geprüft.

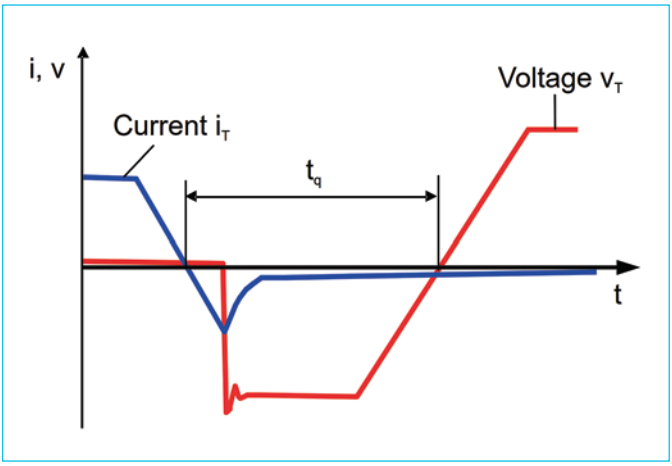


Abb. 3: Verlauf von Strom iT und Spannung vT eines Thyristors beim Ausschalten und Freiwerdezeit tq [2]

5.3. Änderungen für die Einhaltung der normativen Forderungen zur Isolationskoordination

Die Norm DIN EN IEC 61800-5-1 (VDE 0160-105-1):2024-1 legt Anforderungen an Leistungsantriebssysteme mit einstellbarer Drehzahl oder ihre Bestandteile unter Berücksichtigung von Überlegungen zur elektrischen, thermischen und energiebezogenen Sicherheit fest. Damit spielt sie eine zentrale Rolle in der Sicherheit von elektrischen Antrieben und deren Umfeld. Sie definiert die Anforderungen an die elektrische Isolierung zwischen aktiven Leitern, zwischen Leitern und Erde sowie zwischen verschiedenen Stromkreisen innerhalb eines Systems, um gefährliche Spannungen zu vermeiden und die Sicherheit von Menschen und Betriebsmitteln zu gewährleisten.

Erfahrungsgemäß liegt die Problematik bei älteren Bestandsanlagen in der normativ ordnungsgemäßen Trennung der Steuer- und Leistungsstromkreise innerhalb der Anlage. Die Norm führt den Begriff DVC (decisive voltage class) ein, mit dem Stromkreise verschiedenen Spannungsbereichen zugeordnet werden. Diese Einteilung dient dazu, die erforderlichen Schutzmaßnahmen gegen elektrischen Schlag festzulegen.

Tab. 2: Auszug: DIN EN IEC 61800-5-1 (VDE 0160-105-1):2024-1 Tabelle 3

DVC	Wechselspannung Effektivwert [V]	Wechselspannung Scheitelwert [V]	Gleichspannung Mittelwert [V]	Funktion
A	25	35,4	60	Steuerstromkreise
B	50	71	120	Steuerstromkreise
C	1000	4500	1500	Leistungsstromkreise
D	> 1000	> 4500	> 1500	Leistungsstromkreise

Mit der Einordnung der Stromkreise in Spannungsbereiche (Tabelle 2) ergeben sich konkrete Schutzanforderungen für die zu betrachtenden Stromkreise. Aus Abbildung 4 geht hervor, dass Steuerstromkreise (in der Regel DVC A und B) und Leistungsstromkreise höherer Spannung (DVC C und D) durch Schutztrennung zueinander isoliert sein müssen. Diese ist in einer Typprüfung nachzuweisen.

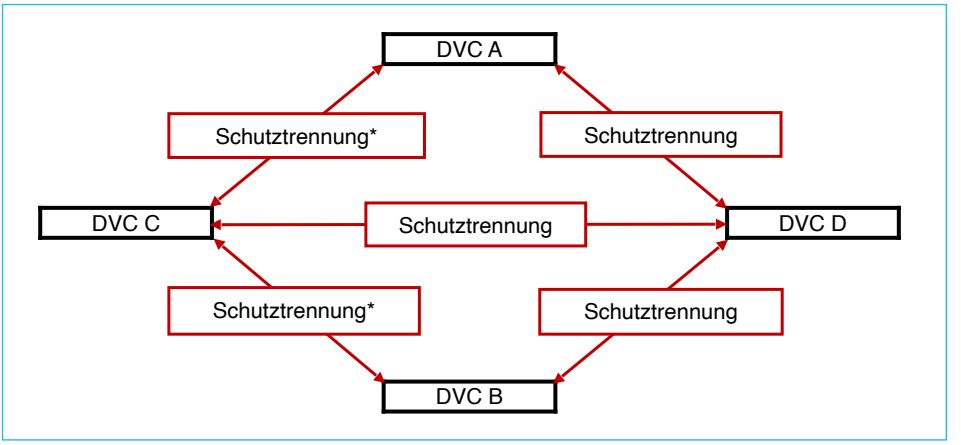


Abb. 4: Quelle: Interpretation nach DIN EN IEC 61800-5-1 (VDE 0160-105-1):2024-1 Tabelle 4

* Es ist erlaubt, Basisisolierung für den Stromkreis mit der höheren Spannung zu verwenden, wenn Schutz gegen direktes Berühren des betrachteten Stromkreises sichergestellt ist durch Basis- oder zusätzliche Isolierung für den Stromkreis mit der höheren Spannung.

Für den Umrichter der Speisewasserpumpe im KW Deizisau ergaben sich folgende Vorgaben: Luftstrecken 85 mm, Kriechstrecken (für Isoliergruppe CTI > = 600) 85 mm, Stoßprüfspannung 49,6 kV max., TE-Prüfspannung 11,1 kV.

Der Ansatz von F&S zur Einhaltung der DIN EN IEC 61800-5-1 hinsichtlich der Isolationskoordination in Retrofitanlagen basiert im Wesentlichen auf der konsequenten räumlichen und elektrischen Trennung der DVC-Bereiche.

Dies wurde einerseits durch die Prüfung der Steuerleitungsführung auf die notwendigen Abstände und wenn nötig Neuverlegung und andererseits durch die Installation eines Trenntransformators beziehungsweise Trennnetzteile für

die im Leistungsteil der Anlage (DVC C und D) benötigten Stromversorgungen umgesetzt. Die eingesetzten Komponenten verfügen über ein entsprechendes Prüfzertifikat zur Stoßspannungsfestigkeit vom Hersteller.

5.4. Parametrierung und Inbetriebnahme

Ein Rücklesen der Parameter aus der Anlagedokumentation gestaltete sich schwierig. Iterative Parameterfindung während der Inbetriebnahme sind aus Zeit- und Sicherheitsgründen zu vermeiden. Daher wurde die Gesamtanlage simuliert. Durch den Umbau des Leistungsteils in der Anlage musste der eigentlich verpflichtende Werkstest vor Ort durchgeführt werden.

5.4.1. Verwendung von *Software in the Loop*

Zur Parameterfindung wurde die Umrichtersoftware in eine DLL (Dynamic Link Library) exportiert. Diese DLL wird in ein Plecs-Simulationsmodell eingebunden, um das Reglungsverhalten zu testen. Die Parameter des Maschinenmodells konnten aus den Prüfprotokollen des Synchronmotors abgeleitet werden. Abbildung 5 zeigt eine Übersicht des Simulationsmodells.

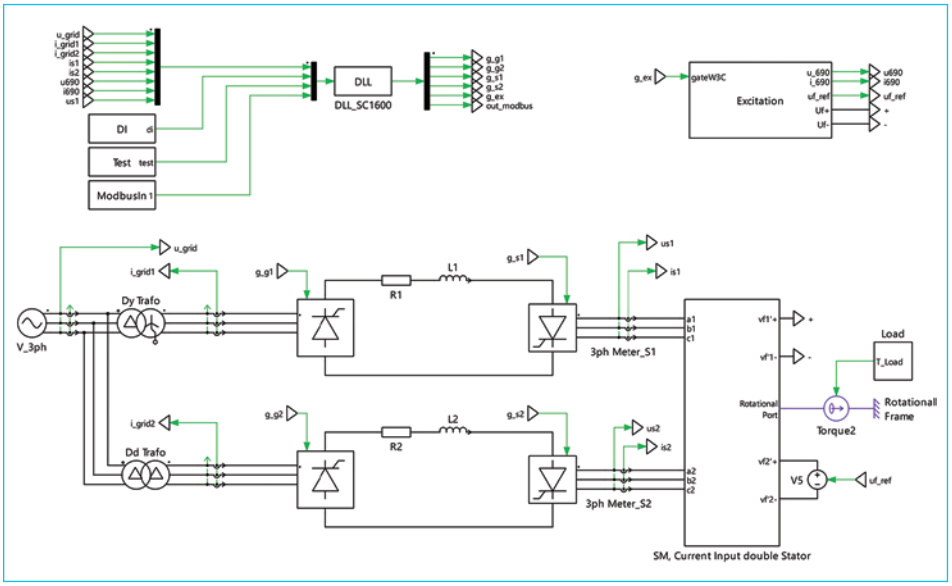


Abb. 5: Simulationsmodell mit DLL der SC1600 Software

5.4.2. Werktest vor Ort

Bei der gezeigten Umrichter-Anwendung sind 96 Zündbaugruppen verbaut. Das Vertauschen von zwei Zündbaugruppen kann bei den 2*4,98 kV Umrichterspeisespannungen zu einer Zerstörung des Umrichters führen. Deshalb ist sicherzustellen, dass alle Zündbaugruppen die richtigen Zündimpulse erhalten. Durch die Spannungsversorgung der Zündbaugruppen über eine Stromschleife ist es möglich, Niederspannungstests mit dem Umrichter durchzuführen.

Weiterhin lässt ein in der SC1600 implementierter Testmodus eine Status-LED auf den Zündbaugruppen entsprechend ihrer Position in der Thyristorbrücke blinken. Dieses Blinkmuster kann durch den Inbetriebnehmer überprüft werden, während der Umrichter lediglich mit Hilfsspannung versorgt ist.

Für die Inbetriebnahme mit Betriebsspannung wurde die Umrichter-Funktion in einem ersten Test mit einem separaten 12 Puls 400 V zu 2*200 V-Transformator überprüft. Nachdem dieser Test bestanden war, wurde der Bestandstransformator 10 kV zu 2*4,98 kV primär mit 800 V bespannt, um die Phasendrehung zu überprüfen. Dieser Test hat ergeben, dass die beiden Systeme entgegen aller bekannten Dokumentationsdokumente vertauscht waren. Mit einer Parameteränderung ließ sich dieser Umstand berücksichtigen, sodass der Umrichter mit Nennspannung in Betrieb gehen konnte.

5.5. Realisierung der zwei Startoptionen Normalstart und Notstart

Der Motorantrieb der Kesselspeisewasserpumpe soll bei einem Normalstart nicht zu schnell starten, um einen zu hohen Druckanstieg zu vermeiden.

Andere Anforderungen gelten beim Notstart, der durchgeführt werden muss, wenn die laufende Ersatzpumpe im Betrieb ausfällt und innerhalb von 20 Sekunden die Pumpleistung wieder hergestellt werden muss, um den Ausfall des Blocks zu verhindern.

Durch die Verwendung einer Parametersatzumschaltung kann die Sollwertrampe der Drehzahlregelung für einen Notstart verstellt werden. Die Anwendung einer kürzeren Initialisierungsroutine im Vergleich zur alten Steuerung spart weitere 3 Sekunden ein.

Abbildung 6 zeigt einen Normalstart des Synchronmotors mit einer Dauer von 24 Sekunden. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 7 einen Notstart, welcher zum Erreichen der Nenndrehzahl nur 15 Sekunden benötigt. Während des Startvorganges wird der maximale Umrichterstrom erreicht. Diese Begrenzung verursacht die sichtbare Regelabweichung der Drehzahl.



Abb.6: Normalstart auf Nenndrehzahl
oben: Zwischenkreis Soll-Strom (pink) und Ist-Strom (gelb) –
unten: Soll-Drehzahl (pink) und Ist-Drehzahl (gelb)

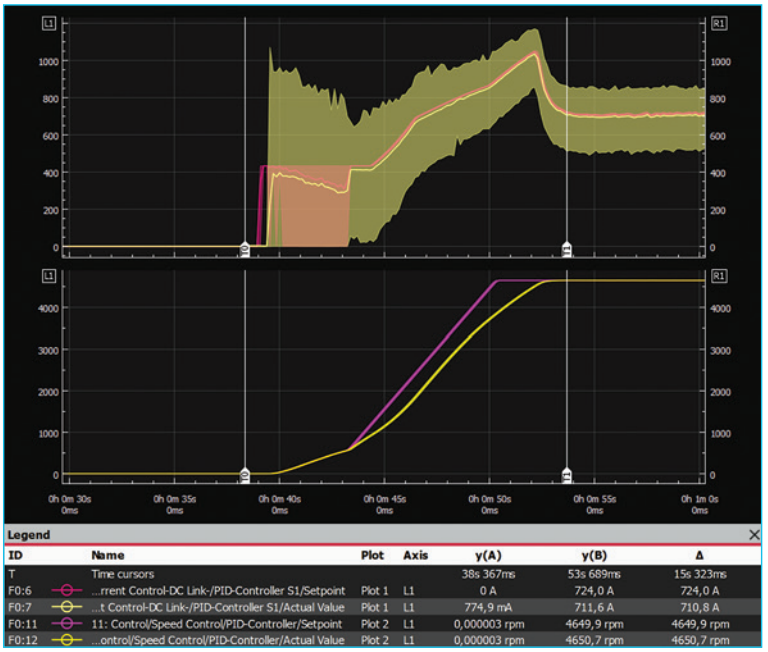


Abb. 7: Notstart auf Nenndrehzahl
oben: Zwischenkreis Soll-Strom (pink) und Ist-Strom (gelb) –
unten: Soll-Drehzahl (pink) und Ist-Drehzahl (gelb)

5.6. Zusammenfassung

Im HKW Altbach/Deizisau wurde das Retrofit des Umrichters für die Kesselwasserspeisepumpe erfolgreich durchgeführt. Alle steuerungsrelevanten Komponenten wurden an die Anlage angepasst und erfolgreich integriert. Die Anlage wurde nach aktueller Normenlage geprüft. Die Performanceanforderungen wurden nachgewiesen. Zusammen mit der Auswahl der Ersatzthyristoren und Kondensatoren ist die Ersatzteilversorgung der Anlage für die nächsten Jahrzehnte sichergestellt.

6. Quellen

[1] ABB: *Design of RC snubbers for phase control applications*, Application Note 5SYA 2020-02.

[2] Semikron: *Applikationshandbuch Leistungshalbleiter*, 2010, Abb. 2.2.13.

[3] Dierk Schröder: *Leistungselektronische Schaltungen*. 3. Auflage, Kap. 4.4.4 und 5.2.1 f.f.

Challenges of natural RE fluctuation distribution for storage and grid operation

Artur Redeker

1. Where do we come from and where are we going: a systemic perspective 692

2. State of the Art, Objective of the Work and Assumptions 693

3. Histogram as a Distribution Function of Power and Energy 695

4. Simulation Model 698

5. System response to additional generation capacity without storage 698

6. System Response to Battery Storage Expansion and Storage Costs 700

7. Summary and conclusions 702

8. References 703

AFEC	Annual Full Equivalent Cycles
BNetzA	Bundesnetzagentur, Federal Network Agency
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaft Berlin e. V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Renewable-Energies-Act
GW, GWh	Gigawatt, Gigawatt hours
IAEW	Inst. for Electrical Systems, Digitalization & Networks at RWTH
ISW	Institute for Solar Energy Systems, Freiburg, Germany
RE	Renewable Energy, Erneuerbare Energie
ResE	Residual Energy, Residualenergie

RLCD	Residual Load Duration Curves
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen
UBA	Umweltbundesamt, Federal Environvent Agency

This study investigates the impact of large-scale renewable energy fluctuations on storage requirements and grid operation in a future German electricity system based on EEG 2040 expansion targets. Using 15-minute renewable generation data derived from 2021 weather conditions and a simplified equilibrium-controlled grid model with battery and power-to-gas storage, the interaction between renewable generation, load coverage, storage demand and surplus energy is analyzed.

The results indicate that, without storage, around 25 % of annual demand remains uncovered while a similar amount appears as surplus generation at times when not needed. Reducing residual demand requires rapidly increasing storage capacities with declining storage utilization and worsening economics. In addition, renewable output can be highly concentrated: About 20 % of annual generation occurs within only 7 % of the time at 2–3 times average power levels, creating enormous transport requirements in all grid levels. Both the long periods of time with the lowest output and the short ones with extremely high output pose considerable challenges for the future system. Demand-side flexibility can partially mitigate these effects but competes with storage for the same balancing potential. The analysis therefore suggests that significant dispatchable residual generation capacity will remain necessary in Germany for the foreseeable future.

1. Where do we come from and where are we going: a systemic perspective

Germany has set the ambitious goal of sourcing 100 % of its energy from renewable sources (RE) by 2045. When it comes to electricity alone, this goal requires a transition to a radically different system architecture. Among other things, the transition requires replacing the fail-safe physical inertia reserve inherently provided by conventional power plants with actively controlled digital technologies. Given the long lifecycles of energy infrastructure, today's decisions will shape future system reliability and competitiveness

This paper addresses another challenge of the energy transition. It concerns the statistical distribution of total renewable energy output over the course of a year and its amplitude dynamics. These characteristics result from weather and geography, factors we cannot influence but must take into account in system design.

While it seems clear that we will not be able to manage seasonal energy with batteries, the sharp fall in their prices gives many people hope and leads them to make bold conclusions. This work attempts to quantify these claims using fundamental system relationships.

2. State of the Art, Objective of the Work and Assumptions

Basing ambitious goals of an industry nation as those mentioned above on weather-dependent, uncontrollable energy sources would, by normal engineering standards, have required a statistical analysis of the expected energy flow into the overall system right from the start.

In terms of both phasing out undesirable facilities and achieving a 60 % share of renewables in annual generation, we have already taken a few steps forward in the transformation process. The increasing number of negative-price hours indicates that cost-effective renewable integration is approaching its limits. As long as conventional generators compensate renewable fluctuations, the underlying temporal distribution remains largely hidden. Higher renewable shares make these fluctuation patterns increasingly visible.

Fluctuation characteristics of individual wind and solar generators have been discussed since long, especially the more complex wind energy behaviour has been the subject of intensive research since the 1990s and 1980s [1] [2].

For power-system analysis, however, the relevant parameter is not so much the behavior of individual generators but the statistical properties of the aggregated renewable output within a geographic control area. Deriving such behavior from individual installations by bottom-up modeling is impractical because total system output depends not only on their installed capacities but also on-site quality, geography and correlated weather conditions.

Despite the central importance of this question for a weather-dependent power system, not so much systematic analysis of aggregated renewable generation statistics itself has been published for Germany. One of the few examples is DIW Berlin's *Politikberatung 167* [3], which presents fluctuation curves intended to demonstrate resilience against periods of low wind and low solar generation. However, these curves have been shown to be incorrect [8].

Zerrahn et al. (2018) [4] discuss RLDCs, which also incorporate the temporal aspect somehow but they consider batteries only as power sources; capacity is treated as secondary. Bowen Li et al. [5] are using histograms about wind and solar capacity factors in north Europe. Martin Kittel et al. 2026 [6] show long-duration storage need for dunkelflaute events.

Ahlborn [7] analyzes stochastic properties of surplus generation using histograms. Ahlborn and Schuster [9] further show that large numbers of statistically independent Weibull-distributed wind generators do not necessarily smooth aggregate output but may instead increase variance. While these works provide valuable insight into fluctuation behavior, they were not intended to address the temporal distribution within a geographic generation area. ENTSO's EERA Adequacy assessment report Report 2025 [10] deals with geographic areas for other purposes, identifying growing risks of Loss of Load for the future: *Action is needed to maintain security of supply for electricity in Europe*.

The aim of this study is to estimate the impact of the understudied fluctuation distribution of aggregated RE generation on the annual balances of the EEG-2040 energy transition scenario, both with and without battery storage.

The analysis here is based on publicly available historical generation data for the German grid provided by ENTSO-E and the Federal Network Agency (BNetzA). The same 2021 dataset was previously used by Redeker [8] to analyze two other scenarios, with the selected weather year already contextualized against historical variability in that study. The data were corrected for self-consumption shares not included in the public grid records, using values provided by Fraunhofer ISE [11].

While Redeker [8] examined both a DIW 100 % renewable scenario and the EEG-2030 scenario, the present analysis focuses on the EEG-2040 scenario defined in the 2023 EEG amendment. Data processing methods and algorithms for the simulation Code follow the supplementary material published in [8]. Installed capacities are assumed to be 400 GW solar PV, 160 GW onshore wind, 70 GW offshore wind, 8.4 GW biomass and 5.1 GW hydropower, resulting in annual renewable generation of approximately 1,000 TW_h.

A current load profile was deliberately simulated precisely because consumer flexibility in industry and commerce also entails costs. This is the only way to highlight the challenges that must be overcome in the energy transition, given the current starting point. The temporal resolution of the data is 15 minutes, resulting in 35.040 values per annual time series.

Figure 1 shows the resulting supply and demand curves for renewable energy for the year 2040, using the weather conditions of 2021 as a reference scenario. For the sake of clarity, only one half of the year is shown. In the energy sector, residual power usually means the difference between demand and generation.

Here, it refers only to the positive portion (the shortfall), while any excess is called surplus power. Storage systems are assumed to shift surplus energy into periods of residual demand.

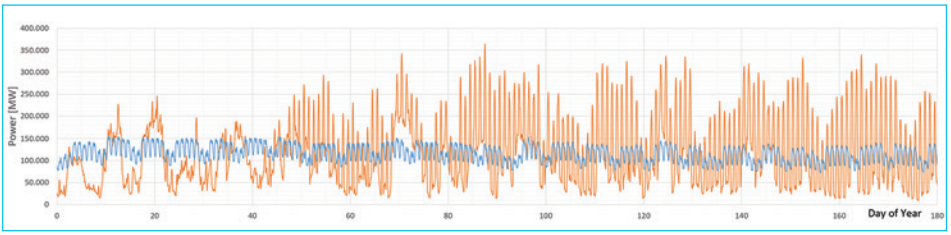


Fig. 1: First half of annual Demand Power (blue) and RE Generation (red) acc. to EEG 2040+

In terms of yield and variability of renewable energy, 2021 was a fairly average year; it was not a worst-case scenario involving a major period of low wind and low sunlight, as identified by Kittel et al. [6]. In [8], Redeker demonstrates, based on a study by IAWT/RWTH [12], that it falls just below the midpoint of a 10-year probability corridor.

The following chapters analyze how the statistical fluctuation structure affects both direct renewable utilization and storage performance. Full-year simulations are performed for different generator and storage configurations. To isolate the fundamental system relationships, the analysis intentionally adopts assumptions favorable to the renewable transition:

- An ideal transmission grid without congestion or losses is assumed (copper plate)
- Conventional minimum generation constraints are assumed to be nearly zero, implying that future short-term stability services may make it obsolete
- Inertia Reserve, very important for short-term system stability, is not discussed here.

3. Histogram as a Distribution Function of Power and Energy

A histogram is a useful tool for analyzing the power vs. time series in figure 1 from a statistical perspective. It determines the proportion of time during which a power curve remains at each of the power levels shown.

In figure 1, it is clearly evident that the range of the offered renewable energy (RE) power (red), from 10 GW to 370 GW, is significantly wider than on the demand side (blue). The latter is limited to a range from 70 GW of annual base load demand up to peak power of 160 GW. Generation and demand histograms

were calculated from the 35,040 quarter-hourly samples using 1-GW power classes. Figure 2 shows the resulting frequency distributions and cumulative occurrence probabilities, while figure 3 converts the same distributions into annual energy contributions per power class. To illustrate the significance of the relationship between the two diagrams, three power thresholds are marked as dashed vertical lines. These are the annual average power P_{AV} at approximately 114 GW, half of that at $P_{AV}/2$ and double that at $2P_{AV}$.

Even if future consumption patterns will be altered by user flexibility, the average power provides us with a rough estimate of the amount of energy the future power system must generate daily. If we disregard the differences between weekends and weekdays, then a value of 24h * P_{AV} with a tolerance of 10 %–20 % is a good estimate for the daily requirement.

With this in mind, it is worth taking a look at the values for time and energy at the points labeled *1* and *2* in both diagrams, which represent half and twice the average power, respectively. In summary, the following can be noted:

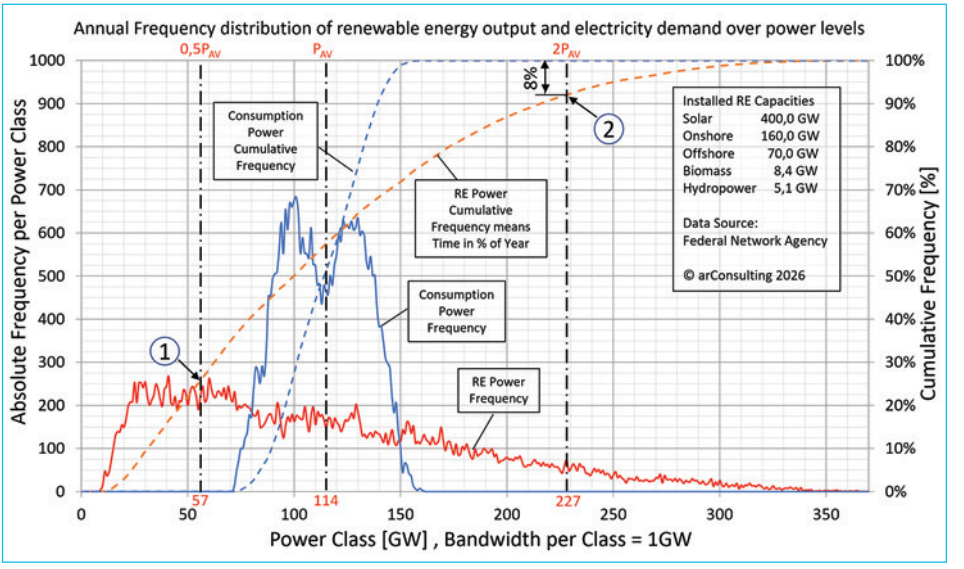


Fig. 2: Frequency Distribution of RE Power (red) and Consumption (blue)

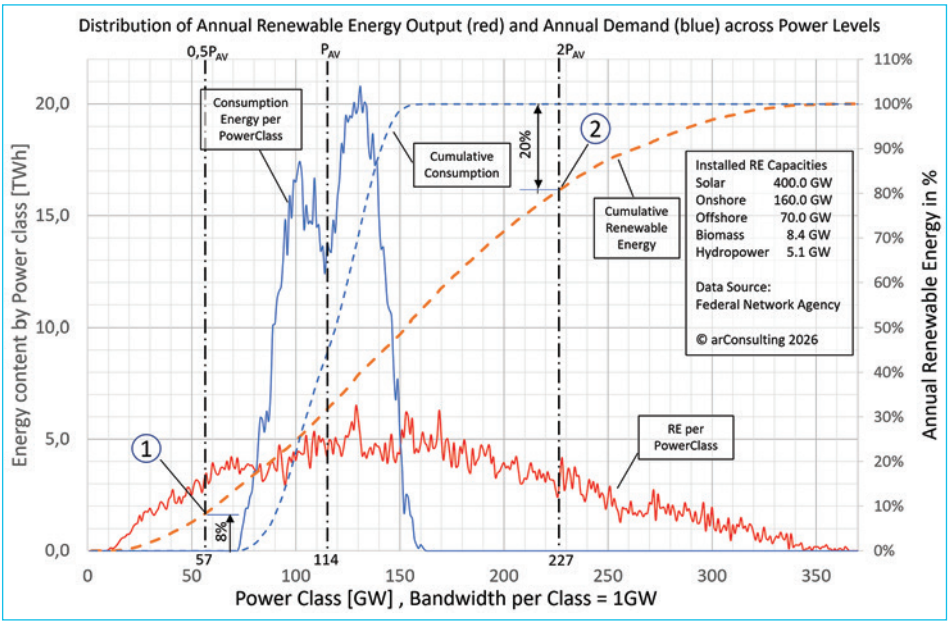


Fig. 3: Distribution of Annual Renewable Energy Output and Demand across Power Levels

- The total RE power output remains at levels representing less than half of the daily demand over a period of nearly 100 days. During all these periods, no more than 8 % of the required annual energy is generated.
- At the upper end of the power spectrum, 20 % of the annual demand is supplied at power levels corresponding to two to three times the daily demand. These occur in very short periods that together account for no more than 8 % of the time in a year.

The time periods mentioned here are not continuous stretches but intervals scattered throughout the year. It is their distribution that makes the difference. It is practically impossible to evaluate such stochastic processes analytically but they can be effectively simulated.

4. Simulation Model

The goal of the simulation system is to ensure the most important fundamental physical condition in the grid: equilibrium.

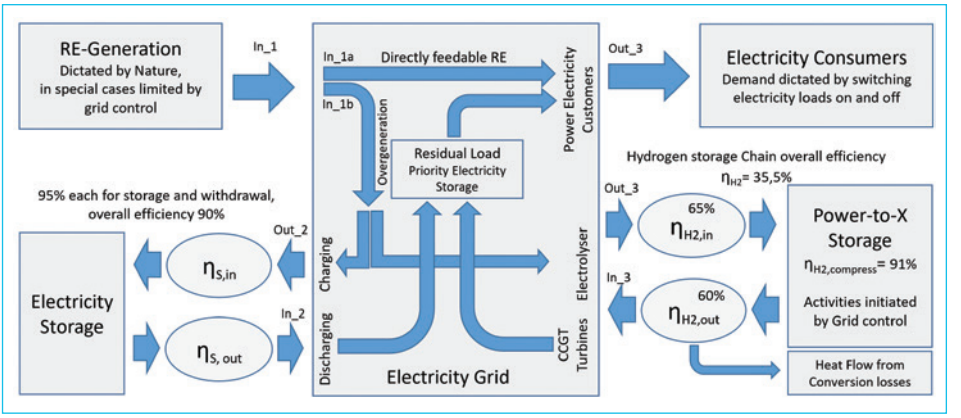


Fig. 4: Simulated Electricity System [8]

Figure 4 shows the structure of the system and the power flows calculated in each of the 35,040 annual quarter-hour samples. Direct feeding to the demand always takes priority; the next priority is battery storage/withdrawal. Surplus energy is electrolysed, compressed and stored; turbine energy is pulled from the gas storage. Since the consumption curve is fully met, the energy balance at the end of the year is reflected in the storage levels. The model represents a best-case energetic scenario under ideal network conditions and neglects economic optimisation.

5. System response to additional generation capacity without storage

A common argument is: If the system still falls short by roughly 25 %, why not simply increase renewable generation capacity accordingly?

This question reflects a misunderstanding of how storage-free electricity systems behave when renewable generation rises while demand remains unchanged. Figure 5 illustrates this by increasing solar and wind capacity proportionally from zero to the EEG-2040 target. Each point on the x-axis represents a year-round simulation. Consumers are supplied at all times by receiving all directly usable renewable electricity (blue), with any shortfalls (red) being supplemented by adjustable fossil fuel generation capacity. Surpluses (black) are curtailed. The thin diagonal line indicates the total amount of renewable energy (blue+black).

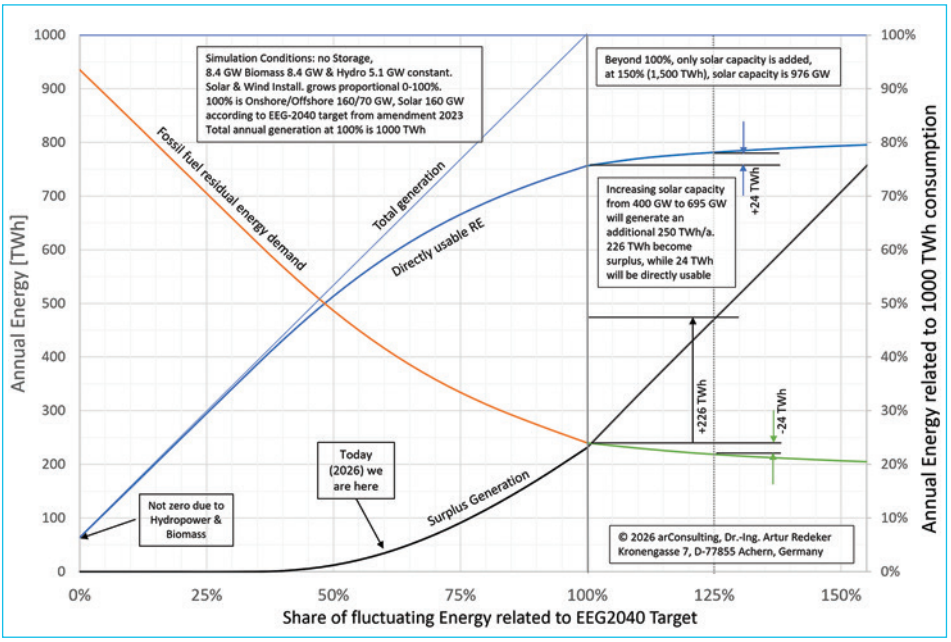


Fig. 5: Balance sheet figures vs. renewable energy share relative to constant load

Hydropower and biomass are included here without additional growth assumptions. Up to the 100 % expansion level, the simulations show a progressively increasing surplus share once renewable peaks begin to exceed demand. Today's solar/wind mix is somewhat different but the 3.5 % curtailment reported by the BNetzA for 2025 with a renewable energy share of just under 60 %, is quite close to what is shown here.

If the system were expanded further from 1,000 TWh to roughly 1,250 TWh annual renewable generation, the most realistic additional source would likely be solar power, given its lower cost and larger remaining potential in Germany. However, figure 5 shows that such expansion closes the residual gap only marginally: Roughly 90 % of the additional energy appears as surplus, while only about 10 % directly reaches consumers.

This behavior is a consequence of many low periods in the RE power distribution. Increasing generation capacity has little effect here, while high levels progressively exceed demand.

6. System Response to Battery Storage Expansion and Storage Costs

The goal of using storage and, consequently, the strategy of the storage algorithm is to absorb as much excess generation as possible and thereby replace fossil-fuel-based residual energy.

A key factor in the profitability of a battery storage system is the amount of energy it can transport, and thus sell over the course of a year. This energy divided by its capacity is referred to as AFEC, the annual number of full equivalent cycles. This figure is a calculated value, analogous to the turnover rate of a storage capacity in logistics. Typically, this figure results from a much larger number of microcycles driven by supply and demand.

By definition, the energy transported by the battery with a capacity Cap can be expressed as

$$E = Cap \cdot AFEC \qquad \text{(Eq. 1)}$$

In principle, charging is limited to times when fluctuating renewable energy is available *and* there is space in the storage system. Similar logic applies in the reverse direction.

With the same input but different capacities, the charging and discharging times increase; thus, AFEC generally decreases as capacity increases. The extent to which this occurs is strongly influenced by the fluctuation distribution. In such an environment, however, this is no trivial matter; there are virtually no analytical solutions to calculate this but it can be simulated effectively using the model from chapter 5.

In figure 6, increasing battery capacity is plotted on the horizontal axis; each different value triggers an annual simulation run, which then determines the storage transport volume (blue), the remaining residual energy (red), the number of full cycles at this capacity (black dotted) and the actual AFEC value for the next delta interval above this capacity.

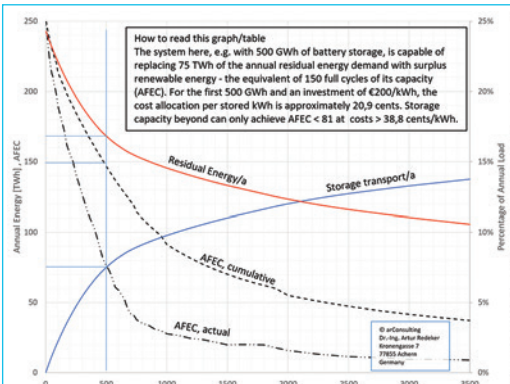
The simulation delivers a quite clear numeric dependence of AFEC from the capacity itself. Given a constant supply, it is clear that increasing capacity is associated with a declining AFEC when charging/discharging takes more time; the exact relationship is significantly determined by the distribution of fluctuations. The dependence of the cycle count from the battery capacity Cap can be approximated here with a standard deviation of 2 % by a dimensionless function with two scenario-dependent constants b and a of the form

$$AFEC = f(Cap) = b/(Cap/kWh+a) \qquad \text{(Eq. 2)}$$

The key question is, how much additional energy ΔE can be made usable through additional battery capacity ΔCap. Combining Eq. 1 with Eq. 2 and differentiation then leads to the relationship

$$\Delta E/\Delta cap = a \cdot b/(Cap/kWh+a)^2 \approx a \cdot b/(Cap/kWh)^2 \qquad \text{(Eq. 3)}$$

This explains why, in figure 6, the first reduction of 250 TWh residual energy to 200 TWh by using excess Generation could be achieved with a storage capacity of 250 GWh but an additional 50 TWh xfer already requires 1000 GWh, means four times that capacity.



Electric Storage Cost estimation by system simulation

Storage Strategy: Max Elimination of Residual Energy using Excess Generation
Cost per 200€ Battery Invest/kWh, RE Scenario according to EEG-2040
AFEC =Annual Number of full equivalent Cycles
© arConsulting, Dr.-Ing. Artur Redeker, Kronengasse 7, 77855 Achern, Germany

Capacity [GWh]	AFEC cumul.	AFEC actual	cumulative [ct/kWh]	actual cost [ct/kWh]	Residual Energy in %	Residual Energy [TWh]
0						243,0
2	255,0	255,0	12,3	12,3	24,3%	242,8
10	251,0	250,0	12,5	12,5	24,1%	240,8
20	247,3	243,5	12,7	12,9	23,8%	238,4
50	234,5	218,9	13,4	14,3	23,2%	231,6
100	220,0	197,2	14,2	15,9	22,1%	221,3
150	208,7	181,6	15,0	17,3	21,2%	212,0
200	198,4	161,8	15,8	19,4	20,4%	203,6
250	189,3	150,2	16,6	20,9	19,6%	196,0
500	150,2	80,8	20,9	38,8	16,8%	168,2
750	119,3	41,4	26,3	75,6	15,4%	153,8
1000	97,9	30,1	32,0	104,2	14,5%	145,5
1500	73,5	21,8	42,6	144,0	13,3%	133,1
2000	60,0	17,7	52,2	176,9	12,3%	123,3
2500	50,9	13,2	61,5	236,5	11,6%	116,0
3000	44,3	10,7	70,8	293,4	11,1%	110,5
3500	39,3	9,5	79,7	329,7	10,6%	105,8
4000	35,5	8,6	88,3	366,2	10,1%	101,4
4500	32,4	7,9	96,6	395,7	9,7%	97,4
5000	29,8	5,8	105,3	540,2	9,4%	94,4

Fig. 6: Balance sheet figures with increasing battery capacity, generation and load constant

The table in figure 6 summarizes these relationships for the EEG-2040 scenario and lists the transport capacity, number of cycles, and resulting storage cost allocation per transferred kWh for the various capacities.

The right table is based on a standard investment calculation with a 15-year payback period, 5 % financing, 5 % opportunity costs and 1.5 % annual maintenance. Cell pack prices in China currently stand at $ 100/kWh; Bloomberg BNEF lists *turnkey BESS Europe* at $ 177 but apparently at the DC level. For systems with infrastructure and connection to 110 kV AC, in-depth searches by Claude and ChatGPT for Germany yield a range of € 230–400/kWh in investment costs. The table here is therefore normalized to an optimistic value of € 200/kWh.

The storage strategy here was simply designed to maximize the replacement of fossil-fuel-based residual energy, it did not rely on price differentials. The gross margin of the storage facility is calculated as the product of the price difference, capacity and AFEC. As shown above, AFEC is largely determined by renewable generation fluctuations and only to a lesser extent by the elasticity of demand. Waiting for better prices necessarily reduces AFEC.

7. Summary and conclusions

1. Schill et al. [6] demonstrate, based on extreme weather years with major dunkelflaute periods, the need for large-scale, cost-effective long-term storage capacity.
2. This paper shows that even an average weather year like 2021 already poses significant challenges for a 100 % renewable energy system. The large number of gaps in which both solar and wind power are weak, simultaneously add up to a residual energy demand amounting to about a quarter of the annual electricity demand.
3. The nature of the power-time distribution makes this residual energy highly resistant to both the expansion of generation capacity and the addition of storage.
4. Of the 250 TWh of residual energy in the target year, it seems realistic –positive price trends for battery energy storage systems assumed – to supply approximately 50 TWh from surplus generation. Depending on the strength of the price trend, the exponentially rising demand for capacity may reach an economic limit somewhere between 50 and 100 TWh.
5. Even under optimistic assumptions for hydrogen reconversion, several hundred additional GW of solar capacity would be required to close the remaining energy gap. Furthermore, the short-duration nature of surplus events would result in very low electrolyzer utilization.
6. The production of H_2 for non-electrifiable processes is not yet covered at all.
7. Using the much cheaper iron-air storage method instead of H_2, assuming a cycle loss of only 50 %, the same calculation would result in a storage balance of approximately -100 TWh, which would mean about 120 GW of additional solar capacity. However, it should be noted that while this technology has attractively low investment costs, it is still at the maturity level of a first pilot plant currently under construction. It therefore still involves significant uncertainties and risks.
8. High hopes are being pinned on consumer flexibility as a future trump card. This may be overestimated. Like storage, it has a systemic effect in the same area: grid balance, where both compete directly for the same short-term surpluses. Flexibility from industry and the commercial sector will not come cheap; and once storage systems have absorbed the first 50 TWh, the bulk of the readily available flexibility potential will already have been exhausted.

9. The dilemma with the German approach is that, in the absence of other available baseload capacity, the official transition steps toward phasing out coal will inevitably result in the use of gas-fired power plants. In the system shown here, with 250 GWh storage, peak power > 120 GW is required. They run on the most expensive of all power plant fuels at a capacity factor < 18 %, but with a 60 % intervention time. These periods are, by design, periods of electricity shortage, because every participant who reduces their generation exacerbates the shortage, which can then only be compensated for by gas.

10. In short: Without changes in the current transition plan, there will be no affordable electricity in Germany for a long time to come.

8. References

[1] Bowden, G. J., Barker, P. R., Shestopal, V. O., Twidell, J. W. et. al.: *The Weibull distribution function and wind power statistics*. Wind Eng. 7 (2). 85–98. Available at: https://www.jstor.org/stabe/43749036 (Date: 25.06.2026).

[2] Rasch, D., Verdooren, R.: *Die Weibull-Verteilung. Autorenbeitrag in „Generationenprojekt Energiewende.* 2023. Norderstedt: Herausgeber Herbert Niederhausen. Available at: https://d-nb.info/1287505700 (Date: 25.06.2026).

[3] Göke L., Kemfert, C., Kendziorski, M.: *100 % erneuerbare Energie für Deutschland*. Politikberatung kompakt 167, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin e.V. DIW 88 (29/30), 507–513. Available at: https://www.diw.de/de/diw_01.c.821876.de/publikationen/wochenberichte/2021_29/heft.html (Date: 25.06.2026).

[4] Zerrahn, A., Schill, W.-P., Kemfert, C. (2018): *On the economics of Electrical Storage for variable renewable energy sources*. Eur. Econ. Rev.108, p. 259–279. 10.1016/j.euroecorev.2018.07.004.

[5] Li, B.; Basu, S.; Warson, S. J., Russchenberg, H. W. J.: *A Berief Climatology of Dunkelflaute*. Energies 2021, 14, 6508. https://doi.org/10.3390/en14206508.

[6] Kittel, Roth, Schill: *Long Electricity Duration Storage needs*, Nature Communication 17, 4210 (2026). https://doi.org/10.1038/s41467-026-72681-5.

[7] Ahlborn, D.: *Nutzung überschüssiger Wind- und Solarenergie durch Power-to-X-Konzepte*, Autorenbeitrag in „Generationenprojekt Energiewende“. 2023. Norderstedt: Herausgeber Herbert Niederhausen. Available at: https://d-nb.info/1287505700 (Date: 25.06.2026).

[8] Redeker, A.: *Why Germany’s Energiewende may fail to meet its Goals: Insights from Power System Simulation with Natural Generation*. Frontiers in Energy Research, 08. February 2024, Section Sustainable Energy Systems, Volume 12-2024 https://doi.org/10.3389/fenrg.2024.1240114.

[9] Ahlborn, D., Schuster, R.: *Volatilität und Stochastik der Windstromerzeugung in Deutschland und Europa*. World of Mining – Surface & Underground. 70. Jahrgang 2018, Heft 2, p. 120–125.

[10] European Resource Adequacy Assessment EERA 2025+2024: Executive Report ENTSO-E, https://www.entsoe.eu/eraa/2025/reports&results/ (Date: 25.06.2026).

[11] Burger, B.: *Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2021*. Freiburg, 14.2.2022, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2021.pdf

[12] Schwaeppe, H., Carlo, S., Walter, J. D., Lambriex, J. D., Claire, M. A. et al (2022): *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-Anlagen für die Kalenderjahre 2023 bis 2027*. RWTH Aachen, Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft (IAEW) on behalf of TenneT TSO GmbH. Aachen. Available at: https://www.netztransparenz.de/xspproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg-umlage/mittelfristprognosen/mittelfristprognose-2023-2027/2022-10-14_endbericht_iaew.pdf (Date: 25.06.2026).

Herausforderungen beim Netzwiederaufbau aus Kraftwerken im Blockeigenbedarfsinselbetrieb für Netz- und Kraftwerksbetreiber

Alexander von Auw, Dirk Lehmann, Marcel Kotte und Mario Schenk

1. Einordnung in die Forschung und Praxisbezug 705
2. Begrenzungen durch den Netzschutz 706
3.1. Frequenzgrenzen 707
3.2. Spannungsgrenze 707
4. Prozesstechnische Betriebsgrenzen der Lausitzer Braunkohlekraftwerke 708
4.1. Begrenzung der verfügbaren Wirkleistung 708
4.2. Begrenzung der zulässigen maximalen Lastsprünge 709
5. Wiederversorgung des Stromnetzes 710
5.1. Unter Spannung setzen von Leitungen 710
5.2. Einschalten von Verbrauchern 713
6. Resümee 714
7. Quellen 714

1. Einordnung in die Forschung und Praxisbezug

Im Rahmen des Energieinnovationszentrums (EIZ), das mit dem Strukturstärkungsgesetz des Bundes für die Kohleregion Lausitz gefördert wird, forschen der Lehrstuhl *Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen* der BTU Cottbus-Senftenberg und die *LEAG-Akademie* gemeinsam zu Themen des

Netzwiederaufbaus (NWAs). Im Fokus der Untersuchungen liegen die Herausforderungen an Kraftwerks- und Netzbetreiber während des NWAs ohne Spannungsvorgabe aus einem Randnetz der Regelzone.

Die grundlegende Zielstellung beim NWA ist die priorisierte Wiederversorgung, abgestuft nach Übertragungs- und Verteilnetz, Kraftwerks- und Tagebaueigenbedarf und öffentlicher Versorgung. Eine strikte Einhaltung dieser Prioritäten bei der Wiederversorgung ist aufgrund leerlaufender, kapazitiver Netze nicht immer möglich.

Die gegenseitige Kenntnis und Berücksichtigung der Handlungs- und Betriebsgrenzen der Kraftwerks- und Netzbetreiber ist für den NWA existentiell. Für eine bezüglich der Betriebsführung realistische Simulation nutzt der Lehrstuhl den in [1] und [2] vorgestellten Simulator. Die LEAG besitzt für ihre Ausbildungen und Schulungen einen Kraftwerkssimulator, der eine prozesstechnisch exakte Nachbildung eines Kraftwerksblockes des Kraftwerks Schwarze Pumpe darstellt [3].

Spätestens mit der Netzstörung auf der iberischen Halbinsel am 28. April 2025 ist die potenzielle Gefahr eines Blackouts in Europa real geworden. Neben den Schutzmaßnahmen zur Vorbeugung ist es genauso wichtig, dass Abläufe zum Wiederherstellen der Stromversorgung funktionieren und alle Beteiligten über das anlagenspezifische Verhalten Bescheid wissen.

In diesem Beitrag werden die grundlegenden Herausforderungen durch Schutzeinstellungen und prozesstechnische Limitierungen vorgestellt, sodass ein gegenseitiges Verständnis für die Komplexität entwickelt werden kann und die beteiligten Akteure entsprechende Vorüberlegungen treffen können.

Der Netzwiederaufbau ist ein komplexes Thema. In Abhängigkeit der gewählten Variante und in der jeweiligen Phase des Netzwiederaufbaus sind spezifische Einschränkungen zu beachten. In diesem Beitrag wird nur eine spezielle Situation betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass sich ein Kraftwerk im Inselbetrieb befindet und gemeinsam mit den Netzbetreibern ein Teilnetz bis zur Auslastungsgrenze aufbaut.

2. Begrenzungen durch den Netzschutz

Der großflächige Zusammenbruch des Stromnetzes (Blackout) ist die schwerste Form der Netzstörung. Beim Netzwiederaufbau sind die Zielstellungen die Wiederversorgung von allen Verbrauchern und die Rückkehr in den Normalbetrieb mit Marktaktivitäten. Für ein Gelingen sind die Grenzwerte einzuhalten, weil die Schutzgeräte und ihre Einstellungen weiterhin aktiv bleiben. Im Folgenden werden die Grenzen aus Sicht der Netzbetriebsführung durch die Netzschutzeinrichtungen vorgestellt.

3.1. Frequenzgrenzen

Beim Netzwiederaufbau, beginnend von einem Kraftwerksblock im Eigenbedarfsinselbetrieb, wird die Frequenz über den proportionalen Drehzahlregler des Kraftwerks bestimmt. Der Sollwert wird dabei als Bedienereingabe manuell eingestellt. Durch das proportionale Reglerverhalten kommt es belastungsabhängig zu einer Regelabweichung zwischen Soll- und Istwert.

Der obere Grenzwert der Frequenz liegt dabei bei 51,5 Hz [4]. Bei einer höheren Frequenz erfolgt eine Trennung aller konventionellen und regenerativen Erzeugungseinheiten. Zwischen einer Frequenz von 50,2 Hz und 51,5 Hz verringern PV-Anlagen ihre Einspeisung.

Die untere Frequenzgrenze beim NWA liegt bei 49,0 Hz. Unterhalb dieser Frequenz beginnt der automatische unterfrequenzabhängige Lastabwurf. Der Unterfrequenzschutz ist an den Verteilnetztransformatoren auf einen Festwert eingestellt. Eine Deaktivierung ist nicht möglich. Innerhalb einer Regelzone wird beim Unterschreiten dieser Grenze sofort zwischen fünf bis zehn Prozent der Last abgeworfen [5]. Der Lastabwurf erfolgt lokal und ist ausgelegt für den normalen Netzbetrieb. Beim Netzwiederaufbau sind im aufzubauenden Teilnetz nur wenige Verbraucher versorgt. Bei ungünstigen Konstellationen kann ein deutlich höherer relativer Lastbetrag abgeworfen werden.

Nach den automatischen Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen werden bei Unterschreitung der Frequenz von 49,7 Hz vertragliche, sofort abschaltbare Lasten abgeworfen. Inwieweit solche Lasten im Netzgebiet der 50 Hertz vorhanden sind, ist nicht bekannt. Ansonsten muss diese Grenze angesetzt werden. Die weiteren Maßnahmen sind beim Netzwiederaufbau nicht relevant, weil die genannten Anlagen beim Netzausfall ihren Betrieb herunterfahren.

3.2. Spannungsgrenze

In den jeweiligen technischen Anschlussrichtlinien (TAR 4110, TAR 4120, TAR 4130) für die entsprechenden Spannungsebenen sind die Grenzwerte festgelegt, die einen zulässigen und sicheren Netzbetrieb erlauben. Für die Höchstspannungsebene (TAR 4130) gelten für Kundenanlagen Spannungen im Bereich zwischen 360 kV bis 420 kV (440 kV für 30 Minuten) bzw. 198 kV bis 246 kV (253 kV für 30 Minuten). Erzeugungsanlagen müssen für eine Spannung von 340 kV für 60 Minuten ausgelegt sein.

In der Verteilnetzebene (110-kV-Netz) liegt der zulässige Spannungsbereich zwischen 96 kV und 123 kV [TAR 4120]. Erzeugungsanlagen müssen für eine Unterspannung von bis zu 93,5 kV für die Zeitdauer von einer Stunde ausgelegt sein.

In den Mittelspannungsnetzen existieren netzbetreiberspezifische Spannungen zwischen 10 kV, 20 kV oder 30 kV. Deswegen werden Grenzwerte in relativen Größen angegeben. Sie betragen zwischen dem 0,90- und dem 1,10-fachen der vereinbarten Netznennspannung. Erzeugungsanlagen, die in die Mittelspannung einspeisen, müssen zusätzlich für 60 Sekunden ein erweitertes Spannungsband vom 0,85-fachen und 1,15-fachen aushalten [4][6][7].

4. Prozesstechnische Betriebsgrenzen der Lausitzer Braunkohlekraftwerke

In den Netzwiederaufbauplänen sind die konventionellen Kraftwerke als wichtiges Standbein enthalten. In allen Varianten sind sie als Ausgangs- oder Zielort genannt. Insbesondere die Braunkohlekraftwerke im Lausitzer Revier sind immer wieder beteiligt. Die installierten Leistungen dieser Kraftwerksblöcke von 500 MW (Kraftwerk Jänschwalde), 800 MW (Kraftwerk Schwarze Pumpe) und 900 MW (Kraftwerk Boxberg) [8] sind im Netzwiederaufbauplan enthalten. Die tatsächliche maximale Einspeiseleistung der Anlagen ist im Falle eines Netzwiederaufbaus durch verfahrenstechnische Beschränkungen jedoch deutlich reduziert.

4.1. Begrenzung der verfügbaren Wirkleistung

Die thermischen Kraftwerke sind beim Netzwiederaufbau prozesstechnisch und konstruktiv in der maximalen Wirkleistungsabgabe durch die Feuerleistung und einen sicheren Umleitbetrieb begrenzt. Da in diesem Fall die erzeugte Dampfleistung deutlich über der benötigten Turbinenleistung liegt, wird ein großer Teil der Dampfmenge an der Turbine vorbeigeleitet und steht als Reserve für kurzfristige Leistungsabfragen zur Verfügung.

Während dieser Betriebsweise kann aufgrund von verfahrenstechnischen Einschränkungen nicht die volle Kesselleistung gefahren werden. Die Umleitstationen sind während des gesamten Netzwiederaufbaus geöffnet zu lassen (Stationsbetrieb). Eine permanente Dampfreserve kann somit zur Kompensation von Lastschwankungen mobilisiert werden. Die Öffnung der Umleitventile muss vor dem Zuschalten von Verbrauchern groß genug sein, um eine hinreichende Dampfreserve bei der Zuschaltung mobilisieren zu können, sodass nach der Zuschaltung die Stellung der Umleitventile immer noch innerhalb des Regelbereiches liegt.

Die Ventil- und Anlagekennlinien sind so aufeinander abgestimmt, dass sie als Gesamtheit einen nahezu linearen Regelbereich haben. Aufgrund von internen anlagenspezifischen Eigenschaften können keine konkreten Beträge genannt werden.

Mit allen prozesstechnischen Beschränkungen kann eine Bruttowirkleistung beim Netzwiederaufbau $P_{B, NWA}$ zwischen 30 % und 50 % der Bruttokraftwerksnennleistung abgerufen werden. Die Eigenbedarfsleistung zur elektrischen Versorgung des Kraftwerkes und der Tagebaue über das interne 110-kV-Netz ist von der verfügbaren Wirkleistung für das aufzubauende Teilnetz abzuziehen. Für jeden Kraftwerksblock werden ungefähr drei bis vier Prozent der installierten Wirkleistung benötigt. Die Tagebaue benötigten für die Entwässerung zur Gewährleistung der Standsicherheit ca. 10 MW. Optional können die Anlagen zur Kohleförderung und die Brückenanlagen als Last aufgenommen werden (ca. 40 MW). Die Nettowirkleistung beim Netzwiederaufbau $P_{B, NWA}$ beträgt demnach nur 20 % bis 40 %. Für einen Block des Kraftwerks Schwarze Pumpe mit einer installierten Leistung von 800 MW können zur Wiederversorgung von Verbrauchern im öffentlichen Versorgungsnetz ca. 320 MW genutzt werden.

4.2. Begrenzung der zulässigen maximalen Lastsprünge

Nach den Technischen Anschlussrichtlinien müssen Lastsprünge von bis zu zehn Prozent (maximal 50 MW) der Bemessungswirkleistung in 5 min-Zeitabschnitten ausregeln können [4]. Beim Netzwiederaufbau liegt jedoch die Bruttowirkleistung, durch die in 5.1. genannten Gründe, nur bei 30 % bis 50 %. Beispielsweise ist für den 800-MW-Block des Kraftwerks Schwarze Pumpe ein maximaler Lastsprung von 40 MW erlaubt.

Zur Koordinierung wird zu Beginn der Verbraucherzuschaltung eine gesicherte Leistungsscheibe mit festgelegtem Betrag vereinbart. Die Leistungsscheibe wird wiederum in einzelne Zuschaltschritte zerlegt. Jede Lastschaltung ist vorher mit der Lastgröße beim Kraftwerk anzumelden. Im Kraftwerk werden anschließend die Vorbereitungen getroffen. Erst nach Freigabe durch das Kraftwerk darf die Zuschaltung erfolgen. Zu große Last ist strikt abzulehnen.

Lasten wirken als Bremsmoment auf die Turbinen-Generator-Welle. Beim Einschalten einer Last sinkt der Istwert der Drehzahl. Die größere Abweichung entspricht einer Wirkleistungseinspeisung. Die Drehzahl darf dabei nie unter 2940 min^{-1} fallen (Beginn automatischer Letztmaßnahmen). Eine spezifische Gefahr dieser schnellen Entlastung der Turbine ist das Ansprechen der Lastsprungerkennung der Turbinenregelung, da diese den Dampferzeuger dann mit einer sehr großen Änderungsgeschwindigkeit wieder auf eine Dampfleistung kleiner 50 % begrenzt. Dampfreserve und Leistungsvermögen würden rasant fallen. Zur Vermeidung des zu tiefen Frequenzeinbruchs ist die Frequenz vor jeder Lastschaltung über 50,5 Hz anzuheben [3].

5. Wiederversorgung des Stromnetzes

Die Wiederversorgung von Verbrauchern (Auflasten) ist der zentrale Bestandteil des Netzwiederaufbaus. *Die Dauer und Intensität [von Stromausfällen] führen zu massiven Einschnitten im öffentlichen Leben sowie zu schweren wirtschaftlichen Schäden. Wenn das Stromnetz ausfällt, können auch andere öffentliche Netze wie die Gasversorgung oder das Telekommunikationsnetz betroffen sein*. [9]. Aus diesem Grund sind Netzbetreiber nach Energiewirtschaftsgesetz dazu verpflichtet, Störungen schnellstmöglich zu beheben [10]. Hierfür müssen das Übertragungsnetz, die Verteilnetze und die Kraftwerke koordiniert zusammenarbeiten. Dabei haben in absteigender Reihenfolge die Sicherstellung der Kommunikation und die Fernadministrierbarkeit des Netzes, die Absicherung der Kraftwerks- und Tagebaueigenbedarfs und die Versorgung von Verbrauchern Priorität.

5.1. Unter Spannung setzen von Leitungen

Die meisten Lasten befinden sich in der Verteilnetzebene (Mittel- und Niederspannung) [11]. Zur Versorgung müssen zunächst Leitungen im Übertragungs- und Verteilnetz eingeschaltet werden. In den ersten Schritten des Netzwiederaufbaus werden die Leitungen fast ausschließlich im Leerlauf betrieben. Sie haben ein ohmsch-kapazitives Verhalten. Es treten zwei Effekte auf.

Der Ferranti-Effekt beschreibt die Spannungsanhebung von leerlaufenden Leitungen am Leitungsende. Dieser ist abhängig von der Leitungskapazität. Der Effekt wird durch das vorgelagerte Netz (Netzinnenimpedanz) verstärkt [12]. Die Abbildung 1 zeigt als Beispiel den Spannungsverlauf einer Netzwiederaufbauvariante für zwei unterschiedliche Ausgangsspannungen an der Oberspannungsseite des Maschinentransformators (bei 0 km). Die Spannungen wurden ausgewählt, weil sie die Spannungsvorgaben beim Einschalten von Leitungen (grüne Kurve) und beim Einschalten von Verbrauchern (rote Kurve) sind. Die dauerhaft zulässige verkette Betriebsspannung beträgt 420 kV. Überschreitungen müssen schnell korrigiert werden.

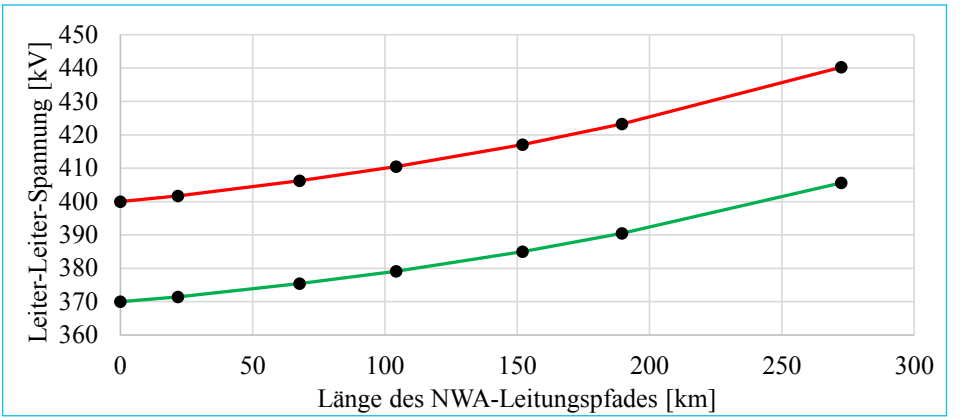


Abb. 1: Spannungsverteilung entlang des NWA-Leitungspfades beim Netzwiederaufbau bei zwei stationären Zuständen leerlaufender Leitungen, grün: U_A = 370 kV (typisch für Leitungseinschaltungen), rot: U_A = 400 kV (typisch für Lasteinschaltungen), die schwarzen Punkte markieren die Standorte der Umspannwerke.

Der zweite Effekt ist der Spannungssprung durch das kapazitive Betriebsverhalten des Synchrongenerators. Der ohmsch-kapazitive Strom I_C führt zu einem negativen Spannungsabfall über der Reaktanz des Transformators X_T und der Generatorreaktanz X_d. Die Generatorklemmenspannung wird durch die Spannungsreglung in weniger als 20 ms immer auf Nennspannung ausgeregelt. Dadurch muss die Ausgangsspannung am Maschinentransformator U_A ansteigen. Die Abbildung 2 zeigt eine vereinfachte qualitative Veranschaulichung vom Verhalten.

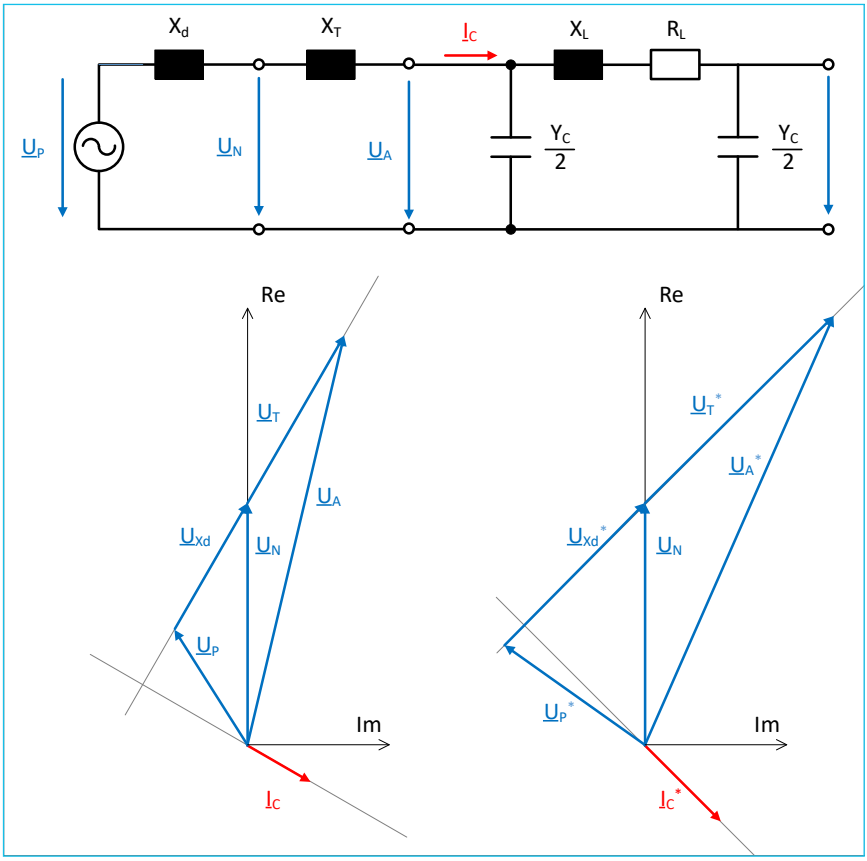


Abb. 2: Vereinfachtes Ersatzschaltbild (Generator, Blocktransformator und eine Leitung) und Zeigerdiagramme (qualitativ) für zwei ohmsch-kapazitives Betriebsverhalten beim Netzwiederaufbau (NWA, links geringer ohmsch-kapazitiver Strom $\underline{I}_C$ als rechts.

Gegenmaßnahmen sind z. B. das Einschalten von Kompensationsspulen, das Einschalten von Transformatoren und die Belastung der Leitungen durch das Einschalten von Verbrauchern (Übergang von ohmsch-kapazitivem Betriebsverhalten zu ohmsch-induktivem Betriebsverhalten). Außerdem kann durch Spannungseinstellung über das Stufenschaltwerk des Maschinentransformators dem entgegengewirkt werden.

Die Spannung beim Einschalten von Leitungen ist am Maschinentransformator auf 375 ± 5 kV einzustellen [3]. Mit Fortschreiten des Teilnetzaufbaus wird die Einhaltung der Spannungsgrenzen komplizierter. Sobald die Verteilnetzebene unter Spannung gesetzt worden ist, muss auch hier eine Spannungsanpassung durch den Stufensteller der 380-kV-110-kV-Transformatoren erfolgen. Jede Spannungsänderung führt zur Rückkopplung in die andere Spannungsebene.

Sind mehrere Kraftwerke innerhalb einer Netzinsel aktiv, müssen die Spannungsstellungen über die Stufenstellungen der Maschinentransformatoren miteinander abgestimmt werden. Hierbei ist darauf zu achten, dass der Blindleistungsarbeitspunkt nicht zwischen den Generatoren verschoben wird. Der Zeitbedarf zur Spannungseinstellung wird stetig höher.

Bei Einschalten von ohmsch-induktiven Lasten treten die gegenteiligen Reaktionen auf. Es kommt zu einem Spannungseinbruch. Aus diesem Grund ist hierbei die Spannung auf 400 kV oder nach Vorgabe einzustellen.

5.2. Einschalten von Verbrauchern

Netzregionen müssen aufgrund der Lastsprungbegrenzung (Abschnitt 4.2.) in kleine Lastpakete aufgeteilt werden. Es gibt dabei zwei voneinander abhängige Herausforderungen. Die Verteilnetzbetreiber müssen ihre Netze in entsprechend kleine Teilnetze aufteilen können. Dazu muss bekannt sein, welche Leistung beim Einschalten von Netzbereichen abgerufen wird. Das ist eine große Unbekannte. Messungen zu diesem Thema existieren kaum. Ein Beispiel zeigt die Abbildung 3. Sie zeigt den Scheinleistungsverlauf eines 110-kV-Transformators vor, während und nach einer Netzstörung. Der Netzausfall betrug ca. 30 Stunden. Nach dem Einschalten des Transformators gab es ein Überschwingen um das 1,8-fache der zu der Uhrzeit erwarteten Scheinleistung. Die Messwerte sind die Viertelstundenwerte. Wie hoch die Spitze tatsächlich war, bleibt offen. Abschätzungen bezüglich des Auftretens sind aufgrund der geringen Datenlage kaum zu treffen. Ein Sicherheitsfaktor von 2,5 zum normalen Lastgang sollte berücksichtigt werden. Dementsprechend sind die Netze so aufzuteilen, dass sie unter normalen Umständen einen Leistungsbezug von maximal 16 MW haben.

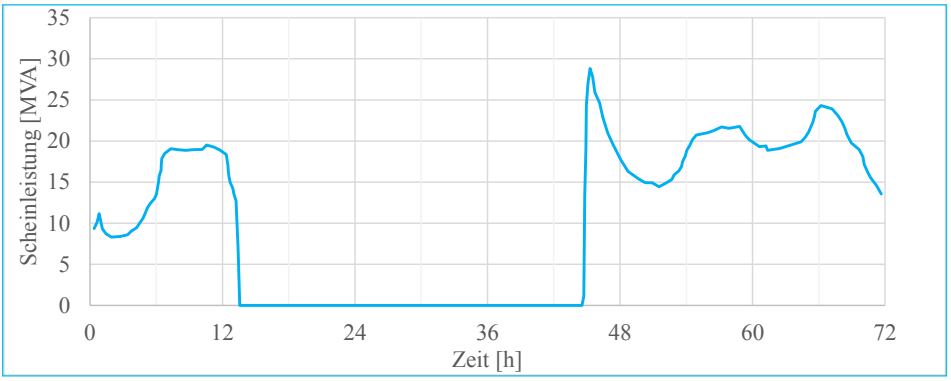


Abb. 3: Scheinleistungsverlauf eines 110-kV-Transformators vor, während und nach einem Spannungsausfall

6. Resümee

Der Netzwiederaufbau ist eine komplexe Aufgabe. Es existieren viele Teilschritte – angefangen von der Analyse des Hintergrunds, Vorbereitung, Teilnetzaufbau, Anfahren von Kraftwerken, Synchronisation von Netzinseln bis zur abschließenden Vollversorgung und Rückkehr zu Marktaktivitäten. Eine wichtige Grundlage sind die kraftwerkstechnischen Betriebsgrenzen und die Grenzen durch die elektrotechnischen Schutzgrenzen. Die Einhaltung sichert den Erfolg des Netzwiederaufbaus. Dieser kann nur gelingen, wenn die Kraftwerke, das Übertragungsnetz, die Verteilnetze und Stadtwerke koordiniert zusammenarbeiten. Dazu müssen die Betriebsgrenze und die Problematiken in den Verantwortungsbereichen allen Beteiligten bekannt sein. Dazu zählen als wichtigste Bereiche die Betriebsgrenzen und maximalen Auflastungsschritte von Kraftwerken. Kraftwerke haben dabei spezifische bauliche Grenzen. Die Wirkleistungsobergrenze eines Kraftwerksblockes liegt z. B. bei 400 MW (Kraftwerk Schwarze Pumpe). Zehn Prozent davon können als Lastpakete auf einmal eingeschalten werden. Diese Lastsprünge bewirken einen Abfall in der Netzfrequenz bzw. in der Drehzahl des Kraftwerkes. Ein zu großes Absinken der Frequenz hat zur Folge, dass der Unterfrequenzschutz bereits wiederversorgte Verbraucher abschaltet. Es kommt zur Frequenzpendelung, die weitere Schutzsysteme (z. B. Lastsprungerkennung im Kraftwerk) auslösen kann. Die Lastpakete sind von Verteilnetzen und Stadtwerken selbstständig vorzubereiten, um eine schnelle Wiederversorgung zu gewährleisten. Dabei muss bekannt sein, welche Lastgrößen eintreten werden. Es ist zu empfehlen, einen Sicherheitsfaktor von 2,5 zu berücksichtigen. Demzufolge sind Lastpakete in Abhängigkeit vom Kraftwerk in 6,4 MW oder 16 MW zusammenzustellen.

Des Weiteren ist die Sicherstellung der Einhaltung der Spannungsgrenzen zu berücksichtigen. Dazu müssen in Zwischenschritten Verbraucher eingeschaltet werden. Die vorgeschalteten Leitungen werden belastet und der Spannungsabfall wird gleichmäßiger. Spannungsanpassungen müssen dabei in gemeinsamer Absprache koordiniert erfolgen.

Gemeinsame Trainingseinheiten an Simulatoren erlauben es dabei, auch komplexe Prozesse zu verstehen. Im Bedarfsfall kann auf die erlangten Kenntnisse zurückgegriffen werden.

7. Quellen

[1] N. Brose: *Ein Beitrag zur betriebsrealistischen Simulation des Netzbetriebes*, Cottbus, Seiten 60–127, Januar 2020.

[2] N. Brose: *Real-Time Dispatcher Training Simulation System for Future Requirements of Grid Operation*, 2020 International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE), Moscow, Russia, 2020, Seiten. 1–6, doi10.1109/REEPE49198.2020.9059100123.

[3] M. Kotte: *Netzwiederaufbau mithilfe konventioneller Kraftwerke – Kurs am Kraftwerkssimulator*, Lübbenau, 2020 (nicht veröffentlicht).

[4] VDE-AR-N 4130, 2026: *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung)*, VDE-Norm, Juni 2026, Abschnitt 10.2.1.4 Inselbetrieb sowie Teilnetzbetriebsfähigkeit.

[5] VDE-AR-N 4142, 2020: *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*, VDE Norm, April 2020, Abschnitt 5 Automatische Maßnahmen gegen Unterfrequenz.

[6] VDE-AR-N 4110, 2023: *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)*, VDE-Norm, September 2023, Abschnitt 10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb.

[7] VDE-AR-N 4120, 2018, *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)*, VDE-Norm, Oktober 2018, Abschnitt 10.2.1.2 Quasistationärer Betrieb.

[8] Standortflyer LEAG Kraftwerke, LEAG, https://www.leag.de/de/news/downloads/(Stand: 05.06.2026).

[9] EnBW, Blackout: *Wie realistisch ist das Szenario für Deutschland wirklich?*, 19.03.2026, https://www.enbw.com/unternehmen/themen/netze/blackout.html (Stand: 05.05.2026).

[10] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html (Stand: 05.06.2026).

[11] Stromnetzkarte, https://openinframap.org (Stand: 05.06.2026).

[12] H. Koettnitz, G. Winkler, K. Weßnigk: *Grundlagen elektrischer Betriebsvorgänge in Elektroenergiesystemen*, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1. Auflage, Seiten 10, 103 und 198, 1986.

INDAVER

INDUSTRIELLE ABFALLVERWERTUNG UND ENTSORGUNG IN DER CIRCULAR ECONOMY

DAMIT AUS RESTSTOFFEN ROHSTOFFE WERDEN



INDAVER

IHR PARTNER FÜR DIE KREISLAUFWIRTSCHAFT

Noch keinen Partner? Kontaktieren Sie uns:
06258 / 895-0

Cybersecurity

tbfpartner

DAS UNBEKANNTE IST UNSER SPEZIALGEBIET.

Projekte im Energie- und Kraftwerkssektor werden zunehmend komplexer. Der Bedarf an ganzheitlichen und innovativen Lösungen rund um Themen wie **regenerative Wärmequellen** für Fernwärmenetze, **Wärmepumpen** und **Wärmespeicher**, **CO_2-Abscheidung** und **-Nutzung**, **Power-to-X**-Anwendungen sowie digitale und **KI-gestützte Lösungen** zur Steigerung von Effizienz, Flexibilität und Wirtschaftlichkeit wird immer größer.

Sehen auch Sie sich mit solchen Herausforderungen konfrontiert?
Diesen möchten wir uns gemeinsam mit Ihnen stellen.
EXPLORING TOGETHER.

www.tbf.ch

Managed vs. KI-gestützte OT-SOC Systeme zur Angriffserkennung (SzA): Integration von Korrelation und automatisierten Playbooks für schnellere Detektion, Reaktion und Wiederherstellung gemäß regulatorischer Compliance

Konstantin Rogalas

1. Regulatorischer Rahmen als Ausgangspunkt 720

1.1. NIS2 und nationales Cybersicherheitsrecht 721

1.2. KRITIS-Dachgesetz, BSIG und KRITIS-Verordnung 721

1.3. IT-Sicherheitsgesetz 2.0 und Systeme zur Angriffserkennung 722

1.4. BSI-CS 153: Monitoring in der Stationsautomatisierung 722

1.5. BSI-Standard 200-4 und Wiederanlauf/Wiederherstellung 723

2. Bedrohungslage und konkrete Vorfälle 723

2.1. Stuxnet und der Nachweis cyber-physischer Wirkung 723

2.2. Ukraine 2015: Angriff auf Energieversorgung und Leittechnik 723

2.3. Kudankulam 2019: IT-/OT-Segmentierung und Spionagerisiko 724

2.4. Weitere Vorfälle und Relevanz für Kraftwerke 724

3. Technische Ableitung: Von Compliance zu Betriebsfähigkeit 724

3.1. Sichtbarkeit und Protokollierung 725

3.2. Detektion, Korrelation und Bewertung 725

3.3. Reaktion, Playbooks und Wiederherstellung 725

4. Honeywell Forge Managed Security Services – AMIR als Managed OT-SOC-Ansatz 726

4.1. Leistungsbausteine von OT-SOC AMIR 726

5. Cyber Proactive Defense (CPD) als OT-spezifische Korrelations- und Playbook-Plattform 726

5.1. CPD-Produktmerkmale nach PIN 726

6. Vergleich und Kombinationsmodell 727

6.1. Zielarchitektur für KRITIS-Betreiber 727

6.2. Automatisierung mit Sicherheitsvorbehalt 728

7. Handlungsempfehlungen für die Umsetzung 728

8. Fazit 729

9. Quellen 729

Der Beitrag untersucht, wie OT-spezifische Security Operations Center (OT-SOC), Systeme zur Angriffserkennung (SzA), Ereigniskorrelation und automatisierte Playbooks zusammenwirken, um regulatorische Anforderungen in kritischen Infrastrukturen praktisch umzusetzen. Ausgangspunkt sind nicht einzelne Werkzeuge, sondern der regulatorische Rahmen für Betreiber kritischer Anlagen und die daraus abgeleiteten operativen Fähigkeiten: Prävention, Detektion, Reaktion und Wiederanlauf beziehungsweise Wiederherstellung. Der Schwerpunkt liegt auf Energieversorgung und kraftwerkstechnischen Anlagen, weil deren Verfügbarkeit, Integrität und Sicherheit unmittelbar mit öffentlichen Schutzgütern verbunden sind.

1. Regulatorischer Rahmen als Ausgangspunkt

Die Cybersecurity industrieller Steuerungssysteme ist für Betreiber kritischer Infrastrukturen kein freiwilliger Optimierungsbereich mehr, sondern Bestandteil regulierter Betreiberpflichten. Für Energieversorgung, Netzbetrieb und kraftwerkstechnische Anlagen entstehen diese Pflichten aus mehreren Ebenen: europäische Richtlinien, nationale Umsetzungsgesetze, sektorale Spezialgesetze und technische Konkretisierungen durch Behörden und Standards. Für den Einsatz von OT-SOC, SzA und automatisierten Reaktionsprozessen ist daher zuerst zu klären, welche rechtlichen Anforderungen mit welchen technischen Fähigkeiten beantwortet werden sollen.

1.1. NIS2 und nationales Cybersicherheitsrecht

Die Richtlinie (EU) 2022/2555, allgemein NIS2-Richtlinie genannt, bildet den europäischen Rahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Europäischen Union. Sie erweitert den Kreis regulierter Einrichtungen und legt Anforderungen an Risikomanagementmaßnahmen, Meldeprozesse, Governance und Aufsicht fest [1]. In Deutschland wird dieser Rahmen durch das NIS2-Umsetzungsgesetz in nationales Recht überführt; nach der Regierungsinformation ist das Gesetz am 6. Dezember 2025 in Kraft getreten [2].

Für Betreiber bedeutet dies, dass Cybersicherheit nicht isoliert als technische Produktentscheidung betrachtet werden kann. Vielmehr muss sie als nachweisbarer Prozess organisiert werden: Risiken müssen bewertet, Schutzmaßnahmen umgesetzt, Sicherheitsereignisse erkannt, Vorfälle gemeldet und Wiederherstellungsmaßnahmen geplant werden. Ein OT-SOC kann dabei die kontinuierliche Überwachung und Bewertung sicherheitsrelevanter Ereignisse übernehmen, während Automatisierungs- und SOAR-Ansätze die Reaktionsfähigkeit verbessern.

1.2. KRITIS-Dachgesetz, BSIG und KRITIS-Verordnung

Das KRITIS-Dachgesetz ergänzt den Cybersicherheitsrahmen um einen sektorübergreifenden Resilienzansatz für kritische Infrastrukturen. Nach der Bundesregierung ist das KRITIS-Dachgesetz am 17. März 2026 in Kraft getreten [3]. Neben Cyberrisiken adressiert der Ansatz auch physische Risiken und organisatorische Resilienz. Für Cybersecurity-Architekturen ist dies wesentlich, weil Detektion, Reaktion und Wiederherstellung nicht mehr als getrennte Disziplinen betrachtet werden können, sondern als zusammenhängende Resilienzfähigkeiten.

Das BSIG und die BSI-Kritisverordnung konkretisieren, welche Betreiber und Anlagenbereiche als kritisch einzustufen sind und welche besonderen Anforderungen an die Sicherheit in der Informationstechnik gelten [4] [5]. Für die Energiewirtschaft ist zusätzlich das Energiewirtschaftsgesetz relevant. § 11 EnWG enthält Anforderungen an einen sicheren Netzbetrieb; in der BSI-Veröffentlichung zur Stationsautomatisierung wird ausdrücklich darauf verwiesen, dass die Funktionsfähigkeit der Sekundärtechnik in Umspannwerken für die Erbringung kritischer Dienstleistungen eines Netzbetreibers unerlässlich ist und daher in die Risikobewertung einzubeziehen ist [6] [9].

1.3. IT-Sicherheitsgesetz 2.0 und Systeme zur Angriffserkennung

Mit dem IT-Sicherheitsgesetz 2.0 wurde der Einsatz von Systemen zur Angriffserkennung für Betreiber kritischer Infrastrukturen explizit verankert [7]. Die BSI-Orientierungshilfe zum Einsatz von Systemen zur Angriffserkennung beschreibt dafür die inhaltliche Erwartung: relevante Protokollierungs-, Detektions- und Reaktionsfähigkeiten sollen so umgesetzt werden, dass sicherheitsrelevante Ereignisse erkannt, bewertet und behandelt werden können [8].

Für OT-Umgebungen ist entscheidend, dass Angriffserkennung nicht ausschließlich auf klassische Büro-IT bezogen werden darf. In Produktions-, Energie- und Leittechniknetzen müssen passive Netzwerksensorik, OT-Protokollverständnis, Engineering-Zugänge, Fernwartung, Asset-Kontext, Schaltzustände und Prozesslogik zusammengeführt werden. Erst durch diese Kontextualisierung wird ein sicherheitsrelevantes Ereignis für Leitstellen- und SOC-Personal verwertbar.

1.4. BSI-CS 153: Monitoring in der Stationsautomatisierung

Die BSI-Veröffentlichung BSI-CS 153 *Monitoring in der Stationsautomatisierung – Sichtbarkeit im Umspannwerk* überträgt die allgemeinen Anforderungen an Angriffserkennung auf Umspannwerke und dezentrale OT. Das Dokument stellt fest, dass Umspannwerke attraktive Ziele für Cyberangriffe sind und dass dezentrale Anlagen häufig unzureichend in das zentrale Monitoring integriert werden [9].

Besonders relevant ist der Hinweis, dass etablierte Schutzkonzepte wie Air-Gap oder Defense-in-Depth-Betreiber sich in falscher Sicherheit wiegen können, wenn dezentrale Stationen nicht überwacht werden [9]. BSI-CS 153 nennt als Informationsquellen unter anderem netzwerkbasierte Intrusion Detection Systeme, allgemeine Logdaten und hostbasierte Intrusion Detection Systeme. Für Bestandsanlagen wird ein passiver Ansatz auf Netzwerkebene hervorgehoben, damit das Monitoring die Verfügbarkeit der Anlage nicht beeinträchtigt [9].

Die Veröffentlichung legt damit eine technische Brücke zwischen regulatorischer Forderung und praktischer Umsetzung: Dokumentation der Stationsleittechnik, Netzpläne, Gerätelisten, IEC-60870-5-104- beziehungsweise IEC-61850-Kontext, SCD-Dateien, Logdaten, NIDS-Informationen und Reaktionsprozesse müssen in einem gemeinsamen Betriebsmodell zusammengeführt werden.

1.5. BSI-Standard 200-4 und Wiederanlauf/Wiederherstellung

Detektion allein erfüllt die Resilienzanforderung nicht. Nach einem Sicherheitsvorfall müssen Betreiber zeitkritische Ressourcen wieder anlaufen lassen und anschließend in den Normalbetrieb zurückführen können. Der BSI-Standard 200-4 zum Business Continuity Management liefert dafür den methodischen Rahmen [10]. Die beigefügte BSI-Dokumentvorlage zum Wiederanlauf-/Wiederherstellungsplan beschreibt, dass ein solcher Plan alle Informationen zum Wiederanlauf oder zur Wiederherstellung einer zeitkritischen Ressource enthalten soll und Aspekte aus Kapitel 6.10 des BSI-Standards 200-4 unterstützt [11].

Für OT-SOC-Architekturen folgt daraus: Playbooks dürfen nicht bei Alarmierung und Containment enden. Sie sollten auch Übergabepunkte zur Krisenorganisation, technische Prüfschritte, forensische Sicherung, Wiederanlaufkriterien, Funktionstests, Notbetrieb und Rückführung in den Normalbetrieb abbilden. Damit wird die Verbindung zwischen SzA, Incident Response und Business Continuity Management praktisch hergestellt.

2. Bedrohungslage und konkrete Vorfälle

Der regulatorische Rahmen ist nicht abstrakt. Historische Vorfälle zeigen, dass Angriffe auf industrielle Steuerungssysteme physische, betriebliche und sicherheitsrelevante Auswirkungen haben können. Die folgenden Beispiele werden deshalb nicht als Chronik, sondern als Begründung für technische Fähigkeiten betrachtet: Sichtbarkeit, Korrelation, Segmentierung, Reaktion und Wiederherstellung.

2.1. Stuxnet und der Nachweis cyber-physischer Wirkung

Stuxnet wurde 2010 öffentlich bekannt und gilt als Referenzfall für einen Cyberangriff mit Wirkung auf industrielle Prozesse. Reuters beschreibt Stuxnet als erstes öffentlich bekanntes Beispiel eines Virus, der zum Angriff auf industrielle Maschinen eingesetzt wurde; Ziel war eine Urananreicherungsanlage in Natanz im Iran [12]. Für Betreiber kraftwerkstechnischer Anlagen ist dieser Fall bedeutsam, weil er zeigt, dass Cyberangriffe nicht bei Datenabfluss enden müssen, sondern Prozessintegrität und Anlagensicherheit adressieren können.

2.2. Ukraine 2015: Angriff auf Energieversorgung und Leittechnik

Der Angriff auf die ukrainische Stromversorgung im Dezember 2015 gilt als einer der ersten öffentlich dokumentierten Fälle eines erfolgreichen Cyberangriffs auf ein Stromnetz. CISA und ICS-CERT beschrieben den Vorfall als Cyberangriff gegen kritische Infrastruktur, bei dem unter anderem Leittechnikzugriffe,

Schadsoftware, Störungen von Kommunikationswegen und organisatorische Reaktionsfähigkeit eine Rolle spielten [13]. Für die in diesem Beitrag betrachtete Fragestellung ist entscheidend, dass IT-Kompromittierung, OT-Zugriff, Fernbedienung und Wiederherstellung zusammen betrachtet werden müssen.

2.3. Kudankulam 2019: IT-/OT-Segmentierung und Spionagerisiko

Beim Vorfall im Kernkraftwerk Kudankulam in Indien wurde 2019 Schadsoftware im administrativen IT-Umfeld bekannt. Die Analyse des *Institute for Defence Studies and Analyses* (IDSA) beschreibt den Vorfall als sicherheitsrelevantes Ereignis im Kontext kraftwerkstechnischer Infrastruktur und diskutiert die Bedeutung von Netzwerksegmentierung zwischen administrativer IT und kritischer OT [14]. Der Fall zeigt, dass auch dann ein Sicherheitsvorfall vorliegt, wenn die sicherheitskritische Steuerung nicht unmittelbar beeinträchtigt wird: Erkundung, Credential-Zugriff und vorbereitende Aktivitäten können Vorstufen späterer Angriffe sein.

2.4. Weitere Vorfälle und Relevanz für Kraftwerke

Reuters berichtete 2016 über Aussagen des damaligen IAEA-Generaldirektors, wonach ein Cyberangriff eine Störung in einem Kernkraftwerk verursacht habe, ohne dass der Betrieb eingestellt werden musste [15]. Im selben Bericht werden auch der Diebstahl nichtkritischer Daten bei Korea Hydro & Nuclear Power im Jahr 2014 sowie Schadsoftwarefunde im Kernkraftwerk Gundremmingen erwähnt [15]. Diese Beispiele unterstreichen, dass Kraftwerke und deren Betreiber nicht nur durch direkte Prozessmanipulation, sondern auch durch Datenabfluss, administrative Kompromittierung, Lieferketten- und Fernwartungsrisiken betroffen sein können.

3. Technische Ableitung: Von Compliance zu Betriebsfähigkeit

Aus den genannten Anforderungen und Vorfällen ergeben sich vier technische Fähigkeitsbereiche. Erstens muss die Anlage sichtbar werden: Assets, Kommunikationsbeziehungen, Benutzeraktivitäten und OT-Protokolle müssen bekannt sein. Zweitens müssen Ereignisse korreliert und bewertet werden. Drittens müssen Reaktionsprozesse definiert und ausführbar sein. Viertens müssen Wiederanlauf und Wiederherstellung mit dem Incident-Response-Prozess verbunden werden.

3.1. Sichtbarkeit und Protokollierung

BSI-CS 153 betont, dass vollständige und aktuelle technische Dokumentation die Grundlage für Monitoring in der Stationsautomatisierung bildet [9]. Dazu gehören Gerätelisten, Netzpläne, Schnittstellen zur Netzleitstelle, Fernwartungswege, Engineering-Zugänge, Parametrierung und Signallisten. Für ein OT-SOC bedeutet dies, dass die Datenerfassung nicht erst beim SIEM beginnt. Sie beginnt beim Verständnis der Anlage und ihrer kritischen Kommunikationsbeziehungen.

3.2. Detektion, Korrelation und Bewertung

Einzelereignisse sind in OT-Umgebungen häufig ohne Prozesskontext schwer zu bewerten. Ein fehlgeschlagener Login, ein Engineering-Zugriff, ein unerwarteter IEC-104-Befehl oder eine neue Kommunikation zwischen Stationen wird erst durch Korrelation relevant. Deshalb muss ein SzA Ereignisse aus Netzwerksensorik, Logquellen, Assetdaten, Schwachstelleninformationen und Threat Intelligence zusammenführen.

3.3. Reaktion, Playbooks und Wiederherstellung

Reaktionsprozesse müssen in OT-Umgebungen die Verfügbarkeit und Sicherheit der Anlage priorisieren. Automatisierte Aktionen wie Blockieren, Isolieren oder Neustarten dürfen nicht ohne Risikoabwägung in Prozessnetzen erfolgen. Playbooks sollten daher zwischen automatischer Anreicherung, geführter Entscheidung und freigegebener Umsetzung unterscheiden. Diese Trennung ist besonders wichtig, weil BSI-CS 153 vor Risiken automatisierter Reaktionen in der Stationsautomatisierung warnt, insbesondere mit Blick auf loss of view und loss of control bei Fehlentscheidungen (Tabelle 1) [9].

Tab. 1: Ableitung regulatorischer Anforderungen in technische Fähigkeiten

Regulatorische oder fachliche Anforderung	Technische Fähigkeit	OT-SOC-/SzA-Umsetzung
Risikomanagement und Nachweisbarkeit	Asset- und Kommunikationssichtbarkeit	Geräteliste, Netzmodell, Logquellen, OT-Protokollanalyse
Angriffserkennung	Detektion sicherheitsrelevanter Ereignisse	NIDS, HIDS, SIEM, OT-spezifische Use Cases
Incident Response	Bewertung, Eskalation und Reaktion	SOC-Triage, Tickets, Playbooks, Rollenmodell
Wiederanlauf und Wiederherstellung	Funktionstests und Rückführung	WAP/WHP-Checklisten, Notbetrieb, Übergabe an BCM

4. Honeywell Forge Managed Security Services – AMIR als Managed OT-SOC-Ansatz

Ein 24 × 7 Managed OT-SOC adressiert insbesondere Organisationen, die eine kontinuierliche Überwachung benötigen, aber nicht über ausreichend eigene OT-Security-Ressourcen verfügen. Die Honeywell-Broschüre beschreibt OT SOC AMIR als Advanced Monitoring & Incident Response Service für industrielle Umgebungen [16]. Die folgenden Produktinformationen sind als Herstellerangaben aus der bereitgestellten Broschüre übernommen.

4.1. Leistungsbausteine von OT-SOC AMIR

Die in der Broschüre beschriebene Sicherheitslösung für ICS/OT-Umgebungen umfasst neben der agentenlosen Log-Erfassung und der normierten Datenerfassung [16] eine spezifisch, auf Industrieanlagen angepasste Korrelation. Das System ermöglicht ein kontinuierliches Sicherheitsmonitoring durch integrierte Analytik und Threat Intelligence, unterstützt durch Incident-Response-Workflows, Ticketing-Prozesse und umfassendes Reporting [16]. Weitere Informationen finden sich in der Dokumentation.

Aus Compliance-Sicht unterstützt OT-SOC AMIR damit die Fähigkeit, sicherheitsrelevante Ereignisse kontinuierlich zu erfassen, zu korrelieren, durch OT-Experten zu bewerten und in Incident-Response-Prozesse zu überführen. Besonders relevant ist der Managed-Service-Charakter, weil regulatorische Anforderungen häufig eine 24/7-Bewertungsfähigkeit nahelegen, während der Markt für erfahrene OT-Security-Analysten begrenzt ist.

5. Cyber Proactive Defense (CPD) als OT-spezifische Korrelations- und Playbook-Plattform

Cyber Proactive Defense (CPD) adressiert einen anderen Schwerpunkt: die intelligente Zusammenführung fragmentierter Signale, die Entlastung von SOC-Analysten und die Automatisierung wiederkehrender Analyse- und Reaktionsschritte. Die Produktinformationen sind in der Product Information Note zu finden [17].

5.1. CPD-Produktmerkmale nach PIN

Die Product Information Note beschreibt die CPD-Funktionen [17].

Für Betreiber mit bestehender Security-Infrastruktur ist CPD besonders dort relevant, wo viele Werkzeuge bereits Signale erzeugen, aber die Bewertungskapazität begrenzt ist. Der Schwerpunkt liegt weniger auf dem reinen Betrieb

eines externen SOC, sondern auf der Verbesserung von Korrelation, Priorisierung und Playbook-gesteuerter Reaktion innerhalb einer vorhandenen Sicherheitsarchitektur.

6. Vergleich und Kombinationsmodell

OT-SOC AMIR und CPD sollten nicht als austauschbare Begriffe betrachtet werden. OT-SOC AMIR beschreibt primär einen Managed-Service-Ansatz mit globalen und regionalen SOC-Strukturen, kontinuierlicher Überwachung, Expertentriage, Ticketing und Incident Response. CPD beschreibt primär eine Analyse- und Automatisierungsplattform, die Signale rationalisiert, Ereignisse gruppiert, Relevanz bewertet und Playbooks bereitstellt (Tabelle 2). Zusammen können beide Ansätze unterschiedliche Reifegrade und Betreiberprofile adressieren.

Tab. 2: Vergleich von OT-SOC AMIR und CPD im Zielbild einer OT-Sicherheitsarchitektur

Kriterium	Managed OT-SOC AMIR	CPD – Korrelations- und Playbook-Plattform
Betriebsmodell	Co-managed beziehungsweise Managed Service	Plattform zur Erweiterung bestehender Security Operations
Kernnutzen	24/7 Monitoring, OT-Expertise, Incident Investigation	Alert Rationalization, Korrelation, Priorisierung, Playbooks
Typischer Einsatz	Betreiber ohne eigenes OT-SOC oder mit Ressourcenengpässen	Betreiber mit bestehenden SIEM/EDR/OT-Monitoring-Werkzeugen
Compliance-Beitrag	Nachweisbare Überwachung und Eskalation	Schnellere Bewertung, konsistente Reaktion, strukturierte Workflows
Grenzen	Abhängigkeit von Konnektivität und Service-Schnittstellen	Automatisierung muss OT-risikobasiert freigegeben werden

6.1. Zielarchitektur für KRITIS-Betreiber

Ein belastbares Zielbild verbindet lokale OT-Sichtbarkeit, zentrale Angriffserkennung, SOC-Bewertung, geführte Reaktion und Wiederanlaufplanung. BSI-CS 153 empfiehlt, relevante Umspannwerke und Stationen in bestehende Systeme zur Angriffserkennung einzubinden [9]. Für einen KRITIS-Betreiber kann daraus ein stufenweises Modell entstehen:

- Aufbau einer verlässlichen OT-Dokumentation und Asset-Sichtbarkeit
- Einbindung passiver Netzwerksensorik und geeigneter Logquellen
- Korrelation von OT- und IT-Sicherheitsereignissen in SIEM/SOAR oder spezialisierten OT-Plattformen
- 24 × 7-Bewertung durch internes oder externes OT-SOC

- Playbooks für Analyse, Eskalation, Containment, Kommunikation, Forensik und Wiederanlauf
- Regelmäßige Tests von Detektion, Reaktion und Wiederherstellung

6.2. Automatisierung mit Sicherheitsvorbehalt

Automatisierung ist in OT-Umgebungen kein Selbstzweck. Sie kann Analysten entlasten, Reaktionszeiten verkürzen und Konsistenz erhöhen. Gleichzeitig müssen automatisierte Maßnahmen so gestaltet werden, dass sie keine ungewollten Anlagenzustände erzeugen. Deshalb sollte die Automatisierung in drei Stufen erfolgen: automatische Anreicherung und Korrelation, geführte Entscheidung durch autorisierte Rollen sowie kontrollierte Umsetzung technischer Maßnahmen. Für besonders kritische Eingriffe sollten Freigaben, Vier-Augen-Prinzip und dokumentierte Rückfallpläne vorgesehen werden.

7. Handlungsempfehlungen für die Umsetzung

Aus regulatorischer Sicht sollte der Nachweis nicht beim Produktnamen beginnen, sondern bei der Fähigkeit. Betreiber sollten daher zunächst eine Compliance-zu-Fähigkeiten-Matrix erstellen. Jede regulatorische Anforderung wird einer operativen Fähigkeit zugeordnet: Logging, Detektion, Bewertung, Eskalation, Meldung, Containment, Wiederanlauf, Wiederherstellung und Nachbereitung. Anschließend wird festgelegt, welche Organisationseinheit und welche technische Komponente die Fähigkeit bereitstellt.

Für die praktische Umsetzung empfiehlt sich ein gestuftes Vorgehen. Zuerst sollten kritische Assets und Kommunikationspfade identifiziert werden. Danach werden Informationsquellen priorisiert und in das Monitoring eingebunden. Anschließend werden Use Cases und Playbooks entwickelt, die typische OT-Szenarien abdecken: unautorisierter Engineering-Zugriff, neue Fernwartungsverbindung, ungewöhnlicher Steuerbefehl, Anomalie im Stationsbus, Malware-Indikator auf Engineering-Workstation oder Ausfall einer sicherheitsrelevanten Kommunikationsstrecke.

Parallel dazu sollten Wiederanlauf- und Wiederherstellungspläne so erweitert werden, dass sie Cybervorfälle berücksichtigen. Dazu gehören forensische Sicherung vor Neustart, Prüfung von Konfigurationsintegrität, Validierung von Backups, definierte Funktionstests, Freigabekriterien für den Notbetrieb und Rückführung in den Normalbetrieb. Diese Punkte verbinden den BSI-Standard 200-4 mit der täglichen Arbeit eines OT-SOC.

8. Fazit

Die regulatorische Entwicklung führt dazu, dass Angriffserkennung, Incident Response und Wiederherstellung als zusammenhängende Betreiberfähigkeiten verstanden werden müssen. NIS2, KRITIS-Dachgesetz, BSIG, EnWG, IT-Sicherheitsgesetz 2.0, BSI-Orientierungshilfe SzA, BSI-CS 153 und BSI-Standard 200-4 bilden gemeinsam einen Rahmen, in dem technische Lösungen nachweisbare Prozesse unterstützen müssen.

Die betrachteten Vorfälle zeigen, dass Energie- und Kraftwerkinfrastrukturen realen Cyberrisiken ausgesetzt sind. Stuxnet verdeutlicht die cyber-physische Wirkung, der Ukraine-Vorfall zeigt die Relevanz von Leittechnik und Wiederherstellung, Kudankulam unterstreicht die Bedeutung von Segmentierung und Erkennung im administrativen Vorfeld. Daraus folgt: Betreiber benötigen Sichtbarkeit, Kontext, Korrelation und belastbare Reaktionsfähigkeit.

AMIR kann als Managed OT-SOC kontinuierliche Überwachung, Expertentriage und Incident Response bereitstellen. CPD kann als Korrelations- und Playbook-Plattform die Analysequalität erhöhen, Alert-Flut reduzieren und Reaktionsabläufe strukturieren. Der größte Nutzen entsteht in einer Architektur, die beide Perspektiven verbindet: ein OT-SOC als Betriebs- und Bewertungsinstanz sowie intelligente Automatisierung zur Beschleunigung und Standardisierung. Damit wird Compliance nicht nur dokumentiert, sondern operativ wirksam umgesetzt.

9. Quellen

[1] Richtlinie (EU) 2022/2555 (2022). Richtlinie über Maßnahmen für ein hohes gemeinsames Cybersicherheitsniveau in der Union, EU-Richtlinie, 12/2022.

[2] Bundesregierung: Umsetzung der NIS-2-Richtlinie beschlossen.

[3] Bundesregierung: Schutz kritischer Infrastruktur gestärkt. KRITIS-Dachgesetz.

[4] BSIG (2009). Gesetz über das Bundesamt für Sicherheit in der IT, Bundesgesetz.

[5] BSI-KritisV (2016). Verordnung zur Bestimmung Kritischer Infrastrukturen nach dem BSI-Gesetz.

[6] EnWG (2005). Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung, Bundesgesetz § 11.

[7] IT-Sicherheitsgesetz 2.0 (2021). Zweites Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme, Bundesgesetz, 05/2021.

[8] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Orientierungshilfe zum Einsatz von Systemen zur Angriffserkennung. Version 1.0, 26.09.2022.

[9] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI-CS 153. Monitoring in der Stationsautomatisierung – Sichtbarkeit im Umspannwerk. BSI-Veröffentlichungen zur Cybersicherheit.

[10] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: BSI-Standard 200-4. Business Continuity Management.

[11] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik: Wiederanlauf-/Wiederherstellungsplan. Dokumentvorlage. Hilfsmittel zum BSI-Standard 200-4.

[12] Finkle, J.: *Researchers say Stuxnet was deployed against Iran in 2007.* In: Reuters.

[13] ICS-CERT: Cyber-Attack Against Ukrainian Critical Infrastructure. IR-ALERT-H-16-056-01, 2016, URL: https://www.cisa.gov/news-events/ics-alerts/ir-alert-h-16-056-01 (Stand: 24.07.2026).

[14] Cherian, S.; Munish, A.: *Kudankulam Incident: Information Security Aspects. Institute for Defence Studies and Analyses*, 16.12.2019.

[15] Shalal, A.: IAEA chief: *Nuclear power plant was disrupted by cyber attack*. In: Reuters, 10.10.2016.

[16] Honeywell International Inc.: *Honeywell Forge Managed Security Services – Advanced Monitoring & Incident Response*. OT SOC AMIR Brochure, BR-19-51-US, 08/2020.

[17] Honeywell International Inc.: *Honeywell Cyber Proactive Defense*. Product Information Note, 12/2025.

Erfolgsfaktoren Industrieller KI-Anwendungen im Kontext von NIS 2: Souveränität, Vertrauen und Wirtschaftlichkeit am Beispiel Angriffserkennung

Franka Schuster und Ulrich Lieske

1. Erfolgreiche Generative KI-Anwendungen und Industrielle KI 732
2. IKIA und Resilienz-Anforderungen in KRITIS 733
3. Anwendungsfall Selbstlernende Angriffserkennung in Prozessdatennetzen 734
3.1. Detektionsvarianten 735
3.2. Erprobung und Ergebnisse 735
4. Erfolgsfaktoren für IKIA 736
4.1. Technologische Souveränität 736
4.2. Vertrauen in KI-Prozesse 737
4.3. Wirtschaftlichkeit 738
5. Ganzheitliches Monitoring von KI-basierten Anwendungen 739
5.1. Anforderungen 739
5.2. Automatisiert erhebbare Kenngrößen 739
5.3. Initiale Erprobung des Monitorings von IKIA 740
6. Zusammenfassung und Ausblick 740
7. Quellen 741

1. Erfolgreiche Generative KI-Anwendungen und Industrielle KI

Vom derzeitigen Erfolg prominenter Anwendungen der Künstlichen Intelligenz (KI) kann nicht automatisch auf den Erfolg oder passende Methoden für Industrielle KI-Anwendungen (IKIA) geschlossen werden. Wie Abbildung 1 zeigt, unterscheiden sie sich in den Eingaben, den zur Problemlösung genutzten Modellierungsmethoden sowie den Nutzertypen. Wir zählen hier zu KI nicht nur Künstliche Neuronale Netze oder gar nur mittels Generativer KI erzeugte Sprachmodelle, sondern sämtliche Methoden des Maschinellen Lernens (ML).

Der Erfolg der heute erfolgreichen Anwendungen auf Basis generativer KI für Text-, Bild- und Audio-Aufgaben beruht darauf, dass weltweit erlangte Daten – also enorme Eingabemengen – in Algorithmen bzw. Modelle eingespeist werden, für deren Betrieb unzählige Daten- und Rechenzentren notwendig sind. Ihre *Cleverness* basiert auf der Eingabemenge kombiniert mit enormer Rechenkraft. IKIA befinden sich so ziemlich am anderen Ende der Skala. Zum einen drehen sich industrielle Prozesse oft um Anwendungen, die die Wertschöpfung eines Unternehmens betreffen und daher aus Sicht des Unternehmens – oder im Fall von kritischen Infrastrukturen aus Sicht der Gesellschaft – schützenswert sind. Gleichzeitig sollen Anwendungen auf die individuellen Unternehmensprozesse optimiert sein. Demnach nutzen IKIA vorzugsweise unternehmenseigene Daten und müssen mit vergleichsweise wenigen Daten erfolgreich sein.

Dabei unterscheidet sich die Art der Eingangsdaten essenziell. Statt längeren Texten, Bild und Ton herrschen hier numerische Messreihen von teils hochfrequenten physikalischen Größen, kürzere Log-Textphrasen und Maschinencodes vor. Klassische Methoden des ML sind für diese Daten konzeptionell viel besser geeignet als die heute bei Generativer KI erfolgreich eingesetzten Transformer-Netze.

Aufgrund ihrer Stärke in Sprache, Bild und Ton können jedoch auch industrielle Anwendungen von generativer KI profitieren. Der eigentlichen Problemlösung nachgeschaltet, findet sie vor allem Verwendung zur Verbalisierung und Kontextualisierung von bisher unverständlichen KI-Ausgaben für verschiedene Nutzertypen. Diese sind im industriellen Umfeld oft begrenzt und gut kategorisierbar, beispielsweise als Anlagenfahrer, Instandhalter, Administrator oder Sicherheitsverantwortlicher.

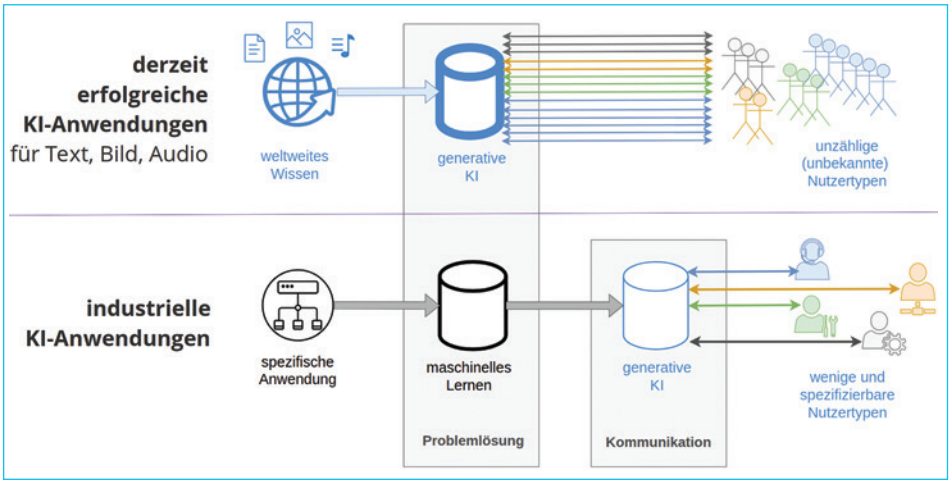


Abb. 1: Gegenüberstellung von Generativen KI-Anwendungen und Industrieller KI

2. IKIA und Resilienz-Anforderungen in KRITIS

Wirft man nach dieser Abgrenzung einen Blick auf den Stand von IKIA, stecken diese vergleichsweise in den Kinderschuhen. Zwar gibt es erste, darunter auch sehr vielversprechende Anwendungen [1], nur sind diese meist weit entfernt von der zuverlässigen und effektiven Anwendung im echten Betrieb. Zu den Ursachen zählen folgende:

(1) Die Nutzung externer KI-Dienste als Software-as-a-Service außerhalb der eigenen Datenhoheit birgt nicht nur Risiken, sondern begrenzt auch den Zuschnitt auf eigene Anforderungen. Die alternative Umsetzbarkeit mit lokalen Modellen unter Eigenkontrolle ist oft unbekannt oder wird fälschlicherweise als zu aufwendig ausgeschlossen.

(2) Der Blackbox-Charakter von Lernalgorithmen wird als unüberwindbar angenommen, daher nicht vermindert und daraus erwachsende Probleme für den Realbetrieb unterschätzt.

(3) Es wird wenig Aufwand in die Aufbereitung der KI-Ergebnisse für die anvisierten Nutzer investiert, was zu fehlender Akzeptanz und somit zum Scheitern der gesamten Anwendung in der betrieblichen Praxis führen kann.

(4) Im Prototypen-Stadium wird noch nicht auf tatsächliche und zukünftig zu erwartende Datenmengen geschlossen und damit die Anwendung falsch ausgelegt.

Demzufolge gehen heutige IKIA mit drei wesentlichen Problemen einher: der Gefährdung der Souveränität des implementierenden Unternehmens, dem fehlenden Vertrauen in die eingebetteten KI-Prozesse sowie der fehlenden Wirtschaftlichkeit im tatsächlichen Betrieb.

Diese mit IKIA verbundenen Probleme verschärfen sich weiter, wenn man sie im Kontext aktueller Anforderungen an die Resilienz von europäischen Infrastrukturen betrachtet – Stichwort NIS-2-Direktive [2] [3]. KI kann potenziell alle wesentlichen Resilienz-Aspekte gefährden, wie Tabelle 1 zeigt.

Tab. 1: Kernanforderungen von NIS 2 [2] [3] und Gefährdungspotenzial durch KI

NIS2-Kernanforderung für KRITIS	Gefährdungspotenzial durch den Einsatz von KI
Risikomanagement inkl. Risikoanalysen	KI-Entscheidungen i.A. nicht nachvollziehbar → unsichere Größe im Prozessablauf
Bewältigung von Sicherheitsvorfällen (Incident Handling)	Blackbox-Charakter verschleiert Relevanz für Eingaben für KI-Reaktion → verzögert Ursachenforschung und Eindämmung im Ernstfall
Aufrechterhaltung des Betriebs (Business Continuity)	Verlassen auf KI-Ergebnisse & ausbleibender Eingriff (Automation Bias) kann Krisenfall verschärfen
Sicherheit der Lieferkette (Supply Chain Security)	intransparenter Abhängigkeiten durch Integration externer KI-Modelle externe Schnittstellen zu KI-Anbietern sind potentielle Einfallstore
Sicherheit der Systementwicklung	unzureichend auf OT zugeschnittene (KI-)Applikationen können den Betrieb von OT-Anlagen eher erschweren als unterstützen (u.a. Fehlalarmrate)
Meldepflichten bei Vorfällen	Fehlalarme durch unzureichend auf OT zugeschnittene (KI-)Applikationen können das Personal lähmen; (zunächst) verkannte Angriffe gefährden Meldefrist
Verantwortung der Geschäftsführung (Persönliche Haftung für Umsetzung)	mangelndes technisches Verständnis der Führungsebene für Risiken von KI begünstigen falsche Methoden-, Produkt- und Anbieterwahl

3. Anwendungsfall Selbstlernende Angriffserkennung in Prozessdatennetzen

In schützenswerten Bereichen fordern Regularien eine Angriffserkennung [3] [4]. Weil die Erkennung digitaler Angriffe, vor allem in großen Anlagen mit einer Vielzahl heterogener Technologien, die Analyse von sehr vielen und vielfältigen Ereignissen erfordert, sind hier maschinelle Lernalgorithmen sehr attraktiv. Mit ihrer Hilfe können in einer Trainingsphase normale Ereignisse und Ereigniskonstellation effizient modelliert und das Modell anschließend zur Identifizierung von Angriffen als hinreichende Abweichungen (Anomalien) genutzt werden. In Kooperation mit einem Betreiber großer Energieerzeugungsanlagen wurde eine solche selbstlernende Angriffserkennung gleichzeitig auf drei verschiedenen Netzwerkebenen eines Kraftwerks erprobt (Abbildung 2 [5]).

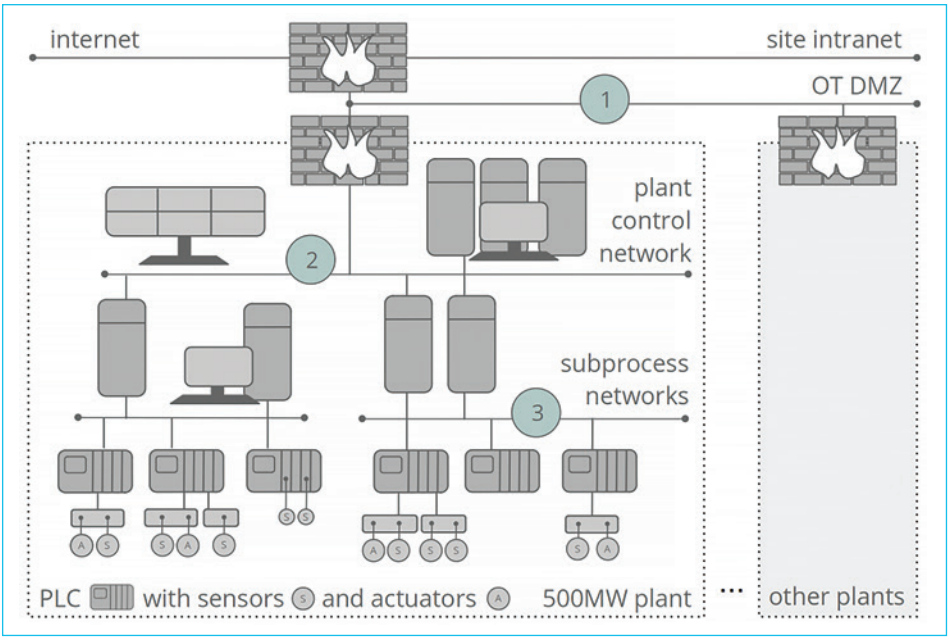


Abb. 2: Auf drei Kraftwerksebenen erprobte selbstlernende Angriffserkennung (engl.) [5]

3.1. Detektionsvarianten

Basis der selbstlernenden Angriffserkennung waren die Analyse von Netzflüssen [6], von einzelnen Kommunikationspaketen und von Sequenzen solcher Pakete. Es wurden darauf vier Algorithmen des Maschinellen Lernens (Tabelle 2) angewendet, sodass zwölf potenzielle Konfigurationen der Angriffserkennung analysiert wurden.

Tab. 2: Untersuchte Lernalgorithmen mit Eigenschaften

Maschineller Lernalgorithmus	Modellierungsidee	Stärke (Untersuchungsgrund)
Elliptic Envelope (envelope)	Kovarianz-basiert	Klassifizierungsgeschwindigkeit
One-class Support Vector Machine (OCSVM)	Kernel-basiert	Modellierung struktureller Daten
Isolation Forest (iforest)	Baum-basiert	Modellierung statistischer Daten
Convolutional Autoencoder (CAE)	Neuronales Netz	potenziell jede Funktion modellierbar

3.2. Erprobung und Ergebnisse

Neben Verkehr aus den drei Netzwerkebenen eines realen Kraftwerks wurde die Anomalieerkennung an vier öffentlichen Datensätzen aus der Forschung erprobt, um sie mit bisherigen Verfahren vergleichen zu können. So entstand ein Modellpool bestehend aus 84 Modellen (3 Abbildungen × 4 Algorithmen × 7 Datensätzen) für die Evaluation.

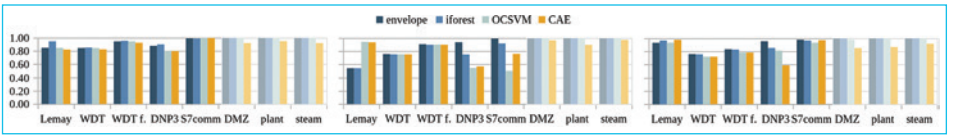


Abb. 3: Erkennungsgenauigkeit pro Verkehrsabbildung (Netzflüsse links, einzelne Kommunikationspakete mittig, Paketsequenzen rechts), Algorithmus (Farben) und Daten [5]

Es konnte gezeigt werden, dass mit einer ML-basierten Anomalieerkennung für industrielle Netze eine sehr gute Analysegenauigkeit erzielbar ist (Abbildung 3 [5]). Gleichzeitig war die Detektion hinreichend schnell, um für reale Datenraten implementierbar zu sein. Für weitere Informationen wird aus Platzgründen auf die detaillierte Veröffentlichung verwiesen [5].

4. Erfolgsfaktoren für IKIA

Eine hinreichende Analysegenauigkeit und -geschwindigkeit reichen jedoch nicht aus, um die Praktikabilität von KI-Systemen im betrieblichen Einsatz zu bewerten. Wie in Abschnitt 2 begründet und in Abbildung 4 zusammengefasst, sind mindestens drei weitere Faktoren für den Erfolg von KI-Anwendungen in der Praxis ausschlaggebend: Wirtschaftlichkeit, Vertrauen und Souveränität.

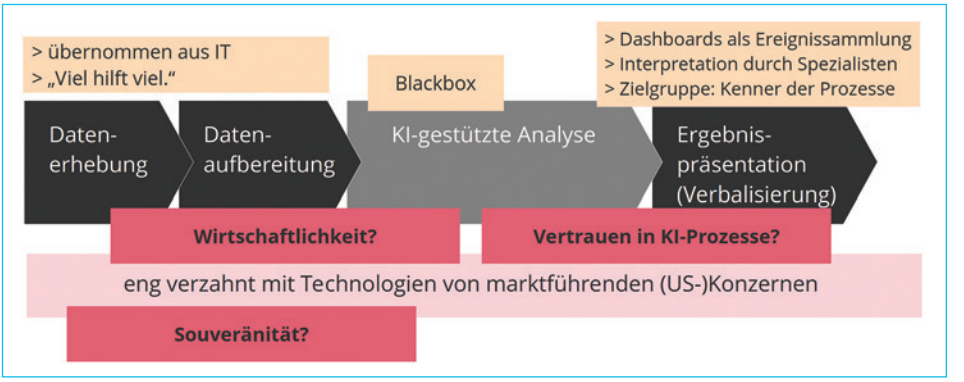


Abb. 4: Stand der Technik (orange) und meist vernachlässigte Erfolgsfaktoren (rot) von IKIA

4.1. Technologische Souveränität

Problem: Die Souveränität von Unternehmen, die IKIA einsetzen, wird vor allem durch die Nutzung von externen KI-Technologien, die als Software-as-a-Service verfügbar sind, gefährdet. Hinsichtlich Hardware und Modelle konzentrieren sich KI-Angebote auf sehr wenige global dominante Unternehmen, wobei europäische Hersteller Mangelware sind. Eine Abhängigkeit von diesen Anbietern bedeutet, dass man nicht dasselbe Rechtssystem und auch zunehmend nicht mehr das gleiche Wertesystem hinsichtlich lang als etabliert geglaubter wirtschaftlicher Maßstäbe teilt. Selbst der Standort eines Rechenzentrums in

Europa schützt Kunden dieser außereuropäischen Anbieter nicht vor Regelungen, die diese Unternehmen verpflichten, ihren Behörden nach dort geltendem Ermessen Zugang zu Kundendaten zu gewähren (auch wenn diese im Ausland gehalten werden).

Lösungsansatz: Zur Wahrung von technologischer Souveränität lässt sich beides – die obligatorische Problemlösung und die optionale Kommunikation (Abbildung 1) – durch lokale Modelle umsetzen. Dies sind Modelle, die mit Ressourcen des jeweiligen Unternehmens trainiert und betrieben werden. Natürlich bedeuten mehr bereitgestellte Ressourcen auch mehr Rechenkraft für die Algorithmen. Vielen Verantwortlichen ist jedoch nicht bewusst, dass IKIA-Anwendungen bereits auf unternehmenstypischen Serverinfrastrukturen lokal betrieben werden können. Als Pendant zu Large Language Models sind Small Language Models [7] für spezifische statt globale Anwendungen gedacht und für den Eigenbetrieb ausgelegt.

4.2. Vertrauen in KI-Prozesse

Problem: Das Vertrauen in KI-Prozesse wird vorrangig dadurch gefährdet, dass ein geeigneter Umgang mit dem Blackbox-Charakter der KI-Algorithmen fehlt. Fehlende Nachvollziehbarkeit von Ergebnissen aus KI-Modellen ist *allein* für die Erfüllung von vier maßgeblichen Resilienz-Anforderungen [2] [3] kritisch: (1) dem Risikomanagement, (2) der Bewältigung von Sicherheitsvorfällen, (3) der Aufrechterhaltung des Betriebs und (4) der Einhaltung von Meldepflichten.

Lösungsansatz: Wegen der hohen Bedeutung für die Praxistauglichkeit von KI hat sich ein eigenes, derzeit sehr aktives Forschungsfeld namens Explainable Artificial Intelligence herausgebildet [8]. Es stellt zahlreiche Methoden bereit, um das modellierte Wissen oder konkrete Modellergebnisse zu erklären. Je nach Methode haben die Erklärungen einen anderen Fokus und eine andere Form. Sie erfolgen beispielsweise durch die Ermittlung und Darstellung der Relevanz eines jeden Merkmals der Eingabedaten für das Modellwissen insgesamt oder sogar für einzelne Entscheidungen des Modells. Das in Abbildung 5 [9] gegebene Beispiel zeigt das Ergebnis eines Erklärungsalgorithmus (eine *Erklärung*) zu einem Modell, das im Zuge der in Abschnitt 3 vorgestellten Angriffserkennung auf Netzverkehr trainiert und anschließend durch den Erklärungsalgorithmus analysiert wurde.

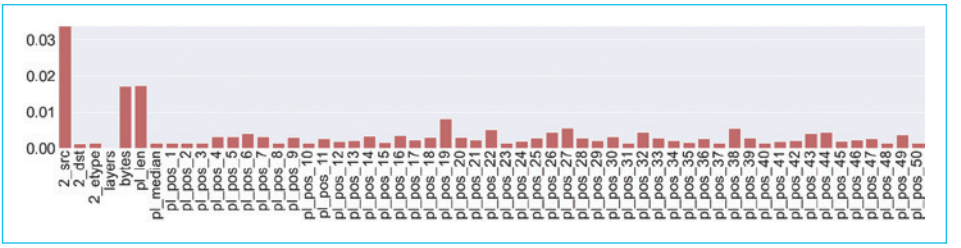


Abb. 5: Erklärung eines KI-Modells in Form von Datenmerkmalen (Features) mit berechneter Relevanz für Entscheidungen des Modells [9]

Mithilfe solcher Erklärungen kann die Ursache für detektierte Anomalien eingegrenzt und somit gezielter und schneller reagiert werden. Bei dem gegebenen Beispiel lässt sich erkennen, dass vor allem die MAC-Adresse der sendenden Netzkomponente, die Größe der Nutzdaten und damit die Menge der im Netzpaket übertragenen Bytes maßgeblich die Entscheidungen des Modells beeinflussen, ob eine Anomalie im Netzverkehr vorliegt oder nicht. Nach einer Anomalieerkennung in diesem Modell sollte im ersten Schritt die sendende Komponente auf Auffälligkeiten untersucht werden, anstatt nach Angriffsmustern in den Nutzdaten zu suchen. Denn der Inhalt der Nutzdaten an sich war, bis auf ihre Menge, nicht ausschlaggebend für die Detektion gewesen. Dieses Wissen ermöglicht eine gezielte und somit schnellere Bewältigung von Sicherheitsvorfällen. Es begünstigt dadurch wesentlich die Aufrechterhaltung des Betriebs sowie die Einhaltung von Zeitvorgaben bei Meldepflichten – und damit die Erfüllung von mehreren NIS-2-Anforderungen (Tabelle 1).

4.3. Wirtschaftlichkeit

Problem: Die Wirtschaftlichkeit als dritter Erfolgsfaktor wird oft in den Anfangsphasen von IKIA übersehen. Je mehr sie sich jedoch einer Betriebsreife nähern, umso schwerer ist es, bisherige Entscheidungen beim Design sowie bei den Eingangsdaten zu korrigieren. Zu hoher Ressourcenbedarf als Kostentreiber bei Anschaffung und Betrieb kann den geplanten Nutzwert der IKIA sogar aufheben.

Lösungsansatz: Neben dem Ressourcenbedarf der KI-Algorithmen wird oftmals die Menge der Eingabedaten als eigentlich entscheidender Hebel bei der Steuerung und Erzielung der Wirtschaftlichkeit von KI-Anwendungen übersehen. Sind sie als Auftakt der KI-Prozesskette nicht effizient gewählt, kann dies i. A. selbst mit steigender Effizienz von KI-Hardware und KI-Algorithmen nicht mehr ausgeglichen werden. Gute oder schlechte Datenauswahl und -qualität wirken sich auf alles aus: den Datentransport, die Datenhaltung, das Modelltraining, die Nutzung des trainierten Modells, die Generierung von Erklärungen und letztlich auch das Monitoring von IKIA zur Sicherstellung ihrer Praktikabilität. Zielgerichtetes Datenmanagement und die passgenaue Datenvorbe-

reitung sind für KI-Algorithmen extrem wichtig und dürfen nicht unterschätzt werden. Der verwendete Datenbestand für die KI-Aufgabe sollte stark auf relevante Informationen eingegrenzt werden. Lösungsansätze sind möglichst technologie- und datenagnostisch auszurichten. Hier ist externe Expertise meist unverzichtbar und hilfreich, weil sie mit modernsten Erfassungs- und Verarbeitungsalgorithmen einhergeht.

5. Ganzheitliches Monitoring von KI-basierten Anwendungen

5.1. Anforderungen

Aus den drei in Abschnitt 4 erläuterten Erfolgsfaktoren lassen sich eine Reihe von Anforderungen an IKIA ableiten, von denen Abbildung 6 die Wichtigsten zusammenfasst.

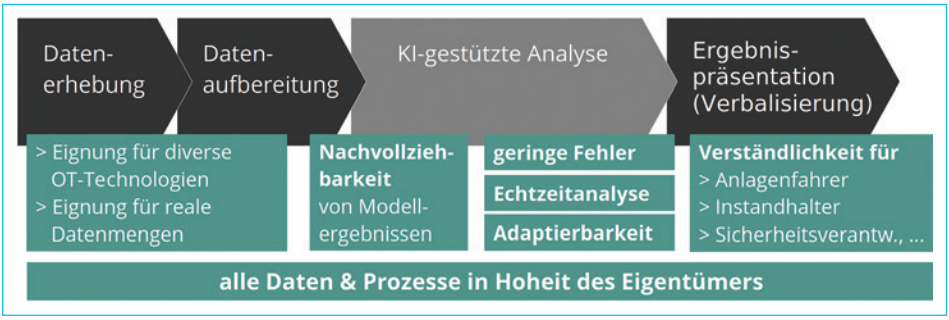


Abb. 6: Anforderungen an Industrielle KI-Anwendungen

Um sicherzustellen, dass keine Anforderungen an die IKIA oder das betreibende Unternehmen, wie Vorgaben zur Resilienz, im Betrieb gefährdet werden und eine potenzielle Verletzung dieser frühzeitig erkannt wird, sollte die Umsetzung der Anforderungen durch ein kontinuierliches Monitoring der KI-Anwendung überwacht werden. Dafür ist eine fortlaufende automatisierte Erhebung von Kenngrößen während des Betriebs der IKIA erforderlich.

5.2. Automatisiert erhebbare Kenngrößen

Neben Parametern, die automatisiert vom KI-Modell erhoben werden können, sind auch Eigenschaften der genutzten Erklärungsverfahren relevant. Denn die Anwendung eines Verfahrens zur Erklärung eines KI-Modells ist oft genauso aufwendig wie die des KI-Modells selbst. Und sie ist genauso problembehaftet. Erklärungen können verschwommen – und damit nutzlos – oder sogar falsch sein [10]. Daher gibt es mittlerweile Ansätze, um wichtige Eigenschaften von

Erklärungen zu messen und so ihre Eignung für das Modell sicherzustellen [11]. Tabelle 3 enthält eine Reihe von Kenngrößen, für die eine kontinuierliche und automatisierte Messung parallel zum Einsatz einer IKIA umsetzbar ist.

Tab. 3: Automatisiert messbare und quantifizierbare Eigenschaften von IKIA

	adressierte Frage	Relevanz für Praktikabilität
Modelleigenschaft		
Optimierbarkeit	Wie gut ist ein Modell trainierbar?	notwendige Trainingsressourcen
Eindeutigkeit	Wie redundant sind die Prädiktionen?	Modellzahl für Ensembles
Genauigkeit	Wie korrekt sind die Prädiktionen?	Anteil falscher Prädiktionen
Effizienz	Wie schnell ist das Modell?	zeitlicher Aufwand für Training & Prädiktion
Erklärungseigenschaft		
Genauigkeit	Wie passend ist die Erklärung?	Verlässlichkeit der Erklärung
Prägnanz	Wie ausdrucksstark ist die Erklärung?	Verständlichkeit der Erklärung
Übertragbarkeit	Wie ähnlich ist die Erklärung zu anderen?	Wiederverwendbarkeit der Erklärung
Effizienz	Wie schnell ist die Erklärung erzeugbar?	zeitlicher Aufwand für Erklärungsfindung

5.3. Initiale Erprobung des Monitorings von IKIA

Eine Machbarkeitsstudie zum ganzheitlichen Monitoring von IKIA wurde für den in Abschnitt 3 vorgestellten Anwendungsfall durchgeführt. Dazu wurden die initial identifizierten Kenngrößen aus Abschnitt 5.2. für die 84 Modelle des zugehörigen Modellpools erhoben und ihre Auswertbarkeit erprobt. Durch einheitliche Quantifizierung wurde für jede der zwölf Systemkonfigurationen ein Praktikabilitätswert zwischen 0 und 1 (interpretierbar als 0 bis 100 %) ermittelt. Die Ergebnisse werden parallel in einer Dissertation veröffentlicht [9].

Setzt man ein solches Monitoring parallel mit einer IKIA auf, lassen sich weniger effiziente bzw. effektive von effizienteren und effektiveren Designs des KI-Prozesses unterscheiden und so eine IKIA schrittweise verbessern. Die Praktikabilitätsmessung bietet somit gleichzeitig ein Hilfsmittel für die Entwicklung und den Betrieb von IKIA.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Ausgehend von den Besonderheiten des Einsatzes von IKIA und aktuellen Resilienz-Anforderungen erläuterten wir derzeitige Herausforderungen bei der Integration von IKIA in kritische Versorgungsprozesse. Wir stellten die selbstlernende Angriffserkennung für Prozessdatennetze als beispielhafte IKIA vor und führten aus, weshalb IKIA über die Erfüllung ihrer Grundfunktion hinaus mithilfe eines ganzheitlichen Monitorings kontinuierlich überwacht werden sollten, um praxistauglich zu werden.

Vor diesem Hintergrund bietet die datablogs GmbH alle notwendigen Techniken an, um IKIA aufzusetzen und ein passendes Monitoring aufzubauen (Abbildung 7).

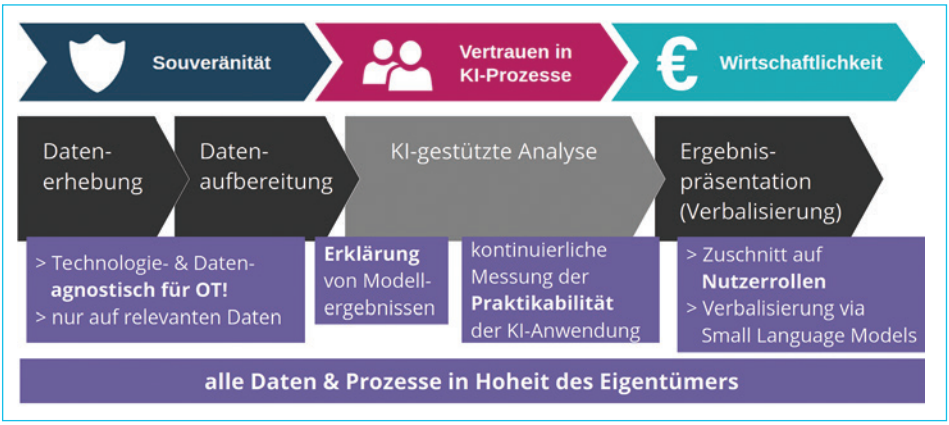


Abb. 7: Notwendige Techniken für KI-Anwendungen

7. Quellen

[1] Florian Rottach et al.: *Industrial AI – Intelligenz für die Produktion von morgen. Ein Bitkom-Report zu erfolgreichen KI-Anwendungen in der Industrie*. Berlin: Bitkom e. V., 2025.

[2] Directive (EU) 2022/2555 of the European Parliament and of the Council of 14 December 2022 on measures for a high common level of cybersecurity across the Union, amending Regulation (EU) No 910/2014 and Directive (EU) 2018/1972, and repealing Directive (EU) 2016/1148 (NIS 2 Directive). Official Journal of the European Union, 2022.

[3] Gesetz zur Umsetzung der NIS-2-Richtlinie und zur Regelung wesentlicher Grundzüge des Informationssicherheitsmanagements in der Bundesverwaltung. Bonn: Bundesgesetzblatt Jahrgang Teil I Nr. 301, 2025.

[4] Zweites Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme. Bonn: Bundesgesetzblatt Jahrgang 2021 Teil I Nr. 25, 2021.

[5] Franka Schuster, Hartmut König: *No Need for Details: Effective Anomaly Detection for Process Control Traffic in Absence of Protocol and Attack Knowledge*. In: Proceedings of the 27th International Symposium on Research in Attacks, Intrusions and Defenses (RAID). New York: Association for Computing Machinery (ACM), 2024, S. 278–297.

[6] Anna Sperotto et al.: *An Overview of IP Flow-based Intrusion Detection. In: Communications Surveys & Tutorials 12.3*. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2010, S. 343–356.

[7] Ismail Lamaakal et al.: *Tiny Language Models for Automation and Control: Overview, Potential Applications, and Future Research Directions*. In: Sensors 25, no. 5. Basel: MDPI, 2025.

[8] Alejandro Barredo Arriet et al.: *Explainable Artificial Intelligence (XAI): Concepts, Taxonomies, Opportunities and Challenges toward Responsible AI*. In: Information Fusion 58. Amsterdam: Elsevier, 2020, S. 82–115.

[9] Franka Schuster: *Protocol-Agnostic Anomaly Detection for Process Control Networks*. Dissertation der Technischen Fakultät der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg. Fertiggestellt und verteidigt, noch unveröffentlicht, 2026.

[10] Christoph Molnar et al.: *General Pitfalls of Model-agnostic Interpretation Methods for Machine Learning Models. In: Proceddings of the International Workshop on Extending Explainable AI Beyond Deep Models and Classifiers*. Cham: Springer International Publishing, 2020, S. 39–68.

[11] Alexander Warnecke et al.: *Evaluating Explanation Methods for Deep Learning in Security*. In: Proceedings of the IEEE European Symposium on Security and Privacy (EuroS&P). New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2020, S. 158–174.

IT/OT-Sicherheit in der Leittechnik

Olaf Ries

1. Einleitung 744
2. Bedeutung 745
3. Unterschied IT vs. OT 745
4. Bedrohungen in der Leittechnik 746
5. Maßnahmen für eine sicherere IT/OT-Umgebung 747
5.1. Security by Default/Design 748
5.1.1. Port-Management (Allgemein) 748
5.1.2. Netzwerksegmentierung (Netzwerkarchitektur) 748
5.1.3. Network Access Control (NAC) 749
5.1.4. Verbindungen zu Dritten/Wartungszugänge 749
5.1.5. Protokollierung und Überwachung (Angriffserkennung) 749
5.2. PMSXpro Netzwerk Architektur 749
5.2.1. Übersicht 749
5.2.2. Aufteilung in Zonen 750
5.3. Schutzmaßnahmen 752
5.3.1. Leittechnik-Netzwerk 752
5.3.2. Netzwerk-Segmentierung 752
5.3.3. Datensicherheit 753
5.3.4. Remote-Bildschirmübernahme 753
5.3.5. Zentrale technische & organisatorische Vorgaben 753
5.3.6. Dokumentation und Monitoring 754

5.4. Viren-Scanner 754
5.5. Angriffserkennung nach BSI-Empfehlung 754
5.6. Patchmanagement 755
5.7. Systemrechte 755
5.8. Datenverschlüsselung 755
6. Fazit 755
7. Quellen 756

1. Einleitung

Die zunehmende Digitalisierung industrieller Prozesse und die wachsende Vernetzung von Produktionsanlagen stellen Unternehmen vor neue Herausforderungen. Während klassische IT-Systeme (Information Technology) primär auf Datenverarbeitung und -schutz ausgerichtet sind, steht in der OT (Operational Technology) die Verfügbarkeit und Sicherheit von Maschinen, Anlagen und Prozessen im Vordergrund. In der Leittechnik – etwa in Form von dem Prozessleitsystem PMSXpro – treffen diese beiden Welten unmittelbar aufeinander. Eine ganzheitliche IT/OT-Sicherheitsstrategie ist daher unerlässlich.

Moderne Leitsysteme steuern und überwachen kritische Infrastrukturen, Produktionsprozesse und Energieanlagen. Durch die zunehmende Integration in Unternehmensnetzwerke, Fernwartungskonzepte und Cloud-Dienste entstehen neue Angriffsflächen. Cyberangriffe auf industrielle Steuerungen können nicht nur zu Produktionsausfällen, sondern auch zu erheblichen Sicherheitsrisiken für Mensch, Umwelt und Anlagen führen.

Internationale Standards wie IEC 62443 oder ISO/IEC 27001 definieren klare Anforderungen an Informationssicherheits-Managementsysteme und industrielle Automatisierungssysteme. Sie bilden die Grundlage für strukturierte Sicherheitskonzepte im OT-Umfeld.

2. Bedeutung

Die steigende Vernetzung von IT-Systemen (Information Technology) und OT (Operational Technology) verändert die industrielle Leittechnik grundlegend. Distributed Control System (DCS) oder Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) und speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) bis hin in die Feldebene steuern heute kritische Infrastrukturen, Produktionsanlagen und Energieversorgung in Echtzeit. Durch deren Anbindung und Integration in die Unternehmensnetzwerke sowie Cloud-Dienste entstehen jedoch neue Angriffsflächen (Abbildung 1).

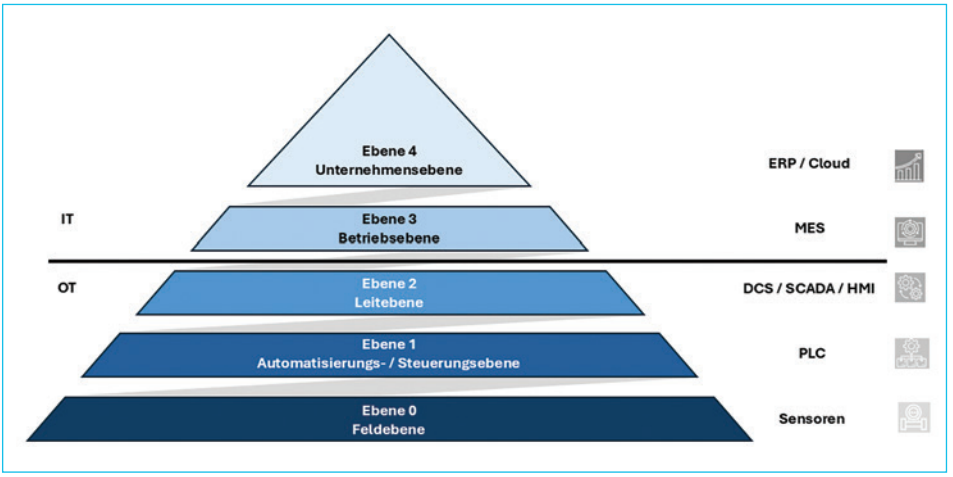


Abb. 1: Konvergenz von IT/OT anhand der klassischen Leittechnikpyramide

3. Unterschied IT vs. OT

In der klassischen IT stehen Vertraulichkeit und Integrität von Daten im Fokus. In der OT hingegen gilt das Primat der Verfügbarkeit. Produktionsprozesse müssen kontinuierlich und störungsfrei laufen – geplante Wartungsfenster sind selten und ungeplante Stillstände verursachen hohe Kosten (Tabelle 1).

Tab. 1: Unterschied IT/OT-Sicherheit

IT-Sicherheit	OT-Sicherheit
Fokus auf Daten	Fokus auf Prozesse & Anlagen
Vertraulichkeit wichtig	Verfügbarkeit & Sicherheit kritisch
Regelmäßige Updates möglich	Updates oft schwierig (Anlagenstillstand)
Standardisierte Systeme	ggf. viele proprietäre (Alt-) Systeme

Weitere Unterschiede:

- **Lebenszyklen:** OT-Systeme sind häufig 15–25 Jahre im Einsatz.
- **Echtzeitfähigkeit:** Steuerungen und Leitsysteme benötigen deterministische Kommunikation.
- **Patch-Management:** Sicherheitsupdates können nicht beliebig eingespielt werden, ohne die Prozessstabilität zu gefährden.
- **Legacy-Systeme:** Ältere Steuerungen verfügen oft über keine integrierten Sicherheitsmechanismen.

Eine wirksame IT/OT-Sicherheitsstrategie berücksichtigt diese Besonderheiten und integriert sie in ein abgestimmtes Gesamtkonzept.

4. Bedrohungen in der Leittechnik

Bedrohungen in der Leittechnik (DCS/SCADA) betreffen industrielle Steuerungs- und Automatisierungssysteme. Ziel solcher Angriffe ist oft nicht Datendiebstahl, sondern die Beeinflussung physischer Prozesse.

Typische Bedrohungen sind

- **Malware und Ransomware:** Schadsoftware kann das Kraftwerk bzw. Produktionsanlagen verschlüsseln, stoppen oder manipulieren.
- **Unbefugter Fernzugriff:** Viele OT-Systeme werden heute über VPN, Fernwartung oder Cloud-Dienste erreicht. Schwache Zugangsdaten oder falsch konfigurierte Zugänge ermöglichen Angreifern u. a. Steuerbefehle zu manipulieren, Prozesse zu stoppen oder Daten auszulesen.
- **Insider-Bedrohungen:** Mitarbeiter oder Dienstleister können absichtlich oder versehentlich Schaden durch Fehlkonfigurationen, Einschleusen von Malware über USB-Geräte oder Missbrauch privilegierter Zugänge verursachen.
- **Unsichere Alt-Systeme:** In der Leittechnik laufen oft sehr alte Betriebssysteme oder Automatisierungssysteme mit fehlenden Sicherheitsupdates, veraltete Protokolle oder auch keine Authentifizierung bzw. Verschlüsselung.
- **Netzwerkangriffe:** Angriffe auf industrielle Netzwerke, u. a. durch Abhören einer Datenleitung, das Fluten der Netze mit Anfragen an Server oder das Senden von falschen Datenpaketen zum Umleiten der Kommunikation an den Angreifer. Dadurch können Sensorwerte oder Steuerbefehle manipuliert werden.

- **Supply-Chain-Angriffe:** Manipulation von Software-Updates, Engineering-Tools, Zulieferern oder Hardware-Komponenten. Ein kompromittierter Herstellerzugang kann weitreichende Folgen haben.
- **Menschliche Fehler:** Sehr häufige Ursache für menschliche Fehler sind falsche Konfigurationen, unzureichende Segmentierung der Netzwerke, versehentliche Abschaltungen von (Teil-) Anlagen oder unsichere Passwörter.

5. Maßnahmen für eine sicherere IT/OT-Umgebung

Mit der Installation eines Leitsystems basierend auf IT-Technologien wie Server, Rechner (PCs), Netzwerke wie z. B. Ethernet TCP/IP, Web-Server, usw. stellt sich automatisch die Frage nach den Sicherheitslücken.

Insbesondere der Zugang zum Leittechnik-Netzwerk soll für nicht autorisiertes Personal verhindert werden. Entsprechende Maßnahmen wie Virenschutz, Zugangskontrollen und Verfahrensanweisungen helfen bei der Aufrechterhaltung eines sicheren Betriebs.

Das Thema Viren belegt in der IT-Umgebung ein weites Feld. Durch die wachsende Vernetzung der PCs hat sich die Bekämpfung von Computerviren zu einem eigenständigen Industriezweig entwickelt.

Der Austausch von Daten mit Dritten, sei es über E-Mail oder über das World Wide Web, ist heute tägliche Arbeit und gefährdet damit den Büroarbeitsplatz-PC besonders. In der Leittechnik stellt sich die Problematik etwas anders dar. Zum einen werden die PCs nicht für die alltägliche Büroarbeit benutzt, zum anderen ist das Leittechnik-Netzwerk in der Regel nicht unmittelbar mit dem Internet/Intranet verbunden. Zudem werden die Leittechnik-Rechner meistens nicht von der IT-Abteilung des Unternehmens administriert und betreut. Somit unterliegen sie auch nicht der regelmäßigen Kontrolle durch die IT-Abteilung. Neue Software wird normalerweise nur durch den Lieferanten der Leittechnik installiert, sodass die Anfälligkeit gegenüber Viren deutlich sinkt. Was jedoch nicht bedeutet, dass sich kein Virus einschleichen kann und genau hier kann ein Problem entstehen. Auf der einen Seite kümmert sich die IT-Abteilung nicht um die Leittechnikrechner, auf der anderen Seite ist beim Betriebspersonal der Anlage das nötige Know-how über aktuelle Viren und Systemupdates in der Regel nicht vorhanden. Helfen kann nur eine gute Abschottung zu anderen Netzen und eine strikte Handhabung der Zugangsberechtigungen für alle Nutzer sowie die Einführung eines Virenschutzprogramms in der OT-Welt. Auch der Einsatz von Linux als Betriebssystem für die Leittechnik-Rechner hilft, die Wahrscheinlichkeit eines Virenbefalls der Rechner zu verringern.

Ein weiterer wesentlicher Punkt im Sicherheitsmanagement eines operativen IT-Systems ist die regelmäßige Datensicherung. Denn nicht nur Viren und Hackerattacken können ein System lahmlegen, sondern auch defekte Betriebsmittel (z. B. Festplatten oder dergleichen) können erhebliche Betriebsstörungen hervorrufen.

5.1. Security by Default/Design

Security by Default/Design bedeutet, dass ein IT/OT-System, ein Gerät oder eine Software bereits in der Werkseinstellung sicher ausgeliefert wird, ohne dass der Benutzer selbst komplexe Sicherheitskonfigurationen vornehmen muss.

Das Leitsystem PMSXpro wurde dahingehend entwickelt, dass die wichtigsten Sicherheitsmechanismen standardmäßig aktiviert sind. Diese Maßnahmen folgen aus internationalen Cyber-Security-Empfehlungen, die das BSI mit Partnerbehörden veröffentlicht hat. Laut BSI und internationalen Cyberbehörden sind schlecht konfigurierte Systeme ein häufiger Auslöser für erfolgreiche Cyberangriffe auf den Anlagen. Die sichere Vorkonfiguration soll genau diese Risiken minimieren.

Im Folgenden sind wesentliche Punkte in Bezug auf das IT-Sicherheitsgesetz 2.0, die BSI-Kritis-Verordnung und die IT-Grundschutz-Profile von den Betreibern zu realisieren.

5.1.1. Port-Management (Allgemein)

- **Deaktivierung:** Nicht benötigte Netzwerkprotokolle und Dienste sind in den Werkseinstellungen zu deaktivieren.
- **Port-Schließung:** Offene Ports, die für den Betrieb der kritischen Anlage nicht zwingend erforderlich sind, müssen geschlossen werden.
- **Fernzugriff:** Fernzugriffe (z. B. SSH) müssen auf ein absolut notwendiges Minimum reduziert, stark authentifiziert und über sichere Kanäle (VPN) geleitet werden.

5.1.2. Netzwerksegmentierung (Netzwerkarchitektur)

- **Zonenmodell:** Die IT-Infrastruktur muss in Sicherheitszonen unterteilt werden, um Angriffe auf Ports von unkritischen Bereichen (z. B. Büro-IT) zu isolieren.
- **Firewall-Regeln:** Zugriffe zwischen Netzwerkzonen müssen über kontrollierte Firewalls erfolgen, die nach dem *Whitelist*-Prinzip (*Deny All*-Regel) konfiguriert sind.

5.1.3. Network Access Control (NAC)

- **Zugangskontrolle:** Es wird gefordert, dass Netzwerkanschlüsse (Ports) nicht einfach *offen* sind. NAC-Systeme müssen sicherstellen, dass nur authentifizierte Geräte Netzwerkzugriff erhalten.

5.1.4. Verbindungen zu Dritten/Wartungszugänge

- **Sichere Zugänge:** Externe Wartungszugänge (z. B. VPN) über spezifische Ports dürfen nur temporär und protokolliert freigeschaltet werden.

5.1.5. Protokollierung und Überwachung (Angriffserkennung)

- **System zur Angriffserkennung:** Seit dem IT-SiG 2.0 müssen KRITIS-Betreiber Systeme zur Angriffserkennung einsetzen. Diese müssen den Datenverkehr überwachen und auffällige Port-Aktivitäten (z. B. Port-Scans) detektieren.

5.2. PMSXpro Netzwerk Architektur

5.2.1. Übersicht

Das PMSXpro System-Netzwerk ist als Lichtwellenleiter-Ring (LWL) aufgebaut. Es dient der Kommunikation zwischen den Bildschirmarbeitsplätzen, Prozessstationen und Automatisierungsstationen. Das optionale CC-Link IE Control Netzwerk wird zur schnellen Kommunikation der Automatisierungsstationen untereinander verwendet.

Über das Feldbus-Netzwerk (CC-Link IE Field, Profibus, Modbus usw.) sammeln die Automatisierungsstationen die Feldsignale, die Informationen von Sensoren und Aktoren sowie die Informationen intelligenter Feldgeräte wie Motoren und Pumpen ein. Eine Verbindung zum Büro-Netzwerk kann über den PMSXpro IT-Application-Server eingerichtet werden. Der IT-Application Server bietet eine Verbindung verschiedener Sicherheitszonen. Es befindet sich in einer Demilitarisierten Zone (DMZ), die mittels zweier Firewalls aufgebaut wird (Abbildung 2).

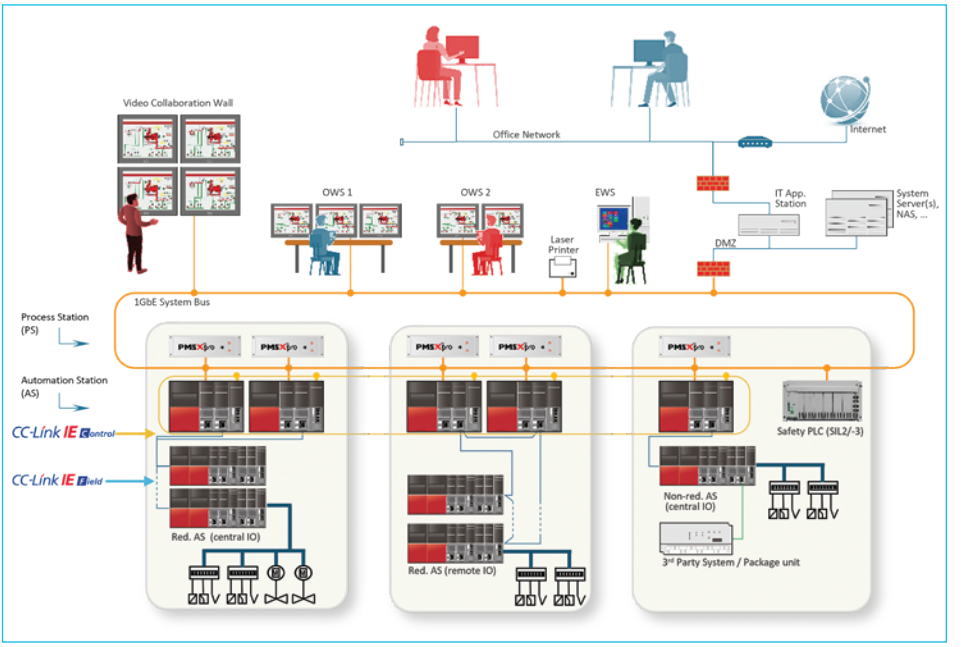


Abb. 2: PMSXpro Architektur

5.2.2. Aufteilung in Zonen

Eingebettet in die verschiedenen Netzwerke eines Unternehmens können die einzelnen Layers als Zonen mit unterschiedlicher Sicherheit definiert werden. Die Kommunikation zwischen den Zonen soll über sichere Übergabepunkte und Firewalls erfolgen.

Die äußerste Zone ist die Zone mit dem höchsten Sicherheitsrisiko. Hier besteht die Gefahr der Angriffe von außen (z. B. über das Internet) durch Hacker und Viren.

Die innerste Zone ist die Zone mit der höchsten Sicherheit. Diese Zone wird auch als Trusted Zone bezeichnet. Angriffe auf eine Trusted Zone erfolgen in der Regel durch vorsätzliche Sabotage oder unbeabsichtigt durch Zufallsereignisse (Abbildung 3).

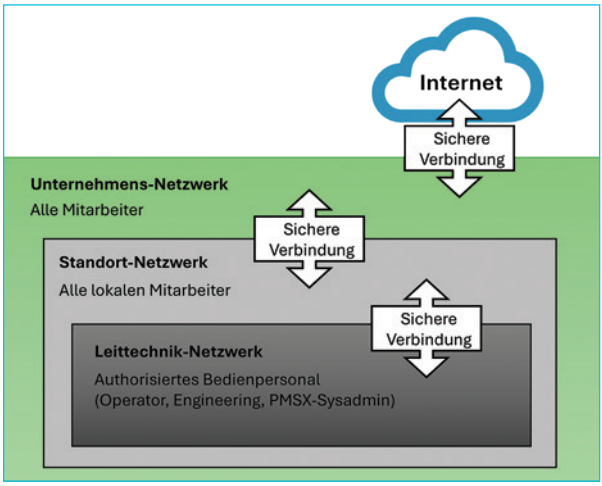


Abb. 3: Netzwerkzonen

Merkmale einer Trusted Zone:

- Unabhängig von anderen Netzwerken
- Wird nur von *innen* administriert
- Die physikalischen Netzwerkkomponenten (Rechner, Automatisierungsstation, Switches, Kabel) sind nur durch autorisiertes Personal zugänglich.
- Die Installation von Fremdsoftware wird in Verfahrensanweisungen/Arbeitsanweisungen strikt verboten.
- Die temporäre Ankopplung von Notebooks darf nur durch autorisiertes Personal erfolgen. Vor jeder Ankopplung ist das Notebook auf Viren/Schadsoftware zu prüfen.
- Alle Wechseldatenträger müssen auf Viren/Schadsoftware überprüft sein, bevor sie in die Trusted Zone kommen.
- Bei Ankopplung der Trusted Zone an andere Netzwerke ist eine sichere und auf die Anwendungen zugeschnittene Netzwerkverbindung (DMZ) zu schaffen. Es darf nur der für die externen Anwendungen benötigte Datenverkehr zwischen den Netzen zugelassen werden. Dazu sind entsprechende Firewall-Einstellungen und regelmäßige Überprüfungen bzgl. möglicher Angriffe durchzuführen (Sichtung der Log-Files).
- Alle Rechner sind in angemessenen Intervallen auf Viren/Schadsoftware zu prüfen und auf aktuellen Stand zu halten. Security-Patches sollen nur in Absprache mit dem Systemlieferanten durchgeführt werden, damit Instabilitäten der installierten Software vermieden wird.

5.3. Schutzmaßnahmen

5.3.1. Leittechnik-Netzwerk

Grundsätzlich ist das PMSXpro–Leittechniknetzwerk innerhalb einer Trusted Zone zu betreiben. Die Merkmale einer Trusted Zone wurden zuvor beschrieben. Damit ergibt sich für die Sicherheitskriterien ein anderer Anspruch als für die Netzwerke innerhalb der Untrusted Zonen.

Die Kommunikation mit den Automatisierungsstationen im Systemnetzwerk erfolgt, außer in Ausnahmefällen, über das TCP/IP-Protokoll. Die in der Bürokommunikation verwendeten Applikationsprotokolle sind hier in den meisten Fällen jedoch nicht zu finden. Sollten die Automatisierungsstationen/Geräte die Protokolle wie Telnet, Ftp, SNMP, SMTP oder auch HTTP unterstützen, so ist in diesen Fällen dafür zu sorgen, dass diese Protokolle abgeschaltet werden oder durch sichere Kommunikation wie SFTP/HTTPS geschützt sind. Eingesetzte Verschlüsselung sowie *Cipher* müssen den aktuellen Standards entsprechen.

5.3.2. Netzwerk-Segmentierung

Die Segmentierung des PMSXpro-Leittechniknetzwerkes erfolgt durch Aufteilung in Leitsystemnetzwerk, Controller-Netzwerk und Feldbus-Netzwerk mit den sicheren Übergabepunkten:

- PMSXpro IT-Application-Server als Gateway zwischen IT-Büronetzwerk und OT-Leitsystemnetzwerk, empfehlenswert mit interner oder externer Firewall
- LWL-Ring zur Kommunikation der Bildschirmarbeitsplätze mit den Prozessstationen (PS)
- Optional LWL-Ring zur Kommunikation der PS mit den Automatisierungsstationen
- Controller-Netzwerk (CC-Link IE-Control) zur Kommunikation der Automatisierungsstationen untereinander
- Feldbus-Netzwerk (CC-Link IE Field, Profibus, ProfiNet, Modbus TCP o. ä.) zur Kommunikation der Automatisierungsstationen mit den dezentralen Ein/Ausgabe-Stationen (Remote I/O)

5.3.3. Datensicherheit

Alle notwendigen Funktionen für die Backup-/Restore-Handhabung sind Bestandteil des Leitsystems. Für die Sicherung der Daten auf externe Datenträger werden die Treiber und Werkzeuge des Betriebssystems genutzt. Die zyklische Durchführung von Backups ist projektspezifisch und obliegt der Verantwortung des Systemadministrators des Anlagenbetreibers:

- PMSXpro verfügt über ein umfassendes *Disaster und Recovery*-Konzept.
- In mindestens wöchentlichen Intervallen ist die ordnungsgemäße Sicherung der System- und Prozessdaten zu überprüfen.
- Die Funktionstüchtigkeit der Archivserver ist mindestens wöchentlich zu prüfen.

5.3.4. Remote-Bildschirmübernahme

Im Zusammenhang mit Wartungsaufgaben bzw. Service oder bei Troubleshooting-Einsätzen kann es notwendig sein, sogenannte Remote-Bildschirmübernahme-Werkzeuge einzusetzen. Dazu zählen z. B. Produkte und Protokolle wie SSH, PC-Anywhere, X-Server, ICA, RDP, VNC usw. Grundsätzlich soll die Konfiguration/Inbetriebnahme dieser Produkte nur durch ausgewähltes Personal und nur in Abstimmung erfolgen.

Für die Remote-Bildschirmübernahme und Fernwartung definiert das BSI strenge Vorgaben, die primär im BSI IT-Grundschutz-Kompendium (Baustein OPS.2.4 Fernwartung) sowie in spezifischen Best-Practice-Dokumenten festgehalten sind.

5.3.5. Zentrale technische & organisatorische Vorgaben

- **Starke Authentisierung:** Der Zugriff muss über eine Zwei-Faktor-Authentisierung (2FA) abgesichert sein. Einfache Passwörter reichen für Fernwartungszugänge nicht aus.
- **Verschlüsselung:** Die gesamte Kommunikation muss kryptografisch abgesichert sein (z. B. via VPN oder SSH), wobei die Algorithmen den aktuellen BSI-Empfehlungen entsprechen müssen.
- **Prinzip der minimalen Rechte:** Fernwartungszugriffe dürfen nicht pauschal für ganze Netze, sondern müssen feingranular pro IP und Port gesteuert werden.
- **Dedizierte Systeme:** Für die Administration sollten Systeme genutzt werden, die ausschließlich diesem Zweck dienen (Admin-Workstations). Alle unnötigen Funktionen auf diesen Geräten sind zu deaktivieren.

5.3.6. Dokumentation und Monitoring

- **Protokollierung:** Jeder Fernzugriff muss revisionssicher protokolliert werden. Wer hat wann auf welches System zugegriffen?
- **Zustimmung des Nutzers:** Bei der Bildschirmübernahme an Arbeitsplatzrechnern ist in der Regel die explizite Freigabe durch den lokalen Nutzer erforderlich, um Datenschutzvorgaben einzuhalten.

5.4. Viren-Scanner

Um den Anforderungen des BSI an den Schutz vor Schadprogrammen in OT-Netzwerken nachzukommen, werden in den PMSXpro-Kundensystemen managebare Antivirenlösungen mit *Endpoint Protection* realisiert. Hierfür wird ein zentraler Management Server in einer durch eine Firewall vom OT-Netz getrennten DMZ installiert. Es werden Clients sowohl für die Betriebssysteme Windows als auch für Linux auf den jeweiligen Stationen des Leitsystems installiert.

5.5. Angriffserkennung nach BSI-Empfehlung

Das IT-Sicherheitsgesetz 2.0 (IT-SiG 2.0) sowie die EU-NIS2 Richtlinie haben konkretisiert, dass Betreiber kritischer Infrastrukturen verpflichtet sind, ein System zur Angriffserkennung (SzA) als Stand der Technik einzusetzen und nachzuweisen. Dabei müssen die Systeme durch fortlaufende Auswertung (Protokollierung) der gesammelten Informationen sicherheitsrelevante Ereignisse (SRE) erkennen (Detektion). Um die Störungen infolge von Angriffen zu verhindern oder auf sie zu reagieren (Reaktion), sind weitere Maßnahmen gefordert. Die Qualität der Angriffserkennung hängt von der vollständigen Erfassung von Assets und der Kommunikation im Netzwerk ab. Die Orientierungshilfe des BSI bietet spezifische Anforderungen und Empfehlungen, um sicherzustellen, dass die Angriffserkennung effektiv und nachhaltig ist. In der SzA-Checkliste sind die Anforderungen als MUSS, SOLLTE und KANN formuliert sowie in ORGANISATORISCH, TECHNISCH und PERSONELL klassifiziert.

Die Implementierung von Systemen zur Angriffserkennung ist entscheidend für die Sicherheit kritischer Infrastrukturen und sollte regelmäßig aktualisiert und durch Sicherheitstests getestet werden, um Schwachstellen zu erkennen und die Reaktion der Organisation auf Cyberangriffe zu überprüfen.

5.6. Patchmanagement

- **Betriebssystem Patch-Management:** Da ein Betriebssystem-Patch unter Umständen zum Ausfall des Leitsystems führen kann, dürfen Patches für das Linux-Betriebssystem nicht ohne Freigabe des Herstellers der Leittechnik installiert werden. Security-Patches und Updates für MS-Windows sollten über einen internen Update-Server erfolgen.
- **Leitsystem Patch-Management:** Leitsystem-Updates werden ausschließlich durch den Lieferanten der Leittechnik installiert und im Update Report beschrieben.

5.7. Systemrechte

- Nur namentlich benannte Systemadministratoren dürfen Administratorrechte haben.
- Alle anderen User dürfen nur Zugriff auf die für sie eingerichteten Betriebsmittel haben.

5.8. Datenverschlüsselung

- PMSXpro-Programme nutzen die verschlüsselten SSH-Dienste für File Transfer und Remote-Login.
- Die PMSXpro-Interprozess-Kommunikation über Netzwerk erfolgt im Binary-Mode und ausschließlich verschlüsselt (TLS-Verschlüsselung).
- Datenbankzugriffe innerhalb von PMSXpro erfolgen verschlüsselt (TLS-Verschlüsselung).
- Remote-Anbindungen erfolgen über OpenVPN mit SSL/TLS-Verschlüsselung.

6. Fazit

Ein ganzheitlicher IT/OT-Sicherheitsansatz in der Leittechnik – von der Risikoanalyse über technische Schutzmaßnahmen bis hin zu klar definierten Prozessen und Schulungen – schafft Transparenz, minimiert Risiken und stellt die langfristige Betriebssicherheit moderner Anlagen sicher.

Die dargestellten Inhalte beruhen auf den folgenden, einschlägigen Normen und Richtlinien [1] [2] [3] [4] [5] [6] [7] [8] [9] [10].

7. Quellen

[1] ME-Automation Projects GmbH – PMSXpro Broschüre.

[2] ME-Automation Projects GmbH – PMSXpro Handbuch IT-/OT-Sicherheit ab V3.5.6.

[3] ME-Automation Projects GmbH – PMSXpro Handbuch Systemadministrator.

[4] ME-Automation Projects GmbH – PMSXpro – sicherheitsgerichtete Maßnahmen in OS und DCS System.

[5] DIN ISO 27001:2022 – Informationssicherheit, Cybersicherheit und Datenschutz – Informationssicherheitsmanagementsysteme.

[6] DIN ISO 27002:2022 – Informationssicherheit, Cybersicherheit und Schutz der Privatsphäre – Informationssicherheitsmaßnahmen.

[7] BSI – IT-Sicherheitsgesetz (IT-SIG 2.0) – Ausgabe 2021.

[8] BSI – IT-Sicherheitsgesetz 3.0 / das sog. NIS2-Umsetzungsgesetz – Ausgabe 2025.

[9] BSI – Kritisverordnung (BSI-KritisV) – Ausgabe 2016.

[10] BSI – IT-Grundschutz Kompendium – Ausgabe 2023.

Digitalisierung

Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH

wurde mit dem Ziel gegründet, einen Beitrag zu leisten, verfahrenstechnische Prozesse zu entwickeln und zu optimieren, dabei gleichzeitig die Umwelt und Ressourcen im Sinne ökologischer Nachhaltigkeit zu schonen und Schadstoffe zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Im Hinblick auf die derzeitigen Entwicklungen (Energiewende, steigendes Umweltbewusstsein, Verknappung der Ressourcen, steigende Energiepreise) analysieren und beantworten wir insbesondere Fragen

- zur Effizienz,
- zur Emissionsvermeidung bzw. -reduzierung
- sowie der Wirtschaftlichkeit

verfahrenstechnischer Prozesse der Energieversorgung, der Abfallwirtschaft und der Grundstoffindustrie. Dabei setzen wir Methoden und Werkzeuge für Recherchen, Messungen, Modellierungen, Bilanzierungen - unter Nutzung kommerzieller wie auch selbst entwickelter Hard- und Software - ein. Sie profitieren von unserem detaillierten Grundlagenwissen, den Erfahrungen aus Industrie, Wissenschaft und Administration und unserer Leidenschaft Ihre Fragen zu beantworten.

Dienstleistungen

- Beratung und Gutachten
- Machbarkeitsstudien
- Bewertung von Konzepten und Investitionsvorhaben
- wissenschaftliche Analysen
- Planung und Modernisierung von Anlagen
- Erstellung von Entwurfs-, Ausschreibungs-, Antrags- und Genehmigungsunterlagen
- Schadensanalysen
- usw.

ENVERUM GmbH
Dr.-Ing. Martin Pohl
Hohe Straße 17
01069 Dresden

Telefon: +49 (0) 351 / 87 32 92 70
Telefax: +49 (0) 351 / 87 32 92 75
E-Mail: info@enverum.de
URL: www.enverum.de

Optimierung der technischen Prozesse an der GMVA Oberhausen

Robert von Raven

1. Motivation 759
2. Anlagenbeschreibung 760
2.1 Feuerung 761
2.2. Kessel 761
2.3. Abgasreinigung 762
3. Vorstellung des Projekts *Retrofit* ***762***
3.1. Teilerneuerungen von Systemen 762
3.2. Digitalisierung 762
3.3. Validierung der vorhandenen Messungen und Regler 762
3.4. Feuerfestkonzept 763
4. Validierung der vorhandenen Messungen und Regler 763
4.1. Überprüfung der Verbrennungsluftmengen 763
4.2. Optimierung der Heißdampftemperaturregelung 768
5. Zusammenfassung 770
6. Quellen 771

1. Motivation

Nachdem die Anlagen der GMVA Oberhausen in Teilen auch schon ein gewisses Alter erreicht hatten, kamen die Überlegungen auf, wie die weitere Zukunft in Bezug auf Neubau oder Retrofit gestaltet werden soll.

Sieht man sich an, in welchem Spannungsfeld man sich mit solch einer Anlage bewegt, stellt man sehr schnell fest, dass es eine Vielzahl an Themen um eine MVA gibt. Im Schaubild in Abbildung 1 werden einige der neueren Themen, mit denen man sich vor einer Entscheidung in Richtung Neubau oder Retrofit auseinandersetzen sollte, dargestellt. Diese wurden sehr kontrovers diskutiert, was zu dem Ergebnis führte, zunächst nicht neu zu bauen, sondern ein umfassendes Retrofit anzugehen.

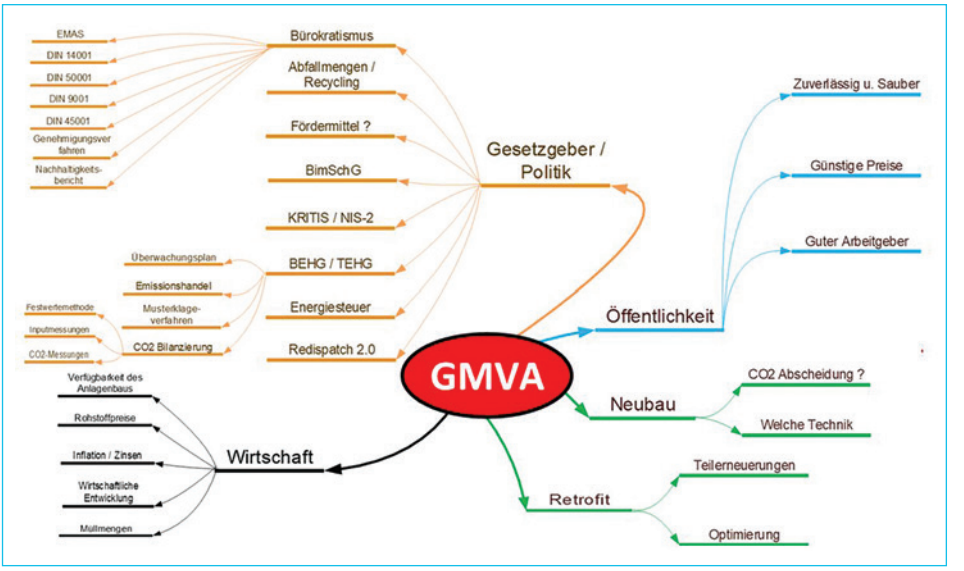


Abb. 1: Schematische Darstellung des Spannungsfelds

2. Anlagenbeschreibung

Die GMVA Oberhausen wurde in den 70iger Jahren auf dem Gelände des ehemaligen Zechenkraftwerks Concordia in Oberhausen Lirich errichtet. Im Laufe der Jahre erfolgten immer wieder Nachrüstungen und Erneuerungen, um den steigenden Anforderungen der 17. BImSchV folgeleisten zu können.

Heute verfügt die Anlage über vier Verbrennungslinien unterschiedlicher Baujahre. Aus einem Gesamtdurchsatz von 700.000 t/a werden 430.000 MWh Strom und bis zu 150.000 MWh Wärme erzeugt.

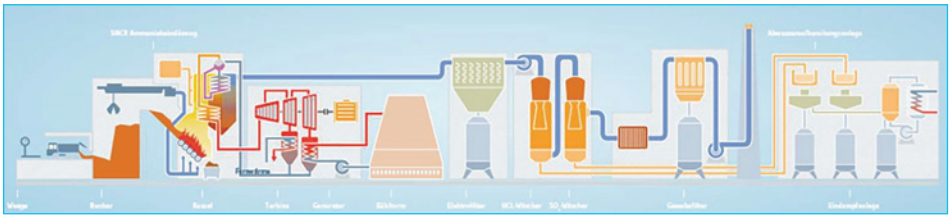


Abb. 2: Schematische Darstellung der Anlage [1]

Die Linien bestehen jeweils aus Rostfeuerung, Kessel und nachgeschalteter Abgasreinigungsanlage, bestehend aus Elektro-Filter, 2-stufigem Wäscher und Gewebefilter (Abbildung 2). Linie 3 ist die jüngste der vier Linien, sie liegt mit einem Durchsatz von bis zu 28 t Müll /h sowohl über der ältesten der vier Linien, K4 mit 24 t Müll /h als auch über den Linien K1 und K2 mit 25 t Müll /h.

2.1 Feuerung

Die von Babcock gebaute Walzenrostfeuerung besteht aus sechs Walzen, die in einer Achse mit 20° Neigung (Linie 4 hat 30°) hintereinander angeordnet sind und mit einem als Gleichstromfeuerung ausgeführten Feuerraum in den Kessel übergeht.

Dem Walzenrost wird mit einem 3-bahnigen Zuteiler (Linie 4 hat zwei Zuteiler) Brennstoff aufgegeben, die drei Zuteiler sind unterschiedlich breit, wobei der mittlere der breiteste ist und die beiden seitlichen jeweils gleich breit sind. Die Primärluft wird in 2-bahniger Ausführung über insgesamt 12 Zonen unter den Rostwalzen zugeführt. Sekundärluft wird über vier Düsenreihen in den Feuerraum zugeführt, davon sind drei Reihen im Zündgewölbe vorne, oben und hinten angeordnet und eine 4. Reihe auf der Rückwand im ersten Kesselzug.

Oberhalb der Sekundärluft-Zuführung im ersten Zug befinden sich drei SNCR-Ebenen, in denen Ammoniakwasser mit Druckluft fein zerstäubt der Feuerung zugeführt wird, um den NO_x-Gehalt im Abgas zu mindern.

2.2. Kessel

Der Kessel von Linie 4 ist als Vertikalkessel mit abgesetztem 2. Zug und gekühlten Membranwänden ausgeführt. Im unteren Teil des 1. Zuges befindet sich der Feuerraum, bereits im Übergang vom 1. in den 2. Zug befinden sich ein Schutzverdampfer und der Überhitzer 3.2. Im 2. Zug befinden sich die konvektiven Heizflächen von Überhitzer 3.1, Überhitzer 2 und Überhitzer 1 sowie der Economiser (Speisewasservorwärmung).

Zwischen den Überhitzern 1 und 2 sowie zwischen Überhitzer 2 und 3.1 wird durch Heißdampf-Konditionierung (Einspritzkühlung) die Dampftemperatur am Kesselaustritt auf 400 °C bei einem Druck von 40 bar geregelt. Alle Heizflächen des Kessels mit Ausnahme von Überhitzer 3.2 sind im (Kreuz-) Gegenstrom geschaltet, Überhitzer 3.2 ist im (Kreuz-) Gleichstrom geschaltet.

2.3. Abgasreinigung

Um den Anforderungen der 17. BImSchV gerecht zu werden, ist die Abgasreinigung mit einem Elektrofilter, einem HCl-Wäscher, SO_2-Wäscher und einem Gewebefilter ausgerüstet.

Das anfallende Abwasser wird in einer aufwendigen Abwasseraufbereitung und Eindampfanlage behandelt, um die Abwasserfreiheit der Anlage zu gewährleisten.

Der bei der Verbrennung entstehende Dampf wird in zwei Turbinen verstromt oder für die Versorgung der Stadt Oberhausen mit Fernwärme genutzt.

3. Vorstellung des Projekts *Retrofit*

Das Projekt Retrofit gliedert sich in vier Teilprojekte

3.1. Teilerneuerungen von Systemen

- Neubau der Entschlackung und der Mülleinfülltrichter

3.2. Digitalisierung

- Installation einer Online-Bilanzierung
- Füllstandprognose und Logistik aller Silos und Tanks für Betriebsstoffe und Reststoffe mithilfe einer KI-Anwendung

3.3. Validierung der vorhandenen Messungen und Regler

Diese Maßnahme beinhaltet unter anderem die

- Überprüfung aller Luftmengen (Primärluft, Sekundärluft, Brennersperrluft…)
- Überprüfung der Rohgasmessungen
- Überprüfung und Optimierung der FLR und SNCR
- Überprüfung und Optimierung der Kesselregler

3.4. Feuerfestkonzept

- Installation von Wärmestrommessungen zur Neubestimmung einer Feuerfestauskleidung im Bereich des Feuerraums
- Einbau von Claddingflächen und Rohren

Im Folgenden wird das Teilprojekt 3.3., Validierung der vorhandenen Messungen und Regler, weiter erläutert.

4. Validierung der vorhandenen Messungen und Regler

Um einen Überblick über die Anlage zu bekommen und mögliche Optimierungspotenziale zu bestimmen, wurden zunächst eine Kesselbegehung und eine Begutachtung der Feuerungsanlage im Revisionsstillstand durchgeführt.

Dazu wurde mithilfe der Anlagendokumentation, der Onlinebilanzierung und des Betriebes die Prozessführung gesichtet sowie Betriebserfahrungen abgefragt und diskutiert.

Bei der Besichtigung der Anlage wurden das Kesselhaus von der Kesseldecke bis zur Schlackehalle sowie der Kessel der Linie 4 während der Revision begangen und es konnten weitere Betriebserfahrungen und Informationen abgefragt und besprochen werden.

Die Sichtung von Betriebsdaten zeigte, dass Potenzial für eine stabile Fahrweise vorhanden war, dieses allerdings unter anderem durch Messunsicherheiten bei den Verbrennungsluftmengen noch nicht ausgeschöpft werden konnte. Für Vergleichsmessungen an den Verbrennungsluftkanälen wurden mit dem Betrieb Messstutzen festgelegt und eingebaut.

Die Heizflächen waren teilweise aufwändig durch Feuerfestzustellung bzw. Schutzschalen geschützt und hatten, auch in Hinblick auf die Wärmeverschiebung über die Reisezeit, Raum für Optimierung, indem heute an einigen Stellen mit Cladding statt Feuerfest gearbeitet wird.

4.1. Überprüfung der Verbrennungsluftmengen

Für eine geplante Optimierung der Anlagenfahrweise wurden die tatsächlich zugeführten Verbrennungsluftmengen bestimmt. Dazu wurden im Rahmen einer Messkampagne Vergleichsmessungen durchgeführt. Hierfür wurden im Vorfeld angebrachte Testmessstutzen an den Luftkanälen genutzt (Abbildung 3). Die so bestimmten, zugeführten Luftmengen wurden den Anzeigen im Leitsystem sowie der rechnerischen Bilanz gegenübergestellt und bewertet. Die Stöchiometrie der Verbrennungsebenen wurde aus den Messergebnissen ermittelt.

Wie aufwändig teilweise die Bestimmung einer Verbrennungsluftmenge und die korrekte Darstellung derselben im Prozessleitsystem (PLS) ist, soll am Beispiel der Vergleichsmessungen der Sekundärluft gesamt an Linie 4 dargestellt werden.



Abb. 3: Messstellen für Sekundärluft im runden Kanal saugseitig

Die Sekundärluft wurde im stabilen Volllastbetrieb druckseitig nach Gebläse im runden Kanal mithilfe von Pitot-Rohr-Messungen ermittelt, im Vergleich dazu zeigte die Betriebsmessung deutlich (Abweichung -22,8 %) weniger an, als über die Vergleichsmessung bestimmt wurde:

Sekundärluft gesamt gemessen	26.281 $m^3_{\text{i.N.}}/h$
Betriebsmessung (Anubar)	20.281 $m^3_{\text{i.N.}}/h$
(Abweichung -22,8 %)	

Abweichungen bis zu 5 % sind bei Vergleichsmessungen normal, Abweichungen im zweistelligen Bereich sind üblicherweise ein Indikator für eine genauere Untersuchung der Betriebsmessung. Die Messstelle für die Vergleichsmessung der gesamten Sekundärluft liegt vergleichsweise günstig: in einem geraden Kanalstück mit ausreichend Ein- und Auslaufstrecke und nur wenige Zentimeter von der Betriebsmessung entfernt.

Als Ursache für diese starke Abweichung der Vergleichs- zur Betriebsmessung wurde eine Verschmutzung der Betriebsmessung angenommen, da über 20 % weniger Durchfluss angezeigt als gemessen wurde. Diese Annahme bestätigte sich bei weiterer Überprüfung der Messstelle nicht, da der vom Drucktransmitter aufgenommene Differenzdruck sogar etwas höher lag als der über die Vergleichsmessungen ermittelte. Das ist bei der eingesetzten Itabar-Sonde üblich und durch das Messprinzip bedingt, was für eine korrekt arbeitende Messstelle sprach.

Also wurden erneut Vergleichsmessungen durchgeführt, diesmal bei unterschiedlichen Durchflüssen, und mit der Anzeige im PLS verglichen (Tabelle 1).

Tab. 1: Sekundärluftmessungen bei unterschiedlichen Durchflüssen

Betriebsmessung in $m^3_{i.N.}/h$	Vergleichsmessung in $m^3_{i.N.}/h$	Abweichung in %
18503	24718	25,1
20281	26281	22,8
30740	38515	20,2

Es zeigte sich, dass die Abweichung der Messungen zueinander mit zunehmendem Durchfluss abnahm. Dies ließ einen voreingestellten Faktor im Transmitter vermuten, der dann in der nachfolgenden radizierenden Berechnung im Leitsystem entsprechend kleiner wird.

Der dem gemessenen Differenzdruck der Itabar-Sonde entsprechende Ausgang aus dem Transmitter (4–20 mA) wird im Leitsystem druck- und temperaturkompensiert sowie radiziert (da der Differenzdruck ein Äquivalent der Strömungsgeschwindigkeit v^2 ist) und von 0 bis 100 % entsprechend 0–60.000 $m^3_{i.N.}/h$ skaliert. Diese Berechnung war in sich nachvollziehbar und soweit korrekt, die Abweichung lag also scheinbar an der Einstellung des Transmitters.

Der für diesen Kanalquerschnitt zu ermittelnde Wirkdruck wurde rechnerisch für mehrere Durchflüsse bestimmt. Dabei zeigte sich, dass der im Transmitter eingestellte Wirkdruck für 60.000 $m^3_{i.N.}/h$ mit 1,53 mbar weit über dem rechnerisch ermittelten Druck für diesen Durchmesser von 0,70 mbar lag. Scheinbar ging der für dieses Messprinzip voreingestellte Abwertungsfaktor zweimal in die Berechnung des Durchflusses ein, einmal aus den Einstellungen des Transmitters bei Inbetriebnahme 1984 und zum anderen in der Berechnung im Leitsystem, wodurch die Messung zu wenig anzeigte.

Bei erneutem Nachvollziehen der Berechnung des Messwertes über voreingestellte Faktoren der Messsonde und der nachfolgenden Verrechnung im PLS auf ein Äquivalent von 0 bis 100 % fiel auf, dass durch die zweimalige Verwendung des Wertes ½ in der Formel für den Durchfluss Geschwindigkeitsdruck delta p = ½ m v2 der Abwertungsfaktor der Sonde doppelt eingeht.

Da die Berechnung im Leitsystem im fehlersichern Teil der Vorbelüftung programmiert ist, war eine einfache Korrektur nur am Messumformer selbst möglich.

Der am Transmitter eingestellte Wirkdruck für den 100 %-Ausgang entsprechend 20 mA wurde auf die Hälfte des im Datenblatt der Sonde dokumentierten Wirkdrucks von 1.53 mbar auf 0,765 mbar eingestellt. Durch diese Einstellung am Transmitter entspricht nun schließlich die im PLS angezeigte Sekundärluftmenge (SL) mit hinreichender Genauigkeit den Vergleichsmessungen.

Infolgedessen stieg der angezeigte Messwert um knapp 30 % an wie in Abbildung 4 dargestellt, wobei sich der reale Durchfluss nicht veränderte.

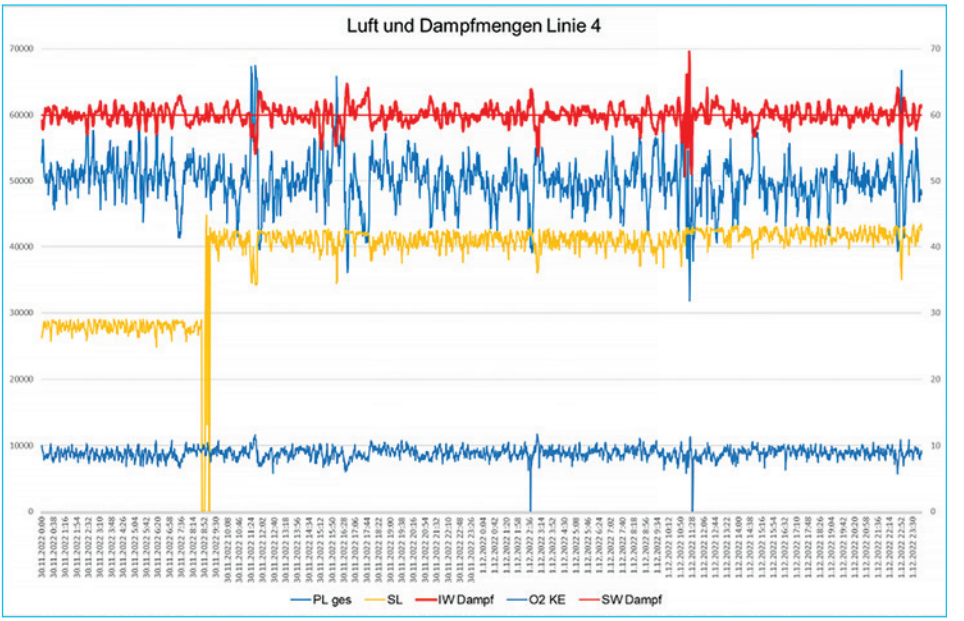


Abb. 4: Änderung der angezeigten SL-Menge im PLS

Im eingestellten Betriebszustand wurde die Sekundärluftmenge über eine Vordruckregelung in den einzelnen Sammlern geregelt. Änderungen bei der Berechnung der gesamten Sekundärluftmenge hatten daher – wie in Abbildung 4 dargestellt – keinen Einfluss auf die Verbrennungsluftregelung.

Die durch die Vergleichsmessungen bestimmten Mengen für die Verbrennungsluft wurden im Anschluss sowohl mithilfe einer Verbrennungsrechnung als auch mit der Bilanzierung von der Firma ENVERUM GmbH validiert.

Dazu wurden die aus der Leittechnik als 1-Minuten-Mittelwerte zur Verfügung gestellten Messwerte über zwölf Stunden im Zeitraum der durchgeführten Vergleichsmessungen gemittelt. Da über den Zeitraum der Vergleichsmessungen die einzelnen Verbrennungsluftmengen durch die aktive Regelung nicht konstant waren, wurden diese 12h-Mittelwerte mit den jeweils ermittelten Abweichungen aus den einzelnen Vergleichsmessungen korrigiert. Dies ermöglicht eine zeitbereinigte Bewertung der Volumenströme zueinander.

Die im Leitsystem erfassten Messwerte wurden stichprobenartig mit den Werten verglichen, die von ENVERUM für die Bilanzierung der Anlage verwendet werden und stimmten genau überein. Dies bestätigte die Annahme, dass die übermittelten Werte an derselben Messstelle erfasst werden, von der auch die PLS-Werte in das Trendarchiv übernommen werden, und dass auf diese keine Korrekturfaktoren angewendet werden.

In Abbildung 5 wird schematisch die Bilanz für die Feuerung von ENVERUM dargestellt.

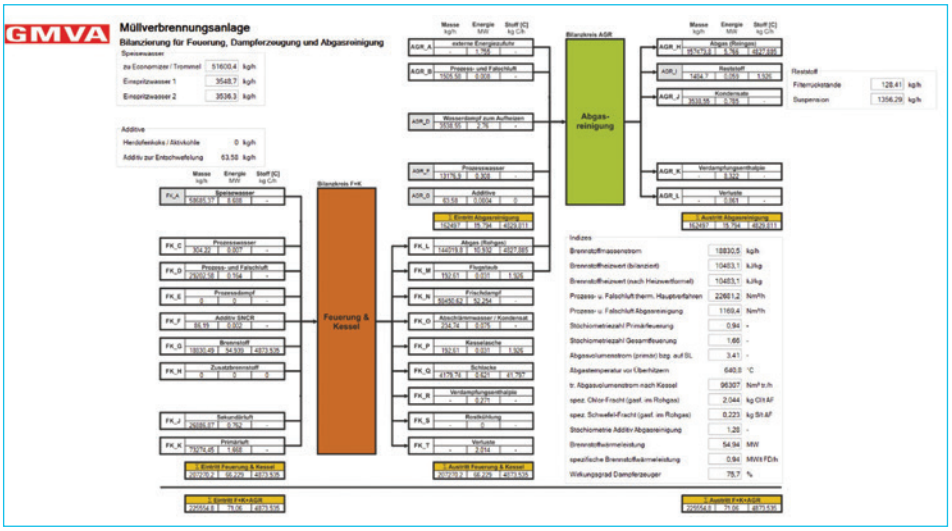


Abb. 5: Berechnung der Verbrennungsbilanz Linie 4

Die Gegenüberstellung der Werte zeigte, dass sich die Werte der Onlinebilanzierung mithilfe der Vergleichsmessungen gut validieren lassen und sich als größter Messfehler nicht wie ursprünglich erwartet die nur durch Vergleichsmessungen bestimmbare Falschluftmenge, sondern die Sekundärluftmenge herausstellte.

Die berechnete Falschluftmenge lag zuvor bei etwa 22.000 m^3 $_{i.N.}$/h und sank nach oben beschriebener Korrektur in der Onlinebilanzierung auf etwa 12.000 m^3 $_{i.N.}$/h bis 15.000 m^3 $_{i.N.}$/h (Abbildung 6), das entspricht der Summe der Brennersperrluft für Zünd- und Stützbrenner. Der O_2-Gehalt im Abgas an Kesselende und Kamin blieben dabei konstant, was die unveränderte reale Stöchiometrie der Verbrennung belegt. Es war damit keine signifikante unbestimmte Falschluftmenge mehr am Verbrennungsprozess beteiligt.

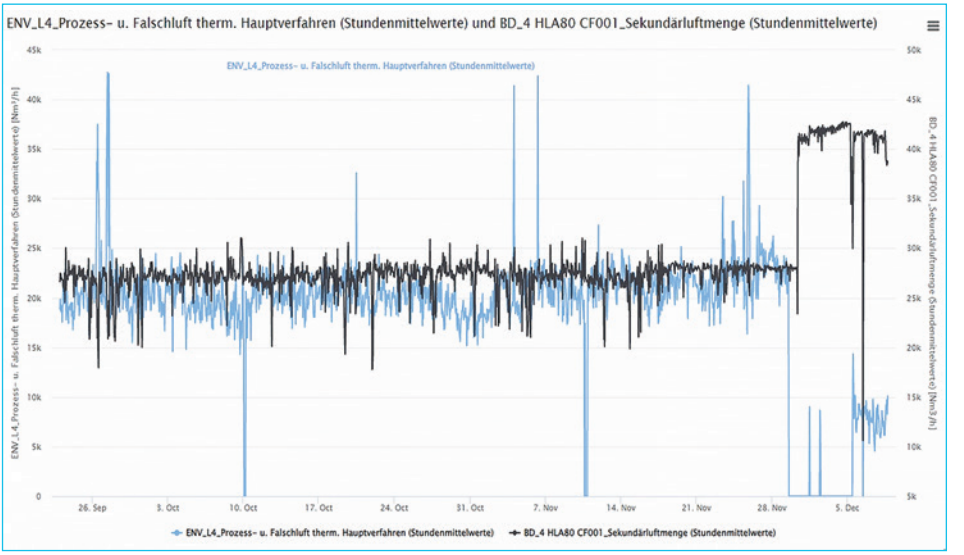


Abb. 6: Verschiebung der berechneten Falschluftmengen nach Anpassen der Sekundärluftmessung

Die Falschluft zu der Stützbrennern war mit bis zu 15.000 m^3 $_{i.N.}$/h sehr hoch und wurde beim nächsten Revisionsstillstand durch Nachrüsten eines Frequenzumformers (FU) am Sperrluftgebläse auf etwa 6.000 m^3 $_{i.N.}$/h reduziert. In der Folge lässt sich nun die Stöchiometrie der Verbrennung nachvollziehbar einstellen.

4.2. Optimierung der Heißdampftemperaturregelung

Ein weiterer Punkt, der großen Optimierungsbedarf zeigte, war die Regelung der Heißdampftemperaturen. Diese wies an Linie 4 mehrere Auffälligkeiten auf.

So erreichte die Regelung der Heißdampftemperatur am Kesselaustritt den eingestellten Temperatursollwert nicht, sondern driftete über die Reisezeit. Bei Lastschwankungen schien der Regler nicht sauber zu arbeiten, teilweise hohe Temperaturschwankungen von über 15 °C waren die Folge.

Eine erste Sichtung des Reglers ergab, dass die Programmierung nicht mehr ganz dem Stand der Technik entsprach. Durch schwer nachvollziehbare Faktoren, die händisch regelmäßig nachgepflegt werden mussten, wurde das Regelergebnis intern so verändert, dass ein konstantes Einhalten des Sollwertes über die Reisezeit nicht möglich war.

In der Folge schwankte die Heißdampftemperatur am Kesselaustritt zu Beginn der Reisezeit um 405 °C und sank bis Ende der Reisezeit kontinuierlich auf 395 °C bei einem eingestellten Sollwert von 400 °C (Abbildung 7).



Abb. 7: Dampftemperatur nach Überhitzer 3 an Linie 4 Januar 2018 bis Januar 2022

Bei Leistungsschwankungen reagierte der vorhandene Regler zu spät und dann zu stark, sodass die Heißdampftemperatur bei sinkender Last bis zu 13 °C unter Sollwert sank und bei folgender steigender Dampfmenge bis zum eingestellten Sollwert selbst ohne Lastspitze auf bis zu 18 °C über Sollwert anstieg (Abbildung 8). Heißdampftemperaturschwankungen von über 10 °C und sogar 15 °C entsprechen bei einer vorhandenen Regelung nicht dem Stand der Technik und die Regelgüte sollte unbedingt verbessert werden. Solche hohen Temperaturschwankungen können zusätzlich im Bereich der Überhitzerheizflächen Korrosion und Verschmutzung begünstigen.

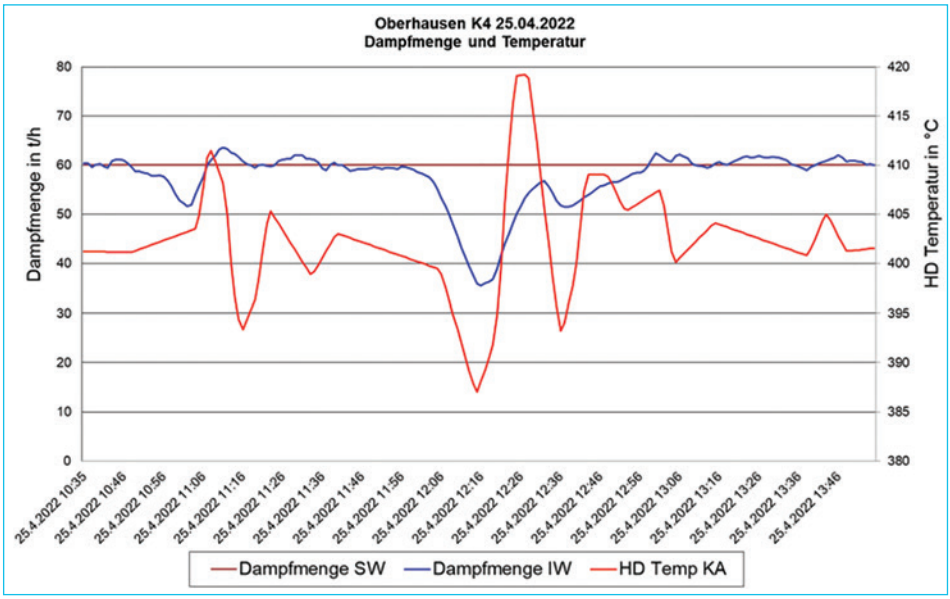


Abb. 8: Dampfmengenschwankung mit folgender Temperaturschwankung

Für die Einspritzungen 1 und 2 wurde jeweils eine Kaskadenregelung zur Dampftemperaturregelung [2] nach dem Stand der Technik programmiert, in Betrieb genommen und im Anschluss optimiert. Seitdem arbeiten beide Einspritzkühler im Regelbetrieb und tragen so zu einer besseren Regelgüte bei. Dies ist exemplarisch an der geänderten Einspritzwassermenge 1 (in Abbildung 9 schwarz

dargestellt) nach Inbetriebnahme des Reglers zu erkennen. Der Sollwert der Heißdampftemperatur nach Überhitzer 3 von 400 °C wird im Mittel stabil und ohne Drift erreicht, die maximalen Abweichungen sind auf bis zu +- 6 °C vom Sollwert bei Lastschwankungen gesunken. Bei stabiler Dampfproduktion liegt die Schwankungsbreite im Bereich < 4 °C. Die Regelgüte entspricht damit dem Stand der Technik und liefert eine vergleichbare Performance wie Neuanlagen, in denen üblicherweise eine Abweichung der Heißdampftemperatur vom Sollwert < 5 °C gefordert und erreicht wird.

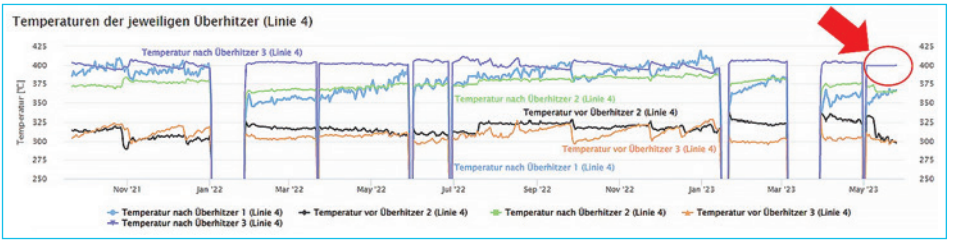


Abb. 9: Dampftemperaturen und Einspritzwassermengen Linie 4 Nov 2021 bis Mai 2023

5. Zusammenfassung

Die GMVA Oberhausen zeigt, auch aufgrund ihres Alters, einiges an Optimierungspotenzial, sowohl in Struktur als auch Technik. Die wichtige Frage, ob man in Richtung Neubau oder Retrofit geht, wurde nach Auseinandersetzung mit der Vielzahl an Themen, die es um eine MVA gibt, im Grundsatz dahin entschieden, zunächst nicht neu zu bauen, sondern in die Richtung Retrofit zu gehen.

Das Projekt Retrofit gliedert sich in die vier Teilprojekte Teilerneuerungen von Systemen, Digitalisierung, Validierung der vorhandenen Messungen und Regler und Feuerfestkonzept.

Aus dem Teilprojekt Validierung der vorhandenen Messungen und Regler wurden exemplarisch die zwei Optimierungsprojekte Validierung der Verbrennungsluftmengen und Optimierung der Heißdampftemperaturregelung an Linie 4 dargestellt.

Es zeigt sich, dass einiges an Optimierungspotenzial vorhanden war und mit zum Teil recht erheblichem Aufwand gehoben werden konnte. So wurden für eine Optimierung der Feuerung und die installierte Onlinebilanzierung die gemessenen Verbrennungsluftmengen validiert, Berechnungsfehler korrigiert sowie die Falschluftmengen bestimmt und verringert.

Die nicht mehr nachvollziehbare und unruhige Regelung der Heißdampftemperatur wurde durch Neuprogrammierung einer Dampftemperaturregelung nach Kraftwerksstandard auf den Stand der Technik gebracht und mittlerweile er-

folgreich an allen vier Verbrennungslinien installiert und in Betrieb genommen. Die weiteren Regelungen für Feuerung, SNCR und Kessel werden schrittweise überprüft und optimiert, um die vorhandenen Potenziale der Anlage zu heben.

So lässt sich durch Retrofit eine durchaus in die Jahre gekommene Anlage bei technisch gutem Zustand Schritt für Schritt an die gestiegenen Anforderungen an eine heutige MVA anpassen, wobei der Investitionsaufwand deutlich niedriger ausfällt als bei einem Neubau.

6. Quellen

[1] GMVA Gemeinschafts-Müll-Verbrennungsanlage Niederrhein GmbH, 2024: In: https://www.gmva.de/anlagentechnik/technik (Stand: 09.09.2024).

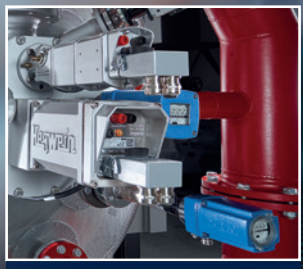
[2] Hess, G.; Sommer, U.; Otte, H.: *Leittechnik*. In: Kraftwerksschule e. V.: Lehrhefte für die Fortbildung zum geprüften Kraftwerker/zur geprüften Kraftwerkerin, Heft 12. Essen: Verlag technisch wissenschaftlicher Schriften, 2008, S. 257.

DURAG GROUP

FÜR EINEN SAUBEREN UND SICHEREN TECHNOLOGIEWANDEL

Verbrennung | Zündung | Sicherheit | Gasreinheitskontrolle





Systeme für Feuerungstechnik



Prozess- und Umweltmesstechnik



Dekarbonisierung / Energiewende

DURAG.COM

H2 READY

Wir sind bereit!

KI-gestützte Anomalieerkennung in gasgefeuerten Anlagen

Maik Nestler und Florian Schunke

1. Einführung 774

2. Regulatorische Anforderungen an PEMS – Aktueller Stand der Normung 774

2.1. Anforderungen der U.S. Environmental Protection Agency 774

2.1.1. 40 CFR Part 60 PS 16 775

2.1.2. 40 CFR Part 75 Subpart E 775

2.2. Anforderungen aus Sicht der EU 775

2.2.1. WG 37 – Europäische Normgebung für PEMS 776

2.2.2. Anwendbarkeit von PEMS in der EU 777

3. PEMS-Adaption auf Sensordatenvalidierung und Prognose 778

3.1. Konventionelles PEMS 778

3.2. Adaption 778

3.2.1. Priorisierung der Sensorvalidierung 779

3.2.2. Mess- und Erwartungswert 779

3.3. Kontinuierliche Modelloptimierung 780

4. Sensorvalidierungssystem im Detail 781

4.1. Betrachtung der Sensoren im Tupel (Datensatz) 781

4.2. Berücksichtigung des Messwertdeltas 781

4.2.1. Robustheit vs. Sensibilität 781

4.2.2. Unterscheidung zwischen Ausfall, Fehlfunktion und Änderung der Anlagenfahrweise 782

5. Anomalieerkennung in einer gasgefeuerten Anlage 782
5.1. ISO-Last 783
5.2. Einsatz des PEMS zur Anomalieerkennung 783
5.2.1. Fehlerkennung und Ersatzwert 784

1. Einführung

Predictive Emission Monitoring (PEM) stellt einen neuartigen, kostengünstigen Ansatz zur kontinuierlichen Emissionsüberwachung geführter Quellen dar. PEM-Systeme (PEMS) sind eine Alternative zu Automatischen Messeinrichtungen (AMS). Um für diese Aufgabe geeignet zu sein, müssen diese Systeme vollständig mit den geltenden Vorschriften zur behördlichen Emissionsüberwachung konform sein.

2. Regulatorische Anforderungen an PEMS – Aktueller Stand der Normung

Um als zertifizierbare und akzeptierte Alternative zu AMS anerkannt zu werden und damit als behördliches Überwachungsinstrument einsetzbar zu sein, müssen sich auch PEMS auf ein solides Fundament an Normen und Vorschriften stützen können und strikt deren Anforderungen erfüllen. Diese Regelwerke beschreiben Mindestanforderungen, Anwendbarkeit sowie die Qualitätssicherung der Methoden und Ergebnisse. Die wesentlichen regulatorischen Rahmenbedingungen wurden durch die U.S. Environmental Protection Agency (EPA) sowie durch die EU mit ihren Mitgliedsländern erarbeitet und gesetzt. Viele Länder, auch außerhalb der USA und der EU, stützen sich teilweise sehr wesentlich auf deren Inhalte, so folgen der Nahe Osten sowie teilweise Lateinamerika sehr eng der U.S. EPA. China auf der anderen Seite z. B. versucht eine Kombination der besten Elemente anzuwenden, ergänzt um eigene Vorschriften und ein eigenes Normungswesen.

2.1. Anforderungen der U.S. Environmental Protection Agency

Die U.S. EPA hat die Performance Specification (PS) 16 erarbeitet und darin die Anforderungen an ein PEMS festgelegt. Diese PS-16 ist Teil des sogenannten New Source Performance Standards (NSPS), auch als 40 Code of Federal Regulation (CFR) Part 60 bezeichnet. Auch in 40 CFR Part 75 finden sich im Subpart E *Alternative Monitoring*-Anforderungen, die PEMS erfüllt.

Im Folgenden werden die wesentlichen Elemente des Part 60 und Part 75 als Basis der behördlichen Emissionsüberwachung dargestellt.

2.1.1. 40 CFR Part 60 PS 16

Der Part 60 ist ein bereits seit 1971 existierendes umfängliches Kompendium an Vorschriften, welches stetig erweitert wurde. In diesem ist festgeschrieben, dass die kontinuierliche Überwachung von sogenannten *Primary Pollutants* (NO_x, SO_2, CO, Opazität und VOC) für Anlagentypen mit einer Leistung größer 29 MW erforderlich ist. In der Performance Spezifikation (PS) 16 ist die Verfahrensweise zur Zertifizierung und Qualitätssicherung eines PEMS geregelt. Diese entspricht dem nachfolgenden Schema:

1. Relative Accuracy Test Audit (RATA) – Anfängliche Zertifizierung: Mindestens 27 Vergleichsmessungen bei 3 verschiedenen Betriebsbedingungen. Eine Vergleichsmessung wird durch einen 21 Minutenmittelwert bestimmt.
2. Sensorvalidierung: Mindestens tägliche Überprüfung der Sensoren. Standard ist einmal pro Minute bzw. pro Ermittlungsintervall.
3. Relative Accuracy Audit (RAA) – Vierteljährliche Überprüfung: Mindestens neun Vergleichsmessungen mit einer portablen AMS
4. Jährliche RATA: Einmalige Durchführung des Testprozedere der anfänglichen Zertifizierung pro Jahr.

Wurden alle RAA's und RATA's im ersten Jahr bestanden, kann die Frequenz der RAA's auf einen halbjährlichen Rhythmus reduziert werden.

2.1.2. 40 CFR Part 75 Subpart E

Im Zuge des Clean Air Acts wurde 1993 der Part 75 veröffentlicht. Ziel war es, die kontinuierliche Emissionsüberwachung und Berichtslegung unter dem Acid Rain Program (ARP) der EPA zu etablieren. Hierbei regelt der Subpart E die Verwendung von PEMS als alternatives Ermittlungsverfahren. Die Qualitätssicherung und Zertifizierung sind dabei äquivalent zur PS 16 des Part 60. Eine Ausnahme bildet hier die Startphase eines PEMS. In dieser muss die Qualität des PEMS gegenüber einer Standardreferenzmethode über einer Dauer von 720 valider Betriebsstunden nachgewiesen werden.

2.2. Anforderungen aus Sicht der EU

In der EU gelten für ein PEMS dieselben Vorschriften und Normen wie für eine AMS. Die wesentlichen Normen sind:

- Directive (EUI) 2024/1785 of the European parliament and of the council of 24 April 2024 on industrial emissions – IED directive 2.0
- DIN EN 14181
- DIN EN 15267 Blatt 1 bis 3
- EU-Richtlinie 2015/2193
- VDI 4201 Teil 1 bis 4

Besonders wichtig ist die VDI 4201. Diese Richtlinie beschreibt digitale Schnittstellen, welche für eine nahtlose Integration des PEMS in die behördliche Emissionsdatenauswertung und weiterführend in Automatisierungsnetzwerke der Industrieanlagen von großer Bedeutung sind.

2.2.1. WG 37 – Europäische Normgebung für PEMS

Im Rahmen des Comité Européen de Normalisation (CEN) Technical Committee 264 *Air Quality* wurde Ende 2012 eine Arbeitsgruppe (Working Group) WG37 konstituiert. Der wesentliche Impuls ging dabei von den Niederlanden aus, basierend auf: *Netherlands technical agreement (NTA)* 7379 Guidelines for PEMS – Execution and quality assurance. Die WG37 wird einen europäischen PEMS-Standard (EN) erarbeiten: *working document 264153 Predictive Emission Monitoring Systems (PEMS) – Applicability execution and quality assurance*. Die derzeit vorliegende *Technical Specification (TS)* schließt die anwendbaren Teile der EN 14181 und der EN 15267, Teil 1–3 ein. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich zwischen der Qualitätssicherung in der PS 16 und der CEN/TS 17198 der EU.

Tab. 1: Vergleich Maßnahmen Qualitätssicherung PS 16 und CEN/TS 17198

Maßnahme	US EPA PS 16	CEN/TS 17198
Eignungsprüfung	nicht vorhanden	EN 14181 QAL 1
Anfängliche Zertifizierung	RATA	EN 14181 QAL 2
Sensorvalidierung	mind. einmal täglich	einmal pro Bestimmungszyklus
Unterjährige Prüfung	RAA	EN 14181 QAL 3
Jährliche Prüfung	RATA	EN 14181 AST

Mitgliedsländer der Arbeitsgruppe waren die Niederlande, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Großbritannien, Italien, Norwegen, Schweden und Spanien. Die Abstimmung, um dieses Projekt nach Erarbeitung der TS zu aktivieren, fand Mitte 2016 statt und ergab eine einstimmige Bewilligung. 2018 veröffentlichte die Working Group (WG) 37 einen Weißdruck für die Verwendung von PEMS in Industrieanlagen. Die technische Spezifizierung CEN/TS 17198 beschreibt dabei *Emissionen aus stationären Quellen – Vorhersa-*

gende Systeme für die Überwachung der Emissionen (PEMS) – Eignung, Anwendung und Qualitätssicherung. Die CEN/TS hat verbindliche Gültigkeit und wird in vielen Anlagen der Europäischen Union als Basis für die Anwendbarkeit der PEMS-Technologie genutzt.

2.2.2. Anwendbarkeit von PEMS in der EU

Die deutsche Kommission Reinhaltung der Luft im VDI/DIN (KRdL) hat darüber hinaus eine Untergruppe zur Arbeitsgruppe *Emissionsermittlung mit automatischen Einrichtungen* gegründet, die als deutsches Spiegelgremium u. a. auch für die WG37 fungierte. Aufgabe dieses Gremiums war die Erarbeitung einer deutschen VDI-Expertenempfehlung VDI EE 3952 zu PEMS. Die Expertenempfehlung wurde im Jahr 2024 veröffentlicht und beinhaltet im Wesentlichen folgende Schwerpunkte für den regulatorischen Einsatz in Deutschland:

- Normative Grundlagen zum Einsatz von PEMS
- Grundlegender Aufbau und Implementierung eines PEMS
- Anforderung zur Eignungsprüfung und Zertifizierung
- Prüfung des ordnungsgemäßen Einbaus
- Kalibrierung und Validierung des PEMS
- Funktionsprüfung und Qualitätssicherung

Die Expertenempfehlung VDI EE 3952 beschreibt ebenfalls die Anwendungsbereiche des PEMS für den Einsatz zur kontinuierlichen Emissionserfassung an erdgasgefeuerten Verbrennungsanlagen. Durch die Expertenempfehlung VDI EE 3952 wird somit der Einsatz des PEMS in z. B. Gasturbinen, Verdichterstationen, Gasmotoren, Biogasanlagen etc. unterstützt.

Hinsichtlich einer Nutzung von PEMS als Alternative zur AMS kann die Lesart zugrunde gelegt werden, dass Emissionen nicht notwendigerweise mit Analysatoren gemessen werden müssen. Die 13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes aus dem Juli 2021 besagt unter § 17, dass der Betreiber Emissionsparameter kontinuierlich zu ermitteln, zu registrieren, auszuwerten und gegebenenfalls der zuständigen Behörde unverzüglich zu übermitteln hat. Ähnlich liest sich die Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz unter 5.3.3.4:

… Auswahl von Einrichtungen zur Feststellung der Emissionen. Für die kontinuierlichen Messungen sollen geeignete Mess- und Auswerteeinrichtungen eingesetzt werden, die die Werte der nach Nummer 5.3.3.2, Nummer 5.3.3.3 oder Nummer 5.3.4 zu überwachenden Größen kontinuierlich ermitteln, registrieren und nach Nummer 5.3.3.5 auswerten.

Das Ermitteln, mittels geeigneter Verfahren zur Bestimmung der Emissionen, kann durch Messen oder Berechnen gleichermaßen erfolgen. Für einen angestrebten Einsatzfall eines PEMS als behördliche Emissionsermittlung ist die Abstimmung mit der zuständigen Behörde erforderlich. Daher ist für die Anwendung von PEMS und deren behördliche Akzeptanz – vor allem beim Fehlen von eindeutigen und verpflichtend anzuwendenden Standards – ein frühzeitiges Einbinden der zuständigen Überwachungsbehörde notwendig.

3. PEMS-Adaption auf Sensordatenvalidierung und Prognose

PEMS-Installationen werden verwendet als Alternative für konventionelle AMS zur Bestimmung der Emissionen im Kamin. Es basiert auf mathematischen Verfahren wie multivariate Statistik und lineare Modellierung. Der Algorithmus ist nicht fixiert auf die Bestimmung von Emissionsgrößen, sondern auf die Bestimmung von Zielgrößen auf Basis von Eingangsgrößen mit der Hilfe eines trainierten, mathematischen Modells.

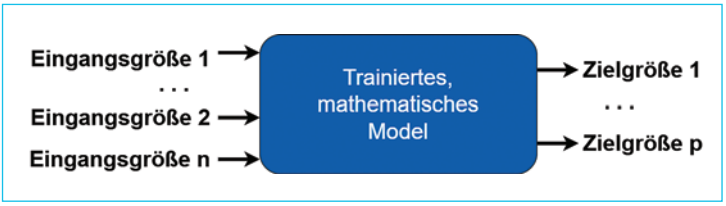


Abb. 1: Funktionsweise PEMS

3.1. Konventionelles PEMS

Der Fokus bei der Verwendung von PEMS-System liegt in der Bestimmung von Emissionsgrößen zur regulativen, kontinuierlichen und behördlichen Emissionsüberwachung. Konventionell wird ein PEMS auf Basis von Trainingsdaten, welche Sensordaten der Anlage sowie zeitsynchrone, gemessene Emissionsdaten einer mobilen AMS beinhalten, modelliert und folgend zur Bestimmung von Emissionsdaten auf Basis von Sensordaten und dem Emissionsmodell verwendet.

3.2. Adaption

Der generalisierte Ansatz zur Erstellung eines PEMS-Modells wird genutzt, um anderweitige Zusammenhänge innerhalb von gasgefeuerten Anlagen zu modellieren. Hierzu entsprechen die Zielgrößen nicht mehr Emissionsgrößen, sondern anderen Prozessgrößen der Anlage. Es kann sich um beispielsweise Prozessgrößen handeln, welche nicht gemessen, sondern berechnet werden

(Brennstoffstrom, ISO-Last o. ä.) oder Prozessgrößen, deren Messung eine betriebliche Relevanz hat, aber deren Qualitätssicherung sehr aufwändig ist. Demzufolge wird das PEMS adaptiert auf die Überwachung und Validierung von Prozessgrößen zur Optimierung der Prozessüberwachung.

3.2.1. Priorisierung der Sensorvalidierung

Im Rahmen der Adaption des PEMS zur intelligenten, KI-gestützten Prozessüberwachung erhält das integrierte Sensorvalidierungssystem (SVS) eine erhöhte Priorität. Ist das SVS als Bestandteil eines PEMS zur kontinuierlichen, behördlichen Emissionsüberwachung primär als Ergänzung zum Qualitätsmanagement der verwendeten Prozesssensoren in Verwendung, werden die Erkenntnisse der Sensorvalidierung im Rahmen der kontinuierlichen, intelligenten Prozessüberwachung zur Bestimmung von Key-Performance-Indizes (KPI) aller Eingangsgrößen verwendet. Daher steigt die Priorität des SVS signifikant und ist der primäre Fokus bei der intelligenten Prozessüberwachung.

3.2.2. Mess- und Erwartungswert

Zur Validierung der aktuellen Messwerte eines im Berechnungsmodell verwendeten Sensors s_i wird jede Minute ein Erwartungswert s^*_i durch das trainierte Sensorvalidierungsmodell bestimmt.

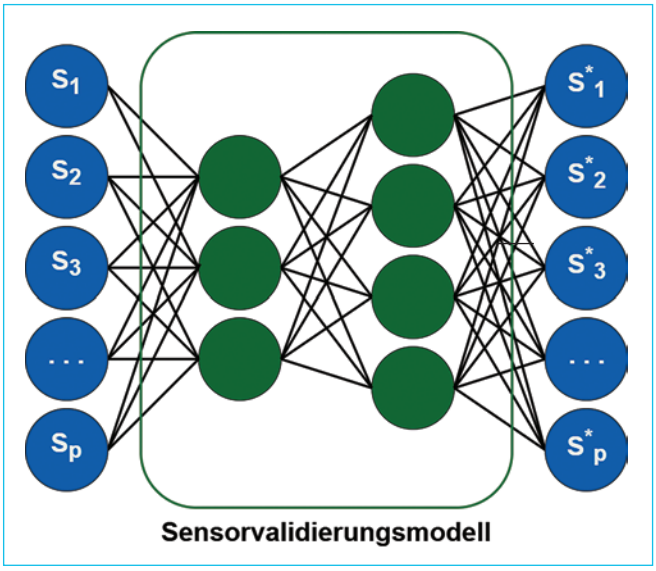


Abb. 2: Bestimmung Erwartungswerte s^*_i.

Durch einen Vergleich von Messwert und Erwartungswert erfolgt eine Validierung aller Sensorwerte des Berechnungsmodells. Es wird kontinuierlich die Differenz

$$KPI_{diff} = s^*_i - s_i \tag{1}$$

sowie der Quotient

$$KPI^{quot}_i = \frac{s^*_i}{s_i} \tag{2}$$

bestimmt. Je nach Sensorinformation wird die Differenz KPI^{diff} oder der Quotient KPI^{quot} verwendet, um eine Entscheidung darüber zu treffen, ob der aktuelle Messwert des Sensors valide ist.

3.3. Kontinuierliche Modelloptimierung

Der Einsatz eines PEMS zur Prozessüberwachung hat den Vorteil, dass im Gegensatz zum konventionellen Einsatz eines PEMS auch für die Zielgrößen Messwerte zur Verfügung stehen. Daher kann zur automatisierten Verbesserung und Optimierung des mathematischen Berechnungsmodells KI eingesetzt werden. Unerlässlich für die KI gestützte Modelloptimierung ist das Sensorvalidierungssystem des PEMS. Die KI ist so konfiguriert, dass nur diejenigen Datenpunkte zur Optimierung des Berechnungsmodells verwendet werden können, welche durch das Sensorvalidierungssystem als valide erkannt wurden.

Im ersten Schritt der Sensorvalidierung werden aktuelle Sensorwerte s_1 bis s_p aufgenommen. Durch das Sensorvalidierungsmodell wird für jeden Sensorwert s_i ein Erwartungswert s^*_i bestimmt. Über den Vergleich von Sensorwert und Erwartungswert bestimmt das System, ob ein Sensorwert valide ist. Ist diese Prüfung für alle Sensoren positiv, so wird der Datenpunkt verwendet, um das Berechnungsmodell zu optimieren.

Wird durch das Sensorvalidierungssystem festgestellt, dass über einen längeren Zeitraum keine validen Datenpunkte vorliegen, so wird diese Phase als neue Anlagenbetriebsart erkannt und ebenfalls dem Berechnungsmodell hinzugefügt. Neu hinzugefügte Anlagenbetriebsarten werden im System dokumentiert. Diese Phasen werden vor der Installation des optimierten Berechnungsmodells durch den Systemingenieur geprüft. Wird hierbei festgestellt, dass es sich nicht um eine neue Anlagenbetriebsart handelt, sondern um einen fehlerhaften Anlagenzustand, so wird diese Phase wieder exkludiert.

4. Sensorvalidierungssystem im Detail

Das Sensorvalidierungssystem basiert auf einer Kombination verschiedener, multivariaten statistischen Verfahren. Im Folgenden wird ein kurzer Einblick in die Verfahrensweise des SVS gegeben.

4.1. Betrachtung der Sensoren im Tupel (Datensatz)

Bei der Validierung eines Sensors wird der Messwert stets im Kontext zu Messwerten ähnlicher Sensoren betrachtet. Sensoren werden als ähnlich zueinander angesehen, wenn z. B.

- die absolute Korrelation hoch ist,
- ein kausaler Zusammenhang besteht oder
- mithilfe von statistischen Verfahren ein Zusammenhang festgestellt wurde.

Nur wenn der Messwert eines Sensors zusammen mit den Messwerten der ähnlichen Sensoren einen plausiblen Wert liefert, wird dieser als valide gekennzeichnet. Als statistische Verfahren werden u. a. angewendet:

- Clusteranalyse
- Hauptkomponentenanalyse (PCA)
- Q-Statistik

4.2. Berücksichtigung des Messwertdeltas

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Veränderung des Messwertes. Der aktuelle Messwert eines Sensors kann eine signifikant andere Anlagensituation beschreiben, wenn der vorherige Messwert größer bzw. kleiner war. Betrachtet man zum Beispiel die Brennstoffmenge, so beschreibt eine ansteigende Brennstoffmenge, dass die Anlage ihre Leistung erhöht und z. B. der Druck im Brennraum zunimmt. Nimmt die Brennstoffmenge hingegen ab, so ist mit einer Abnahme der Leistung zu rechnen und z. B. einer Abnahme des Brennraumdrucks.

4.2.1. Robustheit vs. Sensibilität

Eine der größten Herausforderungen beim Sensorvalidierungssystem ist es, die schmale Integration zwischen Robustheit und Sensibilität darzustellen. Das System sollte zum einen sensibel genug sein, unnormale Abweichungen in den Messwerten der Sensoren sofort zu erkennen und zum anderen robust genug, um nicht schon bei der kleinsten Abweichung von der Erwartung einen Fehler zu kommunizieren. Daher wird im SVS für jeden Sensor ein Vertrauensbereich

definiert. Dieser basiert unter anderem auf der ausgewiesenen Messwerttoleranz des Sensors. Ergänzenden Einfluss hat dabei die Variabilität des Sensors aus den aufgezeichneten Trainingsdaten der Messkampagne. Ein zu geringer Vertrauensbereich hat den Effekt einer zu sensiblen Meldung von falsch positiven Ereignissen, das heißt, Sensoren werden fälschlicherweise als nicht valide gekennzeichnet. Dies führt zu einer Meldungsflut im Managementsystem und verunsichert das Betreiberpersonal. Um die notwendige Betriebssicherheit einzustellen, ist es notwendig, die Vertrauensbereiche so anzupassen, dass die falsch positiven Ereignisse systemisch verhindert werden und gleichzeitig die Sensibilität zur Identifizierung von nicht validen Sensoren effektiv möglich ist.

4.2.2. Unterscheidung zwischen Ausfall, Fehlfunktion und Änderung der Anlagenfahrweise

Bei einem negativen Ausgang der Sensorprüfung ist es oft schwierig zu bestimmen, ob es sich um

1. einen Sensorausfall handelt. D. h. der Sensor ist defekt und liefert keine Messwerte. Oft liefern die verwendeten Sensoren keine Statusinformationen. Daher bekommt das PEMS weiter einen Messwert. Meistens bleibt dieser dann konstant.
2. eine Fehlfunktion des Sensors handelt. D. h. der Sensor liefert Messwerte, welche größer oder kleiner als die realen Werte sind.
3. eine Änderung der Anlagenfahrweise handelt. D. h. der Sensor misst korrekt, jedoch ist der aktuelle Anlagenzustand nicht Bestandteil der Trainingsdaten gewesen.

Gerade eine Fehlfunktion von einer Änderung der Anlagenfahrweise zu unterscheiden ist oft nicht möglich. Daher muss bei permanenten Störungsmeldungen für einen Sensor oft eine weitere Analyse der Anlage zu dem Zeitpunkt der Ereignisse durchgeführt werden, um die Ursache herauszufinden.

5. Anomalieerkennung in einer gasgefeuerten Anlage

Praktische Anwendung findet das System zum Beispiel in der Verifizierung und Validierung der ISO-Last in gasgefeuerten Anlagen.

5.1. ISO-Last

Die ISO-Last ist ein standardisierter Referenzwert für gasgefeuerte Anlagen, insbesondere Gasturbinen. Unter der ISO-Last versteht man die Leistung bzw. den Betriebszustand einer gasgefeuerten Anlage unter festgelegten Normbedingungen nach ISO 2314 (für Gasturbinen). Diese Referenz dient dazu, Anlagen unabhängig von Umgebungsbedingungen vergleichbar zu machen.

Die ISOLast wird unter folgenden Randbedingungen angegeben:

- Umgebungstemperatur: 15 °C
- Luftdruck: 1.013 bar (1013 mbar)
- Relative Luftfeuchte: 60 %
- Keine Einflüsse durch Verschmutzung oder Alterung
- Brennstoff: definierte Gasqualität (z. B. Erdgas mit festgelegtem Heizwert).

Das bedeutet in der Praxis, dass die ISOLast ein Referenzwert und kein realer Betriebszustand ist. Die tatsächlich verfügbare Leistung einer gasgefeuerten Anlage weicht im Betrieb meist ab, z. B. durch:

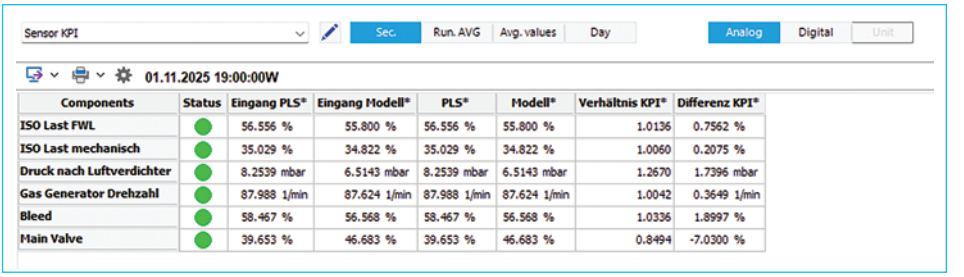
- höhere Umgebungstemperaturen ergo geringere Luftdichte ergo weniger Leistung
- anderer Luftdruck (Höhenlage) oder
- Luftfeuchtigkeit

5.2. Einsatz des PEMS zur Anomalieerkennung

Jeder Hersteller einer Gasturbine gibt die ISO-Last als Kenngröße zur normierten Leistung der Gasturbine über eine definierte Schnittstelle an das PLS beim Anlagenbetreiber. Aufgrund der fehlenden Möglichkeit der Qualitätskontrolle dieses Wertes und der Wichtigkeit in Bezug auf behördliche Überwachungspflichten ist der Betreiber an einem System zur Validierung der ISO-Last interessiert. Dazu wird ein PEMS eingesetzt, welche zum einen Messwerte aus den PLS wie

- Druck nach Gasverdichter
- Gasgenerator-Drehzahl
- Bleed und
- Hauptventilstellung

verwendet und zum anderen die aktuell bestimmten ISO-Last Werte erhält. Auf Basis dieser Informationen wird ein Berechnungsmodell für die ISO-Last und ein Sensorvalidierungsmodell für die verwendeten Sensoren erstellt.



Components	Status	Eingang PLS*	Eingang Modell*	PLS*	Modell*	Verhältnis KPI*	Differenz KPI*
ISO Last FWL		56.556 %	55.800 %	56.556 %	55.800 %	1.0136	0.7562 %
ISO Last mechanisch		35.029 %	34.822 %	35.029 %	34.822 %	1.0060	0.2075 %
Druck nach Luftverdichter		8.2539 mbar	6.5143 mbar	8.2539 mbar	6.5143 mbar	1.2670	1.7396 mbar
Gas Generator Drehzahl		87.988 1/min	87.624 1/min	87.988 1/min	87.624 1/min	1.0042	0.3649 1/min
Bleed		58.467 %	56.568 %	58.467 %	56.568 %	1.0336	1.8997 %
Main Valve		39.653 %	46.683 %	39.653 %	46.683 %	0.8494	-7.0300 %

Abb. 3: Kontinuierliche Überwachung der Sensor-KPI's

Im laufenden Betrieb werden dann kontinuierlich die eingelesenen Messwerte aus dem PLS den berechneten Zielgrößen des Berechnungsmodell sowie den Erwartungswerten des Sensorvalidierungsmodells gegenübergestellt (Abbildung 3). Sowohl der Quotient (Verhältnis) als auch die Differenz können mit Schwellwerten zur Alarmauslösung belegt werden. Wird ein definierter Wert über- oder unterschritten, so erfolgt eine Meldung an das PLS.

5.2.1. Fehlerkennung und Ersatzwert

Abbildung 4 zeigt die Möglichkeiten des Systems. Es wurde eine große Diskrepanz zwischen Eingangswert aus dem PLS und berechneten Wert durch das PEMS erkannt. Zusätzlich ist erkennbar, dass der Eingangswert aus dem PLS die natürlichen Grenzen des auf 0 % bis 100 % normierten Wertes der ISO-Last verletzt. Der Betreiber wurde zum einen online über den fehlerhaften Wert informiert und hat zum anderen instant einen validierten, qualitätsgesicherten Ersatzwert zur Verfügung (Abbildung 4). Dieser kann zur weiteren Verarbeitung und Auswertung verwendet werden.

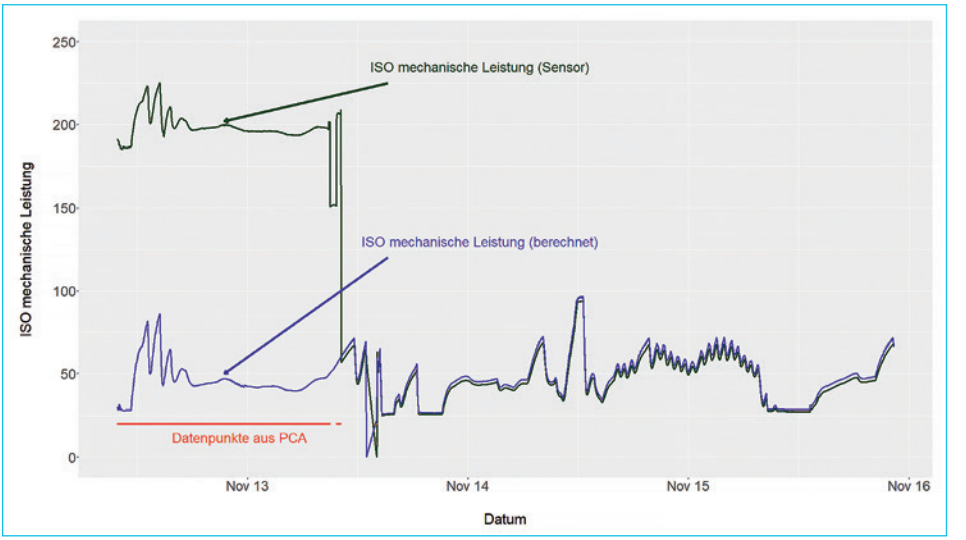


Abb. 4: Fehlererkennung und Ersatzwert

Durch den Mehrwert einer signifikant eingestellten Anomalieerkennung auf die jeweiligen Anlageneigenschaften erhält der Betreiber eine aussagefähige kontinuierliche Überwachung der sensiblen Anlagen- und Prozessteile. Dadurch ist es möglich, die Kosten für Wartung, Service und Reparaturen zu senken und gleichzeitig die Flexibilität in der Produktion – auch in Betracht auf planmäßige Revisionen – zu erhöhen. Ergänzend stellt die Implementierung der KI, unabhängig von PEMS in unterschiedlichen Anlagenteilen und verteilten Liegenschaften, die Basis für eine universelle KPI-Auswertung und Betrachtung auch prognostizierter Werte dar. Derartige Systeme sind Bestandteil einer mittelfristigen Strategie, um den effizienten sowie sicheren Betrieb von technischen Anlagen und Produktionsstätten erheblich zu steigern.

AUTONOMOUS OPERATIONS

Schrittweise zur autonomen Anlage

Auf dem Weg zur autonomen Industrieanlage durch das Zusammenwirken von Automatisierung, Digitalisierung und KI-gestützen Systemen.



Mehr erfahren

Von der Automatisierung zur Autonomie
Wie Digitalisierung und KI die industrielle Produktion erweitern

Ricard Petranovic und Marco Ulrich

1. Einleitung 787
2. Grundlagen: Automatisierung und Autonomie 789
3. Autonomie in der Industrie: Strukturierung und Taxonomie 790
4. Treiber und Herausforderungen der Entwicklung 792
5. Technologische Umsetzung autonomer Systeme 793
6. Der Weg zur autonomen Anlage 795
7. Nutzen und Mehrwert 797
8. Ausblick und Fazit 798
9. Quellen 798

1. Einleitung

Die industrielle Produktion befindet sich in einer Phase tiefgreifender Transformation. Während klassische Automatisierung lange darauf ausgerichtet war, definierte Prozesse stabil, effizient und reproduzierbar auszuführen, entsteht heute mit autonomen Betriebsprozessen ein erweitertes Paradigma. Dieses zielt nicht mehr nur auf die Ausführung vorgegebener Regeln, sondern auf die Fähigkeit, komplexe Situationen zu erkennen, zu bewerten und adaptive Entscheidungen in Echtzeit zu treffen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die zentrale Frage, wie sich schrittweise ein höherer Grad an Autonomie in der industriellen Produktion erzielen lässt und welchen Beitrag Digitalisierung und künstliche Intelligenz zu dieser Entwicklung leisten.

Die Relevanz des Themas ergibt sich aus mehreren parallelen Entwicklungen (Abbildung 1). Erstens wächst die Komplexität industrieller Systeme durch Digitalisierung, Industrie 4.0, vertikale Integration und stärkere Vernetzung über Unternehmens- und Prozessgrenzen hinweg. Datenmengen und Analyseanforderungen steigen massiv an. Moderne Anlagen erzeugen heute nicht mehr nur einige Hundert Datenpunkte, sondern durch eine steigende Komplexität teils Hunderttausende Datenpunkte, die in Echtzeit verarbeitet werden müssen [1]. Zweitens verschärft der Fachkräftemangel den Handlungsdruck, weil erfahrene Bediener und Anlagenexperten schneller aus dem Arbeitsmarkt ausscheiden, als ihr Wissen ersetzt werden kann [2]. Drittens steigen die Anforderungen an Verfügbarkeit, Qualität, Sicherheit, Nachhaltigkeit und Kosteneffizienz [3] [4]. In diesem Beitrag wird diskutiert, wie das Thema Autonomie in der industriellen Produktion anhand einer sechsstufigen Taxonomie klar strukturiert werden kann und wie es gelingt, schrittweise den Autonomiegrad einer Anlage zu erhöhen. Der Beitrag ordnet die grundlegenden technologischen Konzepte ein, zeigt, wie klassische Automatisierung und selbstlernende Verfahren zusammenspielen und diskutiert Treiber, Risiken und Umsetzungspfade. Abschließend werden Lösungsansätze von ABB betrachtet, die zeigen, wie der Weg zu höheren Autonomiestufen in realen Industrieanwendungen konkret ausgestalten werden kann.



Abb. 1: Parallele Entwicklungen als Treiber von Autonomie in der insdustriellen Produktion

2. Grundlagen: Automatisierung und Autonomie



Abb. 2: Unterschied zwischen Automatisierung und Autonomie

Automatisierung beschreibt Prozesse oder Systeme, die Aufgaben mit minimalem menschlichem Eingriff innerhalb klar definierter Anweisungen und eines begrenzten Betriebsrahmens ausführen. Charakteristisch sind regelbasierte Logiken, strukturierte Eingangsdaten und ein begrenzter Handlungsraum. In der industriellen Praxis zeigt sich dies in klassischer Prozessleittechnik, in Sicherheitsfunktionen, Standardregelkreisen und Advanced Process Control unter Normalbedingungen. Automatisierte Systeme können hochkomplex sein, bleiben aber in ihrem Verhalten grundsätzlich deterministisch: Für bekannte Zustände und definierte Eingaben liefern sie vorab spezifizierte Ergebnisse (Abbildung 2, links). Für komplexere Entscheidungen, Priorisierungen oder unerwartete Anomalien bleibt der Mensch jedoch erforderlich [5] [6].

Autonomie geht über Automatisierung hinaus. Ein autonomes System kann sein Verhalten während des Betriebs in Reaktion auf unvorhergesehene Ereignisse eigenständig verändern. Im Unterschied zur reinen Regelanwendung arbeitet es nicht nur entlang klar definierter Parameter, sondern kann weniger strukturierte Informationen verarbeiten, lernen, bewerten und sich an neue Situationen anpassen. Entscheidend ist damit nicht nur die Ausführung vorgegebener Aktionen, sondern die Fähigkeit, auf Basis von Erfahrung und Kontext Entscheidungen zu treffen und Handlungen abzuleiten (Abbildung 2, rechts). Autonomie bedeutet folglich die schrittweise Übergabe immer anspruchsvollerer Aufgaben vom Menschen an das System [5] [6].

Um ein höheres Maß an Autonomie in der industriellen Anwendung zu erreichen, kommen mehrere Technologien zum Einsatz: Künstliche Intelligenz und speziell maschinelles Lernen erweitern die Fähigkeit von Systemen, aus Daten zu lernen, Muster zu erkennen, damit Vorhersagen zu treffen und bei Entscheidungen zu unterstützen. Industrial OT und umfassende Datenintegration schaffen die Voraussetzung, Betriebs-, Sensor-, Zustands-, Markt- und Umfelddaten in einem gemeinsamen Kontext auszuwerten. Cloud- und Edge-Architekturen ermöglichen es, große Datenmengen sowohl lokal in Echtzeit als auch übergreifend für Flotten- und Langzeitanalysen zu verarbeiten. Ergänzend spielen Smart Sensing, digitale Zwillinge, Cybersicherheit und offene, standardbasierte Architekturen eine zentrale Rolle, weil sie Interoperabilität, Skalierung und sichere Umsetzung fördern.

3. Autonomie in der Industrie: Strukturierung und Taxonomie

Autonomie in industriellen Anwendungsfeldern lässt sich – in Anlehnung an die standardisierte Sechs-Stufen-Struktur des autonomen Fahrens – gut anhand einer Taxonomie von Stufe 0 bis Stufe 5 strukturieren. Diese Einteilung macht sichtbar, wie sich die Rolle des Menschen schrittweise verändert: von vollständiger Kontrolle über Überwachung und Eingriff im Bedarfsfall bis hin zu weitgehend oder vollständig autonomen Systementscheidungen [5] [6].

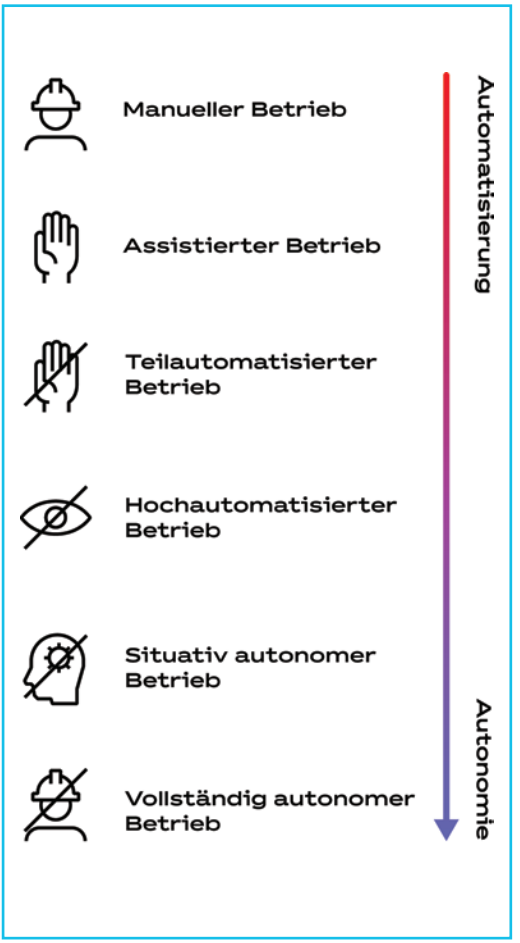
Autonomie-Stufen (0–5)

Stufe 0 steht für vollständig manuelle Betriebsprozesse, auch wenn dort bereits Automatisierung z. B. für Low-Level Saftey Automatisierung vorhanden ist. Der Mensch hat die volle Kontrolle.

Stufe 1 beschreibt unterstützte Betriebsprozesse, bei denen das System Teilaufgaben assistiert. Das System unterstützt, der Mensch entscheidet.

Stufe 2 steht für Teilautomatisierung mit temporärer Entlastung des Bedieners. Das System führt Routine-Logik aus. Der Mensch überwacht und greift bei Bedarf ein.

Stufe 3 umfasst hohe Automatisierung mit kontinuierlicher Überwachung, Alarmierung und Lösungsvorschlägen. Hochautomatisierte Prozessführung durch das System, Mensch als Fallback mit proaktiver Warnung und Lösungsvorschlägen.



Stufe 4 beschreibt situative Autonomie, bei der Systeme in bestimmten Situationen eigenständig und lernbasiert handeln. Autonome Systementscheidung in definierten Szenarien – der Mensch für Ausnahmefälle.

Stufe 5 beschreibt vollständige Autonomie ohne erforderlichen menschlichen Eingriff. Das System handelt vollständig autonom, selbst in komplexen Störfällen. Kein Mensch mehr involviert.

Aktuell bewegen sich viele Industrieanlagen, insbesondere in Energie- und Prozessindustrien, typischerweise im Bereich zwischen Stufe 2 und Stufe 3.

Autonomie in industriellen Anwendungen ist kein einzelner Entwicklungsschritt und auch nicht schlicht der Übergang von klassischer Automatisierung zu KI-basierten Modellen. Vielmehr entsteht Autonomie durch das komplexe Zusammenspiel aus bewährten Automatisierungslösungen, selbstlernenden

Verfahren, KI-Methoden und Digitalisierung. Erst das gezielte und abgestimmte Zusammenwirken dieser Ansätze ermöglicht höhere Autonomiestufen. Autonomie ist daher keine Stufe, sondern eine Reise – ein kontinuierlicher Weg zu mehr Selbstständigkeit industrieller Systeme, getragen von unterschiedlichen technologischen Lösungen.

Autonomie entwickelt sich in industriellen Anlagen nicht gleichmäßig, sondern entlang unterschiedlicher Anwendungsbereiche. Wie sich ein höherer Autonomiegrad darstellt und welche Technologien dazu nötig sind, hängt immer vom behandelten Anwendungsfall ab. Im Leitstand geht es vor allem um Prozessüberwachung, Regelung, Reaktion auf Abweichungen und Unterstützung bei abnormalen Situationen. Im Feldbetrieb stehen Inspektion, Wartung, Instandhaltung und physische Eingriffe an der Anlage im Mittelpunkt. In der Produktionsplanung geht es um Produktionsreihenfolgen, Kapazitätszuordnung und Reaktion auf Abweichungen im Produktionsablauf. Hinzu kommen je nach Betrachtung weitere Phasen wie Engineering, An- und Abfahrvorgänge sowie der Umgang mit Störungen. Gerade dieser differenzierte Blick zeigt, dass Autonomie kein einheitlicher Anlagenzustand ist, sondern je nach Funktion unterschiedlich weit ausgeprägt sein kann (Abbildung 4).

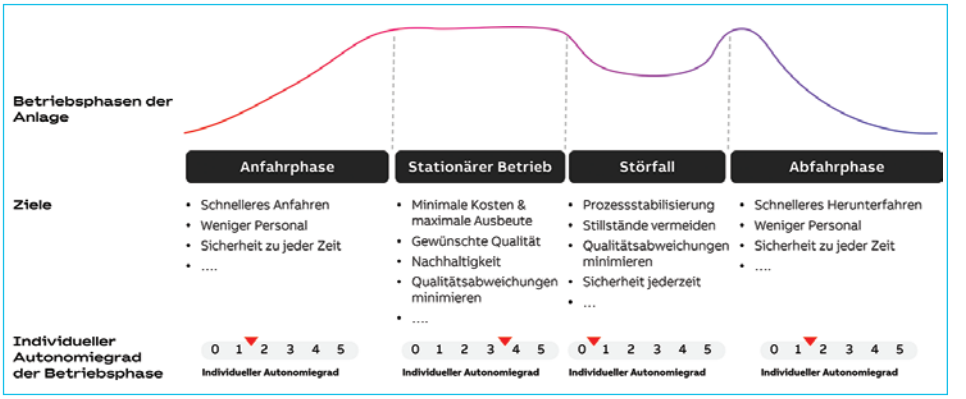


Abb. 4: Exemplarischer Betriebsphasenablauf mit unterschiedlichen Autonomiestufen

4. Treiber und Herausforderungen der Entwicklung

Wirtschaftliche und strukturelle Faktoren zählen zu den wichtigsten Treibern dieser Entwicklung. Fachkräftemangel ist dabei ein zentraler Punkt: Bedien- und Anlagenwissen geht mit ausscheidenden Mitarbeitenden verloren, während zugleich neue Fachkräfte schwer zu gewinnen sind. Hinzu kommen Effizienz- und Kostendruck, steigende Anforderungen an Verfügbarkeit und Produktqualität sowie Nachhaltigkeits- und Dekarbonisierungsziele. Autonome Systeme versprechen hier eine kontinuierliche Optimierung von Energieeinsatz, Prozessführung und Wartungsaufwand.

Auch technologische Entwicklungen beschleunigen den Wandel. Zu den wichtigsten Treibern zählen exponentiell steigende Datenmengen, eine wachsende Vernetzung von Assets und Systemen sowie deutlich verbesserte Analysefähigkeiten. Moderne Industrieanlagen erzeugen Daten in Größenordnungen, die menschliche Echtzeitverarbeitung übersteigen. Gleichzeitig stehen heute Verfahren zur Verfügung, die aus Betriebs-, Sensor-, Zustands- und historischen Daten Muster extrahieren, Anomalien früh erkennen und Prognosen ableiten können. Fortschritte in KI, Machine Learning, Cloud- und Edge-Computing beschleunigen diese Entwicklung erheblich [7].

Der Weg zur Autonomie ist mit erheblichen Herausforderungen verbunden. Erstens ist Vertrauen in Systeme entscheidend: Nicht mehr die technische Machbarkeit allein, sondern die Akzeptanz automatisierter Entscheidungen durch Bediener und Management wird zum Engpass. Zweitens bestehen Akzeptanzfragen in Bezug auf Arbeit und Rollenwandel; autonome Systeme werden nur dann erfolgreich eingeführt, wenn Mitarbeitende mitgenommen, geschult und in neue Aufgabenprofile hinein entwickelt werden. Drittens bleibt die Black-Box-Problematik von KI relevant, insbesondere, wenn Modelle schwer erklärbar sind. Viertens stellen Sicherheits-, Haftungs- und Regulierungsfragen hohe Anforderungen an Validierung, Governance und Risikobewertung – vor allem bei den höheren Autonomiestufen. Schließlich ist die industrielle Umgebung selbst hochkomplex, heterogen und sicherheitskritisch, was Autonomie deutlich anspruchsvoller macht als in standardisierten Consumer-Anwendungen.

5. Technologische Umsetzung autonomer Systeme

Autonome Systeme beruhen auf der Integration multipler Datenquellen. Dazu zählen klassische Prozess- und Sensordaten ebenso wie Wetterdaten, Marktpreise, historische Betriebsdaten, Zustandsinformationen von Assets oder Instandhaltungsdaten [5]. Erst die Zusammenführung dieser heterogenen Informationen erlaubt es, Prognosemodelle aufzubauen und Entscheidungen zu optimieren. Im Energiemanagement etwa müssen Lastprognosen, Strompreise, Verfügbarkeit von Eigenerzeugung, Batteriespeicher und erneuerbare Quellen simultan berücksichtigt werden (Abbildung 5). Damit wird Datenverarbeitung zur Grundlage der Echtzeitoptimierung.

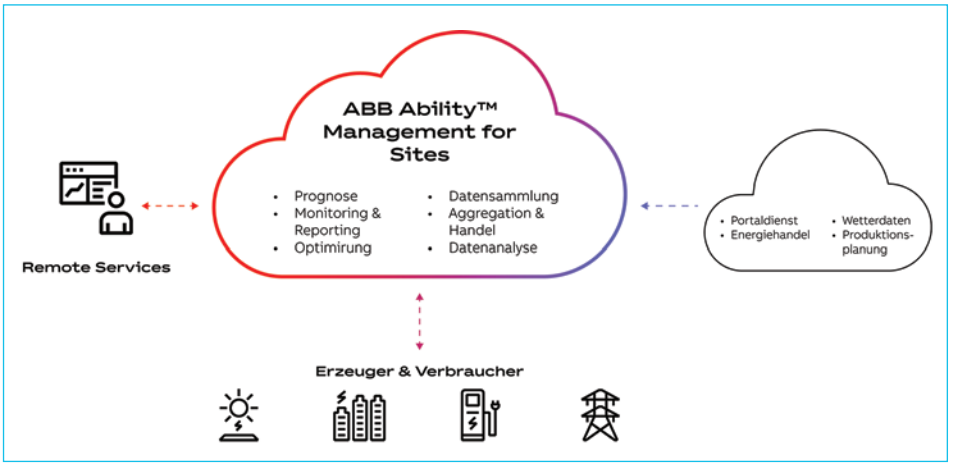


Abb. 5: Datenquellen, Services, Erzeuger und Verbraucher im Energiemanagement

Zu den zentralen Technologien gehören State-Based Control (SBC, ISA106), Anomaly Detection und Predictive Maintenance. State-Based Control automatisiert Zustandswechsel von Anlagen und reduziert den Bedarf an manueller Neukonfiguration bei wechselnden Betriebsphasen. Anomaly Detection erkennt subtile Abweichungen vom Normalverhalten deutlich früher als klassische Schwellwertalarme und verknüpft diese mit kontextbezogenen Empfehlungen. Predictive Maintenance nutzt Zustandsdaten, historische Wartungsinformationen und Analytik, um Wartungsbedarfe vorausschauend zu identifizieren, ungeplante Stillstände zu vermeiden und den Ressourceneinsatz zu optimieren. Gemeinsam ermöglichen diese Technologien eine frühzeitige Fehlererkennung, robustere Entscheidungen und schnellere Reaktion auf kritische Situationen.

Die Rolle des Menschen verschiebt sich mit wachsender Autonomie von der direkten Bedienung hin zu Überwachung, Strategie, Ausnahmebehandlung und kontinuierlicher Verbesserung. In der Literatur und in ABB's Praxisbeispielen zeigt sich, dass autonome Systeme nicht primär als Ersatz, sondern als Erweiterung menschlicher Fähigkeiten gedacht werden. Der *Augmented Operator* arbeitet mit Entscheidungsunterstützung, Simulation, historischen Vergleichsfällen und kontextbezogenen Empfehlungen (Abbildung 6). Gleichzeitig entsteht ein systematischer Wissenstransfer: Erfahrungswissen langjähriger Bediener wird in Software, Entscheidungslogiken und Datenmodellen konserviert und bleibt damit organisationsweit nutzbar.

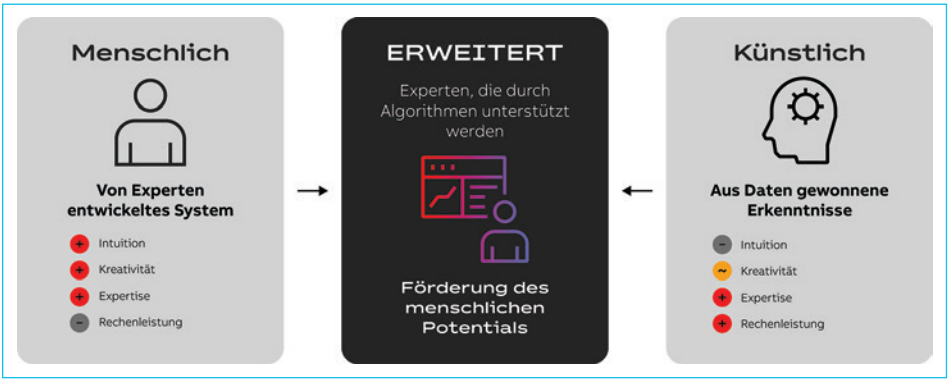


Abb. 6: Zusammenführung von Mensch und künstlicher Intelligenz zum Augmented Operator

6. Der Weg zur autonomen Anlage

ABB positioniert den Übergang zur Autonomie als schrittweise Entwicklung, bei der sowohl Automatisierungstechnologie als auch Digitalisierung und KI-Verfahren zusammenarbeiten. Dabei geht es nicht um einen abrupten Sprung zu vollständig autonomen Anlagen, sondern um eine anwendungsfallbezogene Weiterentwicklung entlang verschiedener Autonomiestufen. Der Fokus liegt darauf, bestehende Automatisierungssysteme gezielt zu erweitern: durch höhere Automatisierung im Leitsystem, integrierte Analytik, Zustandsüberwachung, vorausschauende Instandhaltung und Operator-Assistenzsysteme.

Damit wird ein praxisnaher Toolbox-Ansatz verfolgt. Anlagenbetreiber können dort ansetzen, wo der größte wirtschaftliche oder operative Nutzen entsteht – etwa bei der Reduktion manueller Eingriffe, der früheren Erkennung von Abweichungen oder der Entlastung von Bedienpersonal in komplexen Situationen. Autonomie wird somit nicht als vollständiger Ersatz menschlicher Arbeit verstanden, sondern als Erweiterung industrieller Betriebsführung durch datenbasierte, lernfähige und assistierende Systeme.

Praxisbeispiele

Ein zentrales Beispiel ist die Maximierung der Automatisierung im Prozessleitsystem durch die Verwendung von State-Based Control (ISA 106). In vielen Anlagen entspricht der Betrieb zunächst etwa Stufe 2: Das Steuerungsdesign muss manuell an unterschiedliche Anlagenzustände angepasst werden, etwa während verschiedener Produktionsphasen, Anfahrvorgängen oder Lastwechseln. Hochqualifizierte Bedienerinnen und Bediener sind notwendig, um Sollwerte, Alarmgrenzen oder Prozessparameter situationsabhängig anzupassen.

Beispiel 1:

Durch State-Based Control kann dieser Prozess auf eine höhere Autonomiestufe gehoben werden. Das System identifiziert unterschiedliche Zustände oder Phasen des Prozesses, überwacht das Anlagenverhalten automatisch und wechselt selbstständig zwischen definierten Betriebszuständen. Dadurch wird der manuelle Eingriff in den Anlagenbetrieb deutlich reduziert. Die Anlage kann schneller und konsistenter auf wechselnde Bedingungen reagieren, wodurch unproduktive stationäre Betriebsphasen verkürzt und Betriebsintervalle effizienter gestaltet werden.

Beispiel 2:

Ein zweiter Technologiebereich ist die integrierte Analytik für vorausschauende Instandhaltung. In einem klassischen Ausgangszustand auf Stufe 1 beruhen Wartung und Überwachung häufig auf arbeitsintensiven manuellen Inspektionsrundgängen. Analysatoren, Messgeräte und andere kritische Komponenten werden vor Ort überprüft. Fehlerhafte Geräte werden mitunter erst erkannt, wenn sie bereits zu Störungen geführt haben. Ungeplante Anlagenstillstände sind in solchen Szenarien häufig, teuer und personalintensiv. Mit analytikbasierter Zustandsüberwachung lässt sich dieser Ansatz auf Stufe 3 anheben. On-Premises-Analytik überwacht den Zustand relevanter Geräte kontinuierlich, erstellt automatisierte Berichte und unterstützt die schnelle Fehlerbehebung. Ergänzend erhalten Bedienerinnen, Bediener und Instandhaltungsteams über cloudbasierte Anlagen- und Flottenansichten einen übergreifenden Überblick. Dadurch können Wartungsmaßnahmen nicht mehr nur reaktiv, sondern vorausschauend geplant werden. Manuelle Instandhaltungsaufgaben werden durch fortgeschrittene Analytik unterstützt, Arbeits- und Zeitaufwand sinken erheblich. Gleichzeitig ermöglicht die flottenweite Sicht eine zentralisierte Servicestrategie mit minimalem Personaleinsatz.

Beispiel 3:

Ein besonders praxisnahes Anwendungsfeld ist der augmentierte Betrieb mit Bediener-Assistenzsystemen. Viele moderne Anlagen befinden sich bereits auf Stufe 2 bis 3: Sie verfügen über ein DCS-System, nutzen Advanced Process Control, sind gut vernetzt und ermöglichen sicheren Datenzugriff. Historische Daten aus der Anlagenautomatisierung stehen zur Verfügung. Dennoch bleibt der Mensch in vielen Situationen für Korrekturmaßnahmen verantwortlich, insbesondere bei Abweichungen, unvorhergesehenen Ereignissen oder abnormalen Prozesszuständen.

Durch fortgeschrittene Bedienerunterstützung kann dieser Betrieb in Richtung Stufe 3 bis 4 weiterentwickelt werden. Das System analysiert den Prozess kontinuierlich und erkennt sehr früh Anzeichen abnormaler Situationen. Statt le-

diglich Alarme auszugeben, bietet es konkrete Lösungsvorschläge, die auf früher erfolgreichen Strategien, historischen Daten und aktuellen Prozessinformationen beruhen. KI-basierte Simulationen des Anlagenverhaltens ermöglichen es, verschiedene Handlungsoptionen virtuell zu testen, bevor eine Entscheidung im realen Betrieb umgesetzt wird.

Dadurch verändert sich die Rolle des Bedieners grundlegend. Im stationären Betrieb läuft die Anlage weitgehend hochautomatisiert. Treten jedoch Abweichungen auf, unterstützt das System den Menschen mit frühzeitigen Warnungen, Entscheidungshilfen und Simulationen. Der Bediener bleibt verantwortlich, kann aber auf einer deutlich besseren Informationsgrundlage handeln. Gerade in komplexen industriellen Anlagen ist dies ein entscheidender Schritt in Richtung Autonomie: Nicht nur Standardabläufe werden automatisiert, sondern auch der Umgang mit Unsicherheit, Abweichungen und Störungen systematisch unterstützt [5] [6] [8].

7. Nutzen und Mehrwert

Die beschriebenen Beispiele zeigen, dass der Weg zur autonomen Anlage vor allem über konkrete, wirtschaftlich nachvollziehbare Anwendungsschritte führt. Das Zusammenspiel der Lösungen reduziert manuelle Eingriffe und verbessert die Anpassungsfähigkeit an unterschiedliche Betriebszustände. Integrierte Analytik und Zustandsüberwachung senken den Aufwand für Inspektion und Instandhaltung, verringern ungeplante Ausfälle und ermöglichen flottenweite Wartungsstrategien. Bediener-Assistenzsysteme wiederum helfen, komplexe Situationen früher zu erkennen, Handlungsoptionen zu bewerten und Entscheidungen robuster abzusichern.

Der Mehrwert liegt damit nicht nur in höherer Effizienz, sondern auch in größerer Prozessstabilität, verbesserter Anlagenverfügbarkeit und einer besseren Nutzung vorhandenen Erfahrungswissens. Autonome und teilautonome Systeme reagieren schneller und konsistenter, reduzieren die Abhängigkeit von einzelnen Expertinnen und Experten und entlasten das Bedienpersonal von wiederkehrenden oder besonders komplexen Aufgaben. Gleichzeitig bleibt der Mensch Teil des Systems: Er überwacht, bewertet, entscheidet in kritischen Situationen und entwickelt den Betrieb strategisch weiter.

Damit wird deutlich, dass industrielle Autonomie nicht als isolierte Zukunftsvision zu verstehen ist. Sie entsteht schrittweise aus bestehenden Automatisierungsstrukturen heraus – durch intelligente Steuerung, integrierte Analytik, vorausschauende Instandhaltung und augmentierte Entscheidungsunterstützung. Genau darin liegt der praktische Beitrag von ABB's Ansatz: Autonomie wird nicht abstrakt beschrieben, sondern in konkrete, umsetzbare Entwicklungspfade für reale Industrieanlagen übersetzt.

8. Ausblick und Fazit

Trotz großer Fortschritte ist vollständige Autonomie auf Stufe 5 in der industriellen Praxis bislang nicht erreicht und für viele Anwendungsfälle auch kurzfristig nicht realistisch. Gründe dafür sind wirtschaftliche Hürden, regulatorische Anforderungen, fehlende Standardisierung, Sicherheits- und Haftungsfragen sowie die inhärente Komplexität industrieller Umgebungen. Hinzu kommt, dass nicht jede Funktion denselben Autonomiegrad benötigt oder wirtschaftlich sinnvoll ist. Der Weg zur Autonomie bleibt daher selektiv, schrittweise und an den jeweiligen Business Case gebunden.

Zu den wichtigsten Zukunftsperspektiven zählen agentenbasierte Betriebsmodelle, stärker automatisierte Engineering-Prozesse und eine weiter steigende Systemintelligenz. KI-gestützte Code-Generierung, digitale Zwillinge, offene Architekturen, Smart Sensing, Cloud- und Edge-Computing sowie autonome Feldinspektionen durch Drohnen erweitern den Möglichkeitsraum deutlich. Langfristig reicht es nicht aus, den stabilen Regelbetrieb einer Anlage zu automatisieren. Entscheidend ist die Fähigkeit, auch Störungen, An- und Abfahrvorgänge sowie komplexe Ausnahmesituationen robust und weitgehend autonom zu bewältigen. Die industrielle Produktion wird dadurch nicht vom Menschen entkoppelt, sondern durch datengetriebene Systeme erweitert.

9. Quellen

[1] Pretlove, J.; Royston, S.: *Energy's digital frontier: remote, integrated and autonomous operations for minimally staffed facilities*. Proceedings of the ASME 2025 44th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. June 22–27 Vancouver, BC, Canada.

[2] Department for Business, Energy, and Industrial Strategy: *Made smarter*. Review 2017. 2017.

[3] Li, D.: *Perspective for smart factory in petrochemical industry*. Computers & Chemical Engineering. 2016.

[4] Bogle, I.D.L.: *A perspective on smart process manufacturing research challenges for process systems engineers*. Engineering Vol. 3 Issue 2. April 2017. pp 161–165.

[5] Gamer, T.; Hoernicke, M; Kloepper, B., Bauer, R. and Isaksson, A. J.: *The Autonomous Industrial Plant. Future of Process Engineering, Operations and Maintenance*. Journal of Process Control, Vol. 88., pp. 101–110, 2020.

[6] Gamer, T.; Hoernicke, M; Kloepper, B., Bauer, R. and Isaksson, A. J.: *The Autonomous Industrial Plant. Future of Process Engineering, Operations and Maintenance*. 12th International Conference on Dynamics and Control of Process Systems, including Biosystems (DYCOPS), April, 2019.

[7] Falcon, C.: *Beyond automation*. Hydrocarbon Engineering (December 2025 issue, reprinted).

[8] Pretlove, J., Royston, S. Towards: *Autonomous Operations*. Offshore Technology Conference 2023 May 1st–4th 2023, Houston, TX USA.

Lastwechselbetrieb und Emissionsnachweis: Governance-Ansatz für CEMS/DAHS-Verfügbarkeit und Datenintegrität

Taskin Kilincat

1. Ausgangslage: Zyklusstress trifft Emissionsnachweis 800
2. Illustratives Szenario: Wenn die Nachweiskette bricht 802
3. Regulatorischer Rahmen: Vom INVALID-Ereignis zum Prüf- und Maßnahmenpfad 803
4. Untersuchungsfeld 1: Risk-Adjusted Cycling Protocols 805
5. Untersuchungsfeld 2: Evidence Architecture 806
6. Untersuchungsfeld 3: Audit Defense Standards 807
7. Kosten des Nicht-Handelns: Was Betreiber intern beziffern müssen 808
8. Praktische Bausteine: Blueprint, Kontrollset, Audit-Paket 809
9. Schluss: Mit der Nachweiskette beginnen, nicht mit dem Produkt 811
10. Quellen 812

Viele Großfeuerungsanlagen werden unter Markt-, Netz- und Versorgungssicherheitsanforderungen flexibler betrieben. Die bestehenden Nachweisanforderungen entfallen dadurch nicht. Für Betreiber steigt damit die Bedeutung dokumentations- und nachweisfähiger Betriebsführung.

Die Richtlinie (EU) 2024/1785 ist seit dem 4. August 2024 EU-weit in Kraft, Umsetzungsfrist 1. Juli 2026 [8]. Für bestimmte Betreiberkonstellationen sieht der europäische Rahmen Umweltmanagementsysteme und Prüfzyklen vor; die konkrete Anwendung ist national und standortspezifisch zu prüfen. Neue BVT-Schlussfolgerungen können innerhalb der vorgesehenen Umsetzungsfristen

Genehmigungs-, Emissions- und Messanforderungen beeinflussen. Die konkrete Wirkung bleibt von nationaler Umsetzung, Genehmigung und Standortkontext abhängig. Parallel nennt die BEP 2023 bereits heute Mindestverfügbarkeiten im überwachungspflichtigen Betrieb: 95 Prozent für Messeinrichtungen, 98 Prozent für Sauerstoffmessungen und 99 Prozent für Auswerteeinrichtungen [2].

Das Problem ist nicht die flexible Fahrweise an sich. Das Problem ist, dass eine flexible Fahrweise Betriebszustände erzeugt, die präzise klassifiziert, dokumentiert und in der Messkette korrekt abgebildet werden müssen – unter einem Überwachungsrahmen, der stärker dokumentations-, prüf- und nachweisorientiert wird.

Dieser Beitrag beschreibt keine neuen Rechtspflichten. Er beschreibt die Governance-Lücke, die entsteht, wenn CEMS/DAHS-Verfügbarkeit technisch vorhanden, aber nicht prüffähig belegbar ist, und welche betreiberseitigen Kostenlogiken entstehen können, solange die Lücke offen bleibt. Es gibt die drei Untersuchungsfelder Risk-Adjusted Cycling Protocols, Evidence Architecture und Audit Defense Standards sowie die drei Bausteine Blueprint, Kontrollset und Audit-Paket. Es ist kein Ersatz für eine standortspezifische Rechtsbewertung oder eine behördliche Entscheidung. Der Beitrag richtet sich an Betriebsleiter, Messtechnik, OT/Automation, Umwelt/Compliance, § 29b-Schnittstellen sowie Asset- und Standortleitung, wenn Maßnahmen priorisiert oder finanziert werden müssen.

1. Ausgangslage: Zyklusstress trifft Emissionsnachweis

Viele Großfeuerungsanlagen werden unter Markt-, Netz- und Versorgungssicherheitsanforderungen flexibler betrieben. Der Marktmachtbericht 2024/25 des Bundeskartellamts beschreibt ein Strommarktsystem, in dem Importe in fast einem Viertel der Stunden die inländische Stromnachfrage decken [1]. Für einzelne thermische Anlagen folgt daraus keine automatische Fahrweise. Der Befund zeigt jedoch den Systemkontext, in dem Markt-, Netz- und Versorgungssicherheitsanforderungen den Druck zu flexibleren Einsatzentscheidungen erhöhen und anlagen- und netzzonenabhängig bedeuten kann, dass Anfahr-, Abfahr-, Teillast- und Rampenphasen häufiger werden.

Bei Lastwechseln muss der Betreiber nicht nur sicherstellen, dass CEMS und DAHS technisch verfügbar sind. Er muss für jeden relevanten Zeitraum nachträglich eindeutig rekonstruieren können, in welchem Betriebszustand sich die Anlage befand, welche Betriebszustands- und Statussignale im Leitsystem und im DAHS anlagen, warum ein Messwert gültig oder ungültig bewertet wurde und welche technische oder organisatorische Maßnahme daraus folgte.

Die kritische Lücke entsteht dort, wo diese Informationen in unterschiedlichen Systemen geführt werden, aber nicht eindeutig miteinander verknüpft sind. Typischerweise dokumentiert die Leitwarte Anfahr-, Abfahr- oder Rampenvorgänge im Schichtbuch. Das DAHS führt parallel Betriebsstatus, Messwertstatus und Gültigkeitskennungen, die Messtechnik dokumentiert QAL3-Prüfungen und Driftauffälligkeiten, die Instandhaltung bearbeitet daraus resultierende Störungen oder Wartungsmaßnahmen im Instandhaltungssystem.

Problematisch wird es, wenn diese Nachweise nicht auf dasselbe Ereignis und denselben Zeitbezug zurückgeführt werden können. Beispiele sind ein INVALID-Status ohne eindeutig dokumentierten Ausfallgrund, eine QAL3-Abweichung ohne Referenz auf den zugehörigen Wartungsauftrag, ein Schichtbucheintrag zum Lastwechsel ohne Verknüpfung zum entsprechenden DAHS-Zeitfenster oder voneinander abweichende Betriebszustandskennungen zwischen Leitsystem und Auswerteeinrichtung.

Jede dieser Abweichungen kann technisch beherrschbar sein. In Kombination entsteht jedoch eine Nachweislücke: Die Messeinrichtung kann ordnungsgemäß funktioniert haben, während sich im Nachhinein nicht mehr zweifelsfrei belegen lässt, welcher Betriebszustand vorlag, warum Messdaten klassifiziert wurden und wie die daraus abgeleiteten Maßnahmen geschlossen wurden.

Die 13. BImSchV fordert kontinuierliche Ermittlung, Registrierung, Auswertung und Beurteilung der Emissionen [4] [5]. Die BEP 2023 nennt für die Überwachungspraxis Mindestverfügbarkeiten: Messeinrichtungen mindestens 95 Prozent, Sauerstoffmessungen mindestens 98 Prozent und Auswerteeinrichtungen mindestens 99 Prozent, jeweils bezogen auf den überwachungspflichtigen Betrieb [2]. Auch wiederholte Start-, Stopp- und Lastwechselvorgänge ändern die Anforderungen an den prüffähigen Nachweis nicht.

Zwei Scope-Grenzen müssen sauber getrennt werden. Die DIN EN 14181 regelt die Qualitätssicherung der Messeinrichtung: QAL2 für Kalibrierung und Validierung, QAL3 für die laufende Qualitätssicherung, AST für die jährliche Funktionsprüfung [6]. Die DAHS-Nachweisführung ist davon zu trennen. Die DIN EN 17255 ist der Bezugspunkt für Datenhandling und Reporting [7]. Wer beide Themen nicht trennt, kann die DAHS-seitige Nachweislücke übersehen, die nicht in der Messphysik, sondern in der Datenkette liegt.

Governance meint hier die Zuordnung von Evidenzobjekten, Rollen, Fristen, Maßnahmen, Restrisiken und Entscheidungspfaden, damit CEMS/DAHS-Verfügbarkeit und Datenintegrität prüffähig geführt werden können.

Die Frage ist nicht: Messen wir korrekt? Die Frage ist: Können wir zu einem späteren Prüfzeitpunkt belegen, dass wir es getan haben, für einen Betriebszustand, der nur noch über dokumentierte Evidenz rekonstruierbar ist, mit einem Statussignal, das nicht eindeutig mit dem Betriebszustand abgeglichen ist, und einem Wartungsauftrag, der nicht mit dem DAHS-Ereignis verknüpft wurde?

2. Illustratives Szenario: Wenn die Nachweiskette bricht

Illustratives Szenario, kein Betreiberfall.

Während eines Lastwechsels wird ein Messwert im DAHS als INVALID geführt. Ein Schichtbucheintrag wird erstellt und die Messtechnik prüft das Ereignis, das DAHS läuft weiter. Ein Wartungsauftrag wird angelegt, bleibt aber nicht zwingend mit dem DAHS-Ereignis verknüpft.

Zu einem späteren Prüfzeitpunkt – Anlass kann eine behördliche Rückfrage, ein AST-Termin oder eine interne Governance-Prüfung sein – stellen sich folgende Fragen: Welcher Betriebszustand lag vor? War die Anlage im überwachungspflichtigen Betrieb oder im Anfahrmodus? Welche Statuskennung hat das DAHS geführt und stimmt sie mit dem Leitsystem überein? Warum war der Wert ungültig: Störung, Wartung, Drift, Schnittstellenfehler? Welche Maßnahme wurde eingeleitet, wann abgeschlossen, wer war für Abschluss und Freigabe verantwortlich? Wurde die Wirksamkeit geprüft?

Sechs Funktionsbereiche arbeiten an der Antwort: Betrieb, Messtechnik, OT/Automation, Instandhaltung, Umwelt und Compliance. Jede Funktion hält einen Teil der Evidenz; die geschlossene Nachweiskette entsteht erst durch die Verbindung dieser Teile. Die Leitwarte dokumentiert den Lastwechsel im Schichtbuch, aber der Schichtbucheintrag kann unvollständig sein. Das DAHS zeigt den Statuscode, Zeitbezüge zwischen DAHS und Leitsystem können jedoch voneinander abweichen. Der Wartungsauftrag existiert im Instandhaltungssystem, aber ohne Referenz auf das auslösende DAHS-Ereignis. Die QAL3-Aufzeichnung liegt vor, aber der Abgleich mit der aktuellen DAHS-Parametrierung fehlt. Technisch kann die Messkette verfügbar gewesen sein. Prüffähig bleibt der Zusammenhang dennoch unsicher.

Unabhängig vom illustrativen Szenario zeigt ein öffentlich zugänglicher Umweltinspektionsbericht, dass Dokumentationspflichten im Bereich Luftemissionen als Mangel erfasst werden können [14]. Daraus folgt keine Aussage über Häufigkeit, typische Schwere, Ursache, Sanktion oder Betriebsuntersagung. Wirtschaftlicher Aufwand kann nicht nur aus dem Messwert selbst entstehen, sondern aus Rekonstruktion, Nacharbeit, Fristen und Maßnahmenklärung.

Das Szenario zeigt ein mögliches Risikomuster, trifft aber keine Aussage über Häufigkeit.

3. Regulatorischer Rahmen: Vom INVALID-Ereignis zum Prüf- und Maßnahmenpfad

Dieser Beitrag ersetzt keine standortspezifische Rechtsbewertung, keine § 29b-Prüfung und keine behördliche Entscheidung. Er strukturiert den regulatorischen Rahmen, den Betreiber kennen sollten, um intern handlungsfähig zu bleiben.

Ein einzelnes INVALID-Ereignis ist nicht automatisch ein Rechtsverstoß. Es wird kritisch, wenn der Betreiber nicht mehr belegen kann: War die Anlage im überwachungspflichtigen Betrieb? War der Messwert gültig? Warum nicht? Welche Maßnahme wurde eingeleitet?

§ 5 BImSchG beschreibt den allgemeinen Pflichtenkern genehmigungsbedürftiger Anlagen [3]. Der Betreiber muss Betrieb, Messung, Auswertung, Maßnahmen und Dokumentation so führen, dass er gegenüber Behörde, § 29b-Stelle und interner Governance auskunfts- und nachweisfähig bleibt.

§ 19 der 13. BImSchV enthält eine konkrete Auswertungs- und Maßnahmenlogik. Ein Tagesmittelwert ist ungültig, wenn mehr als sechs Halbstundenmittelwerte wegen Störung oder Wartung ungültig sind. Sind mehr als zehn Tagesmittelwerte im Jahr ungültig, hat der Betreiber geeignete Maßnahmen einzuleiten und die Behörde unaufgefordert innerhalb von vier Wochen zu informieren [5]. Geeignet ist hier nicht mit günstig gleichzusetzen; die Maßnahme muss die konkrete Lücke adressieren.

Die behördliche Überwachung nach § 52 BImSchG umfasst unter den gesetzlichen Voraussetzungen Zutritt, Auskünfte und Unterlagen [10]. Nach Vor-Ort-Besichtigungen nach § 52a BImSchG werden Überwachungsberichte erstellt, die dem Betreiber innerhalb von zwei Monaten übermittelt und der Öffentlichkeit innerhalb von vier Monaten zugänglich gemacht werden. Bei schwerwiegenden Verstößen sieht § 52a eine weitere Vor-Ort-Besichtigung innerhalb von sechs Monaten vor [11]. Die Bewertung erfolgt im konkreten Vollzug durch die zuständige Behörde.

§ 29b-Stellen sind bekanntgegebene Stellen und Sachverständige [9]. Im Kontext der Emissionsüberwachung prüfen sie technisch, etwa im Rahmen von QAL2, AST, Kalibrierung oder Funktionsprüfung nach den jeweils einschlägigen Vorgaben [6] [9]. Vollzugsbefugnisse liegen bei der zuständigen Immissionsschutzbehörde. Diese Grenze muss intern sauber gezogen werden.

Tabelle 1 zeigt den Eskalationspfad von der Nachweisschwäche zur möglichen Betriebsbeschränkung. Ein Datenereignis ist nicht gleich eine Sanktion, aber jede Stufe kann intern Zeit, Aufmerksamkeit und Aufwand binden.

Tab. 1: Eskalationspfad von der Nachweisschwäche zur möglichen Betriebsbeschränkung

Stufe	Auslöser	Akteur	Rechtsgrundlage	Mögliche Folge
1	INVALID-Ereignis oder ungültiger Messwert, fehlender Ausfallgrund	Betreiber	§ 5 BImSchG [3]; BEP 2023 [2]	Interne Bewertung und Dokumentation
2	Unklare Betriebszustands- oder Ausfallgrund-klassifikation	Leitwarte, Umwelt, Messtechnik, OT	13. BImSchV [4] [5]; BEP 2023 [2]	Interne Nacharbeit, Korrekturmaß-nahme
3	Technische Feststellung bei Prüfung oder Kalibrierung	§ 29b-Stelle	§ 29b BImSchG [9]; DIN EN 14181 [6]	Technischer Prüfbe-richt, gegebenenfalls Retest oder Maßnahmenklärung
4	Behördliche Rückfrage, Unterlagenverlangen	Immissions-schutzbehörde	§ 52 BImSchG [10]	Vorlage DAHS-Logs, QAL-Dokumentation
5	Vor-Ort-Besichtigung, festgestellter Mangel	Immissions-schutzbehörde	§ 52a BImSchG [11]	Überwachungs-bericht, öffentliche Zugänglichmachung nach Maßgabe von §52a, gegebenenfalls weitere Vor-Ort-Besichtigung
6	Behördlich festgestellter Handlungsbedarf unter den Voraussetzungen des § 17 BImSchG	Immissions-schutzbehörde	§ 17 BImSchG [12]	Nachträgliche Anordnung
7	Nichtbefolgung einer Auflage, einer vollzieh-baren nachträglichen Anordnung oder einer abschließend bestimmten Pflicht aus Rechtsverordnung nach §7 BImSchG, soweit Beschaffenheit oder Betrieb betroffen sind	Immissions-schutzbehörde	§ 20 Abs. 1 BImSchG [13]	Vollständige oder teilweise Betriebs-untersagung

Stufe vier kann intern mehr Aufwand binden als die technische Feststellung selbst – DAHS-Logs rekonstruieren, Schichtbücher durchsuchen, QAL-Berichte lokalisieren, Verantwortlichkeiten klären, Fristen einhalten. Das bindet Schicht-führung, Messtechnik, Umwelt, OT, Rechtsabteilung und Finanzabteilung gleich-zeitig für ein zurückliegendes Ereignis.

Prüfaufwand kann bereits dort entstehen, wo Ausfallgrund, Statussignal oder Maßnahme nicht sauber dokumentiert wurden.

4. Untersuchungsfeld 1: Risk-Adjusted Cycling Protocols

Nicht jeder Lastwechsel erzeugt dasselbe Nachweisrisiko. Ein Kaltstart nach mehrtägigem Stillstand ist eine andere Dokumentationsaufgabe als eine Lastrampung im laufenden Betrieb. Der Unterschied liegt nicht in der Messtechnik, er liegt darin, welche Betriebszustände klassifiziert, welche Statussignale gesetzt und welche Übergaben zwischen den Rollen organisiert werden müssen bevor das Ereignis später geprüft oder rekonstruiert werden muss.

Risk-Adjusted Cycling Protocols bezeichnen in diesem Beitrag einen arbeitsmethodischen Rahmen, der Fahrweise, überwachungspflichtigen Betrieb, Messkettenzustand und Nachweisrisiko vor und nach Lastwechseln zusammenführt. Kein regulatorisches Konstrukt, sondern ein betriebliches Steuerungsinstrument.

Die BEP 2023 sieht vor, dass Statussignale der Anlage während der gesamten Einsatzzeit der Auswerteeinrichtung erfasst werden [2]. Die 13. BImSchV definiert, wann Tagesmittelwerte ungültig werden [5]. Daraus entsteht eine operative Prüffrage: Welches Ereignis erzeugt welchen Dokumentations- und Klassifizierungsbedarf und wer ist dafür verantwortlich?

Wenn diese Frage erst nach der Prüfung gestellt wird, entsteht Rekonstruktionsaufwand. Darin liegt der Unterschied zwischen vorbereiteter Nachweisführung und nachträglicher Rekonstruktion.

Tabelle 2 ordnet Ereignistypen und Nachweisrisiken unter Lastwechselbetrieb.

Tab. 2: Ereignistypen und Nachweisrisiko unter Lastwechselbetrieb

Ereignistyp	Nachweisrisiko	Dokumentationsantwort	Kritische Schnittstelle
Kaltstart/ Anfahren	Betriebszustand muss abgegrenzt werden; Statussignal-Abgleich erforderlich	Statussignal mit Zeitbezug; Schichtbucheintrag; Anfahrzeit dokumentiert	Leitsystem zu DAHS
Lastrampung	Teillastklassierung muss zeitlich zugeordnet werden; QAL3-Status und Messkettenzustand müssen zugeordnet werden	Betriebsarttabelle aktuell; Drift-Überwachung aktiv	DAHS Betriebsartenlogik
Kurzfristiger Stillstand	Wartungs- oder Störungsklassierung unklar; fehlender Ausfallgrund	Ausfallgrund gesetzt; Wartungsauftrag mit DAHS-Ereignis verknüpft	DAHS zu Instandhaltungssystem
Abfahren/ Kaltabstellung	Überwachungspflichtige Betriebszeit endet; Zeitpunkt nicht dokumentiert	Abfahrzeitpunkt mit Statussignal belegt; letzte gültige Messwerte gesichert	Leitsystem zu DAHS
Wartungsfenster im Betrieb	Wartungszeit fällt in genehmigten Betrieb; Sonderklasse fehlt	Sonderklasse standortspezifisch korrekt klassiert; Wartungsabschluss dokumentiert	DAHS Sonderklassenlogik

Der Wert dieser Tabelle liegt nicht in ihrer Vollständigkeit. Er liegt darin, dass Betrieb, Messtechnik und Umwelt vor dem nächsten Lastwechsel wissen, welche Evidenzobjekte gesichert sein müssen und welche Rolle für Sicherung und Nacharbeit verantwortlich ist.

5. Untersuchungsfeld 2: Evidence Architecture

Die Frage ist nicht: Speichern wir genug? Die Frage ist: Können wir ein Messkettenereignis, vom Betriebszustand über Messwertstatus, Validierung, Berechnung, Maßnahme bis zur Verantwortlichkeit prüffähig rekonstruieren?

Dieser Beitrag behandelt den Nachweis als Kette aus mehreren Evidenzobjekten. Die folgende Arbeitslogik ordnet die Rekonstruktion in sechs Schritte. Wenn ein Schritt nicht nachvollziehbar dokumentiert ist, wird die Kette angreifbar.

Tabelle 3 strukturiert die Rekonstruktionskette von Betriebszustand bis Bericht.

Tab. 3: Rekonstruktionskette von Betriebszustand bis Bericht

Schritt	Was rekonstruiert werden muss	Regulatorischer Anker	Rolle
1	Betriebszustand und überwachungspflichtiger Betrieb	BEP 2023, 4.2.1 [2]	Betrieb, Leitwarte
2	Messwertstatus und Rohdaten mit Statuskennung	BEP 2023, 2.3.2.3 bis 2.3.2.4 [2]	Messtechnik, OT/DAHS-Verantwortliche
3	Validierung und Klassierung nach Mittelwertstatus (MWS1/MWS2 nach BEP-Systematik) und Sonderklassen	BEP 2023, Anhang A bis D [2]	Umwelt, Messtechnik
4	Berechnung Halbstunden- und Tagesmittelwerte	13. BImSchV § 19 Abs. 1 [5]	Umwelt, Compliance
5	Maßnahme, QAL3-Korrektur, Wartungsabschluss, Wirksamkeitsprüfung	DIN EN 14181 für AMS-QA [6]; Maßnahmenabschluss betreiberseitig	Messtechnik, Instandhaltung, § 29b-Schnittstelle
6	Dokumentation, Verantwortlichkeit, Zeitbezug, Aufbewahrung	13. BImSchV § 19 Abs. 4 [5]; BEP 2023 [2]	Leitwarte, Umwelt, OT, Rechtsabteilung

Eine kritische Bruchstelle kann zwischen DAHS, Instandhaltungssystem und Umwelt/Compliance entstehen. Ein QAL3-relevantes Ereignis kann in DAHS, QAL3-Aufzeichnung oder Instandhaltungssystem sichtbar werden. Ein Wartungsauftrag entsteht nicht zwingend automatisch. Kein Zeitbezug, kein Abschlussnachweis, keine Wirksamkeitsprüfung werden zum DAHS-Ereignis

hergestellt. Auch bei technisch verfügbarer Messkette kann die Rekonstruktionslücke entstehen, wenn die Übergabe zwischen Maßnahme und Nachweisobjekt nicht definiert ist.

Ein zweites Scope-Risiko liegt in der Vermischung von AMS-QA und DAHS-Nachweisführung. EN 14181 regelt die Qualitätssicherung der Messeinrichtung, QAL2, QAL3 und AST [6]. Die DAHS-Nachweisführung ist davon zu trennen. DIN EN 17255 adressiert Datenhandling und Reporting [7]. Die § 29b-Stelle prüft technisch im Rahmen ihrer Bekanntgabe und der einschlägigen Vorgaben. Die DAHS-Nachweisführung bleibt eine Betreiberaufgabe und muss standortspezifisch gegen Messkonzept, BEP 2023 und Systemausführung geprüft werden.

Für BImSchG-Evidenz gibt es keine einzelne Quelle, die alle Nachweisfragen trägt. Die Messeinrichtung liefert Rohdaten, DAHS validiert. Das Leitsystem liefert Anlagenstatus und das Instandhaltungssystem dokumentiert die Wartung. QAL2- und AST-Berichte werden, soweit standortspezifisch vorliegend, in die Rekonstruktion einbezogen, die Rechtsabteilung verwaltet Behördenkorrespondenz. Prüffähigkeit entsteht nicht durch Zentralisierung. Sie entsteht durch Rückverfolgbarkeit über Schicht, Messtechnik, OT, Instandhaltung, Umwelt und Rechts- sowie Behördenschnittstelle hinweg. Ein Standort kann große Datenmengen speichern und dennoch nicht prüffähig sein.

6. Untersuchungsfeld 3: Audit Defense Standards

Wenn die Behörde Unterlagen zu einem zurückliegenden Ereigniszeitraum anfordert (DAHS-Logs, Schichtbuch, QAL3-Status, Wartungsauftrag und Behördenkorrespondenz): Wie lange dauert es, dieses Paket zusammenzustellen? Ist es vollständig?

Audit Defense Standards bezeichnen den internen Vorbereitungsstandard für prüffähige Nachweisketten gegenüber § 29b-Stelle, Behörde, Rechtsabteilung und interner Governance – kein Rechtsgutachten, keine Behördenfreigabe. Gemeint ist die strukturierte Fähigkeit, ein Messkettenereignis gegenüber § 29b-Stelle, Behörde, Rechtsabteilung und interner Governance erklären zu können, bevor diese Schnittstellen danach fragen.

Drei besonders relevante Schwachstellen sind für die Nachweisführung kritisch.

Statussignal-Abweichung: Leitsystem und DAHS können abweichende Betriebszustände oder Zeitbezüge zeigen, beispielsweise durch Zeitbezug, Schnittstellenkonfiguration oder manuelle Statusänderungen. Die Folge: Der überwachungspflichtige Betrieb lässt sich nicht mehr belastbar rekonstruieren. Die BEP 2023 sieht vor, dass Statussignale während der gesamten Einsatzzeit der Auswerteeinrichtung erfasst werden [2]. Die technische Umsetzung von Zeitbezug und Schnittstellenabgleich bleibt standortspezifisch zu prüfen.

Fehlende Ausfallgründe: Sonderklassen-Einträge ohne Ereignismeldung, ohne dokumentierten Ausfallgrund, ohne Zeitbezug. Das kann in technischen Prüfungen besonders erklärungsbedürftig werden. Die BEP 2023 sieht Ereignismeldungen im Zusammenhang mit Sonderklassen vor [2]. Wenn sie nicht gesetzt oder später nicht nachvollziehbar ergänzt werden, kann dies bei Prüfungen erklärungsbedürftig werden.

Unterbrochene Maßnahmenkette: Eine QAL3-Aufzeichnung weist auf Drift hin. Die technische Ursache wird bearbeitet. Der Wartungsauftrag erscheint im Instandhaltungssystem. Aber der Auftrag trägt keine Referenz auf das auslösende DAHS-Ereignis. Die Wirksamkeitsprüfung wurde nicht definiert. Der Betrieb kann fortgesetzt werden, während die Nachweislücke intern offen bleibt und erst bei späterer Prüfung sichtbar wird.

Der interne Schließnachweis ist ein zentrales Instrument. Er dokumentiert nicht, dass die Behörde die Maßnahme akzeptiert. Er dokumentiert intern, dass eine konkrete Lücke durch eine konkrete Maßnahme geschlossen wurde. Die Wirksamkeit wurde zu einem vorher definierten Zeitpunkt geprüft. Das Restrisiko ist benannt, überwacht und einem Eigentümer zugeordnet.

Ohne internen Schließnachweis bleibt eine Maßnahme für Prüfungen schwach dokumentiert.

7. Kosten des Nicht-Handelns: Was Betreiber intern beziffern müssen

Wirtschaftlicher Aufwand kann bereits vor einer behördlichen Sanktion entstehen, wenn technische Verfügbarkeit nicht mehr prüffähig belegbar ist und ihre rechtlich belastbare Nutzung unsicher wird. Fahrstunden können wirtschaftlich an Wert verlieren, wenn der Betreiber die relevanten Betriebs- und Nachweisbedingungen nicht mehr belastbar belegen kann.

Folgende Fragen bestimmen die betreiberseitige Kostenlogik: War der Betrieb überwachungspflichtig? Waren die Messwerte gültig? Lassen sich Abweichungen prüffähig erklären? Fehlen belastbare Antworten, entsteht betreiberseitiges wirtschaftliches Risiko?

Die Grundformel für entgangenen Deckungsbeitrag lautet:

Entgangener Deckungsbeitrag = betroffene Leistung [MW] × betroffene Stunden [h] × Margen-Delta [EUR/MWh]

Reines Rechenbeispiel, kein Betreiberfall: Bei 100 MW betroffener Leistung, 50 Stunden und einem Margen-Delta von 100 EUR/MWh ergibt sich ein rechnerischer Deckungsbeitrag von 500.000 EUR. Diese Zahl belegt keinen Schaden und keine typische Exposition. Die standortspezifische Bewertung erfordert eine durch die Finanzabteilung prüfbare Szenariorechnung.

Darüber hinaus können entstehen: Retest- und Gutachterkosten, interne Nacharbeitskosten für Ausfallgrundrekonstruktion, ungeplante Instandhaltung bei Drift und Statussignalfehlern, gegebenenfalls vorgezogene Investitionsprüfung bei wiederkehrenden Nachweisschwächen. Diese Positionen überschneiden sich; ungeprüfte Addition führt zu Doppelzählungen.

Betriebsverantwortliche sehen das technische Risiko im Betrieb. Standortleitung und Eigentümer bewerten Auswirkungen auf Deckungsbeitrag, Investitionspriorität und Budgetzeitpunkt. Die Nachweiskette verbindet beide Welten, aber nur, wenn jemand die Übersetzung leistet.

Ein Investitionsantrag, der eine Nachweislücke mit Evidenzobjekt, Eigentümer, Kostenlogik und einer durch die Finanzabteilung prüfbaren Szenariorechnung verbindet, wird prüfbar, priorisierbar und belastbar begründbar. Ein Antrag, der nur das technische Problem beschreibt, bleibt schwer priorisierbar.

8. Praktische Bausteine: Blueprint, Kontrollset, Audit-Paket

Diese drei Bausteine sind Betreiberartefakte. Sie sind keine Produktbeschreibung, keine Zertifizierungen, keine behördlichen Freigaben, sondern interne Governance-Instrumente, die der Betreiber mit seinen Funktionen aufbaut, pflegt und verantwortet. Nicht jeder Standort hat Lücken in allen drei Bereichen. Die Methodik dient der systematischen Prüfung, nicht der automatischen Annahme.

Tabelle 4 bündelt die drei praktischen Bausteine für CEMS/DAHS-Governance unter Lastwechselbetrieb.

Tab. 4: Praktische Bausteine für CEMS/DAHS-Governance unter Lastwechselbetrieb

Baustein	Zweck	Inhalt	Eigentümer	Voraussetzung
Blueprint	Nachweiskette sichtbar machen	CEMS/AMS/DAHS-Kette, Betriebszustand, Statussignal, QAL3-Aufzeichnungen, QAL2/AST-Berichte soweit standortspezifisch vorliegend, Instandhaltung, Bericht, Behördenakte, Rollen, Übergaben	Umwelt, OT, Messtechnik, Betrieb	Genehmigung, Messkonzept, DAHS-Konfiguration als Ausgangsbasis
Kontrollset	Nachweiskette führbar machen	Betriebszustand, Messwertstatus, Ausfallgrund zum INVALID-Ereignis, QAL3-Status, Wartungsauftrag mit DAHS-Ereignisreferenz, § 19-Auslöser, Schließnachweis, Restrisiko	Umwelt, Messtechnik, Betrieb, Instandhaltung	Taxonomie für Betriebsarten und Sonderklassen standortspezifisch gegen Genehmigung, Messkonzept und Vollzugspraxis geprüft
Audit-Paket	Nachweiskette prüffähig belegbar machen	DAHS-Logs, QAL2/AST-Berichte, QAL3-Evidenz, Schichtbuch, Wartungsnachweise, Behördenkorrespondenz, Fristenregister, Schließnachweis	Umwelt/ Compliance, Messtechnik, OT, Rechtsabteilung, Finanzabteilung	Vollständigkeit erfordert die standortspezifisch zuständigen Funktionen; Rechtsabteilung bewertet rechtliche Tragfähigkeit, Finanzabteilung prüft Kostenlogik

Blueprint strukturiert die Nachweiskette, Kontrollset führt die operative Prüfung. Audit-Paket bündelt die prüffähigen Evidenzobjekte.

Die Leitfragen für jeden Standort sind: Welche Nachweiskette ist heute nicht belastbar geschlossen? Wer besitzt die Lücke? Welches Evidenzobjekt ist betroffen? Sofortmaßnahme, Systemmaßnahme oder Investitionsmaßnahme? Welcher Schließnachweis belegt später, dass die Lücke geschlossen wurde? Und welche Rolle übernimmt Verantwortung für Schließung und Nachweis?

Zwei Muster reichen für einen Investment Case nicht aus: Eine Visualisierung, die nur Sichtbarkeit schafft. Software, die installiert wird, ohne dass Rollen, Taxonomie, Fristenlogik und Wirksamkeitsprüfung sich verändern.

Ein Investment Case ist erst prüfbar, wenn Nachweisobjekt, Eigentümer, Kostenlogik, Restrisiko und Schließnachweis zusammengeführt sind. Budget sollte nicht auf Basis einer bloßen Sichtbarkeits- oder Softwarelogik freigegeben werden.

9. Schluss: Mit der Nachweiskette beginnen, nicht mit dem Produkt

Das Betreiberrisiko unter Lastwechselbetrieb entsteht nicht zwingend im Einzelereignis. Es entsteht, wenn Nachweislücken intern nicht geführt, priorisiert, geschlossen oder bewusst mit Restrisiko gesteuert werden, bevor sie extern relevant werden.

Risk-Adjusted Cycling Protocols, Evidence Architecture und Audit Defense Standards beschreiben keine neuen Rechtspflichten. Sie strukturieren die prüffähige Führung von Betrieb, Messung, Auswertung, Maßnahme und Dokumentation im Rahmen der standortspezifischen Pflichten.

Blueprint, Kontrollset und Audit-Paket sind keine Produktversprechen. Sie sind Betreiberartefakte, intern aufgebaut, intern gepflegt und intern verantwortet.

Ein industrieller Technologiepartner kann die Strukturierung von Nachweisketten, Lücken, Maßnahmenlogik und Investment-Case-Dokumentation unterstützen. Finanzbewertung, Budgetfreigabe, Rechtsbewertung, § 29b-Prüfung, Behördenentscheidung und Betreiberverantwortung bleiben bei den zuständigen Rollen. Er ersetzt keine Finanzbewertung, keine Budgetfreigabe, keine Rechtsbewertung, keine § 29b-Prüfung, keine Behördenentscheidung und keine Betreiberverantwortung.

Der erste Schritt ist nicht die Auswahl einer Technologie. Er ist die belastbare Antwort auf vier Fragen: Wo bricht die Nachweiskette unter Lastwechselbetrieb? Was kostet das Offenlassen, in Fahrstunden, Prüfaufwand, Fristen, Governance-Aufmerksamkeit? Welche Lücken gehören in die Investitionsprüfung dieses Budgetzyklus? Welche Rolle übernimmt Verantwortung für Schließung und Nachweis?

Beginnen Sie mit der Nachweiskette, nicht mit dem Produkt. Benennen Sie Evidenzobjekt, Eigentümer, geeignete Maßnahme, Kostenlogik, Schließnachweis und Restrisiko. Erst dann wird aus einer Nachweislücke ein prüffähiger Governance- und Investment Case.

10. Quellen

[1] Bundeskartellamt (2026). Marktmachtbericht Stromerzeugung 2024/25. URL: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Marktmachtbericht_2024_25.pdf (Stand: 06.06.2026).

[2] Bundeseinheitliche Praxis bei der Überwachung der Emissionen (BEP 2023). RdSchr. d. BMUV vom 31.07.2023, GMBl 43/2023. URL: https://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_31072023_502500120230001.htm (Stand: 06.06.2026).

[3] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). § 5 Pflichten der Betreiber genehmigungsbedürftiger Anlagen. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/__5.html (Stand: 06.06.2026).

[4] Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des BImSchG (13. BImSchV). § 17 Kontinuierliche Messungen. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_13_2021/__17.html (Stand: 06.06.2026).

[5] Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des BImSchG (13. BImSchV). § 19 Auswertung und Beurteilung. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschv_13_2021/__19.html (Stand: 06.06.2026).

[6] DIN EN 14181 (2015). Emissionen aus stationären Quellen. Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen. Deutsche Norm, 02/2015.

[7] DIN EN 17255-1 (2019). Emissionen aus stationären Quellen. Datenerfassungs- und Auswerteeinrichtungen. Teil 1: Anforderungen an die Handhabung und den Bericht von Daten. Deutsche Norm, 10/2019.

[8] Europäische Union (2024). Richtlinie (EU) 2024/1785 zur Änderung der Richtlinie 2010/75/EU über Industrieemissionen. Amtsblatt der Europäischen Union. URL: https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2024/1785/oj/eng (Stand: 06.06.2026).

[9] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). § 29b Bekanntgabe von Stellen und Sachverständigen. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/__29b.html (Stand: 06.06.2026).

[10] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). § 52 Überwachung. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/__52.html (Stand: 06.06.2026).

[11] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). § 52a Überwachungspläne und Überwachungsprogramme. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/__52a.html (Stand: 06.06.2026).

[12] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). § 17 Nachträgliche Anordnungen. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/__17.html (Stand: 06.06.2026).

[13] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG). § 20 Untersagung, Stilllegung und Beseitigung. Gesetze im Internet. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/bimschg/__20.html (Stand: 06.06.2026).

[14] Bezirksregierung Münster (2025). Umweltinspektionsbericht Uniper Kraftwerke GmbH Kraftwerk Scholven. Veröffentlicht am 21.07.2025. URL: https://www.bezreg-muenster.de/system/files/media/document/file/53_uib_ge_uniper_kraftwerke_gmbh_kraftwerk_scholven.pdf (Stand: 06.06.2026).

Von Datei-Chaos zu durchgängiger Transparenz

Digitale Anlagendokumentation als Schlüssel für effizientere Projekte

Michael Ungethüm

1. Einleitung 813
2. Organisatorischer Aufwand als wesentlicher Kostentreiber 814
3. Normative Anforderungen an die Anlagendokumentation 815
4. Ergebnisse einer Praxisumfrage 816
5. Grenzen klassischer Dokumentationssysteme 817
6. Komponentenorientierter Ansatz der digitalen Anlagendokumentation 818
7. Praxisbeispiel: Transparenz durch Komponentenbezug 819
8. Fazit und Ausblick 820
9. Quellen 820

1. Einleitung

Die technische Dokumentation stellt im Kraftwerks- und Anlagenbau einen wesentlichen Bestandteil der Projektabwicklung sowie des späteren Anlagenbetriebs dar. Trotz zunehmender Digitalisierung technischer Systeme und Engineering-Prozesse erfolgt das Management technischer Informationen in vielen Projekten jedoch weiterhin fragmentiert und stark organisatorisch geprägt [1] [2]. Während Bereiche wie 3D-Planung, modellbasiertes Engineering oder digitale Prozesssimulationen inzwischen etablierte Bestandteile moderner Anlagenprojekte sind, zeigt sich innerhalb der Dokumentationsprozesse häufig

weiterhin eine heterogene Systemlandschaft aus Excel-basierten Statuslisten, E-Mail-Kommunikation, Cloudlaufwerken, lokalen Ordnerstrukturen sowie manuell verwalteten Übergabe- und Revisionsprozessen.

Dadurch entstehen erhebliche organisatorische Zusatzaufwände, insbesondere bei der Nachverfolgung fehlender Unterlagen, der Verwaltung unterschiedlicher Revisionsstände, der Zusammenstellung von Übergabedokumentationen sowie der Kommunikation mit Lieferanten, Prüfern und Betreibern.

Die technische Digitalisierung der Anlage ist damit in vielen Projekten bereits deutlich weiter fortgeschritten als die Digitalisierung ihrer Dokumentationsprozesse.

2. Organisatorischer Aufwand als wesentlicher Kostentreiber

Ein wesentlicher Teil des Aufwands innerhalb von Dokumentationsprojekten entsteht häufig nicht durch die technische Erstellung oder fachliche Prüfung von Dokumenten selbst, sondern durch deren organisatorische Verwaltung und Koordination [3].

In einem Praxisprojekt (ordnerbasiertes Dokumentationsmanagement) mit einem Gesamtaufwand von rund 3.000 Stunden entfielen mehr als 50 % der Tätigkeiten auf organisatorische Prozesse wie das Einholen technischer Unterlagen, die Nachverfolgung von Lieferfristen, die Verwaltung unterschiedlicher Dokumentstände, die Kommunikation mit Lieferanten sowie die Zusammenstellung von Übergabepaketen (Abbildung 1).

Die eigentliche Herausforderung lag dabei weniger in der Existenz technischer Dokumente als vielmehr in deren strukturierter Verfügbarkeit, Nachvollziehbarkeit und Zuordenbarkeit innerhalb komplexer Projektprozesse. Die beschriebenen Praxisbeispiele basieren auf eigenen Projekterfahrungen im Bereich technischer Anlagendokumentation.

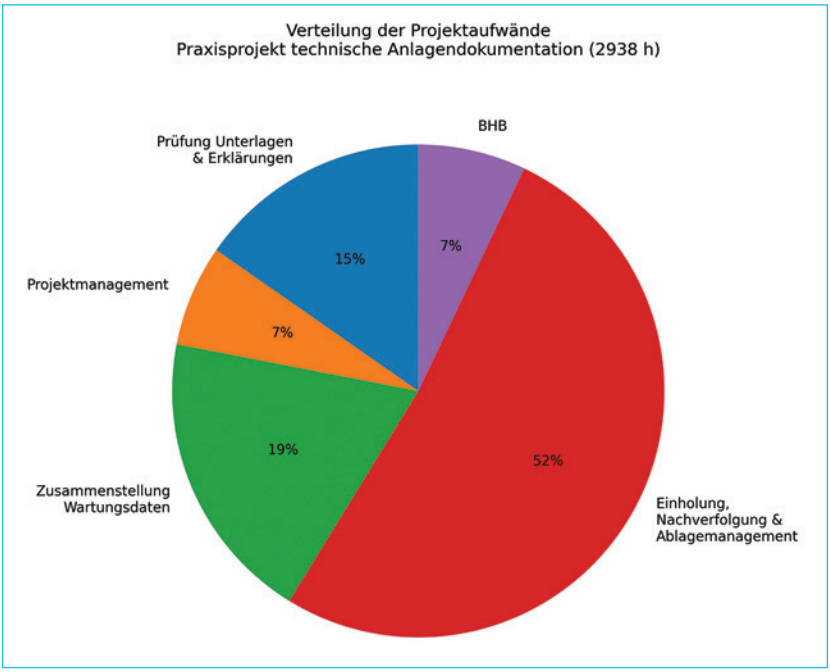


Abb. 1: Verteilung Projektaufwand Dokumentation Praxisprojekt

3. Normative Anforderungen an die Anlagendokumentation

Die Anforderungen an strukturierte technische Dokumentation sind grundsätzlich bereits durch verschiedene Normen und Richtlinien definiert.

Hierzu zählen insbesondere:

- IEC 81346 zur Strukturierung technischer Systeme [4]
- IEC 61355 zur Klassifikation technischer Dokumente [5]
- KKS und RDS-PP zur referenzbasierten Anlagenkennzeichnung [6]
- VDI 2770 zur digitalen Bereitstellung von Herstellerinformationen [8]

Außerdem spielen VGB-Richtlinien zur technischen Dokumentation von Energieerzeugungsanlagen [9] eine wichtige Rolle.

Diese Regelwerke adressieren unter anderem Vollständigkeit, eindeutige Zuordenbarkeit, Revisionssicherheit, Lifecycle-Fähigkeit sowie die strukturierte Bereitstellung technischer Informationen über den gesamten Lebenszyklus einer Anlage hinweg.

Gerade strukturierte Referenzkennzeichnungssysteme wie KKS und RDS-PP [7] schaffen hierbei die Grundlage für die eindeutige Zuordnung technischer Komponenten und ermöglichen damit eine konsistente Verknüpfung zwischen Anlagenstruktur, Dokumentation und Betriebsinformationen.

4. Ergebnisse einer Praxisumfrage

Zur Einordnung der praktischen Herausforderungen innerhalb aktueller Dokumentations- und Übergabeprozesse wurde ergänzend eine anonyme Online-Umfrage unter Fachkräften aus dem Anlagenumfeld durchgeführt.

An der Befragung nahmen 21 Personen teil. Ziel war die Erfassung typischer organisatorischer Herausforderungen innerhalb technischer Dokumentationsprozesse.

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass organisatorische und strukturelle Fragestellungen weiterhin einen erheblichen Einfluss auf den Projektalltag besitzen.

Bei der Frage nach den größten Zeitfressern innerhalb der Dokumentationsprozesse nannten 38 % der Teilnehmer das Suchen von Dokumenten (Abbildung 2).

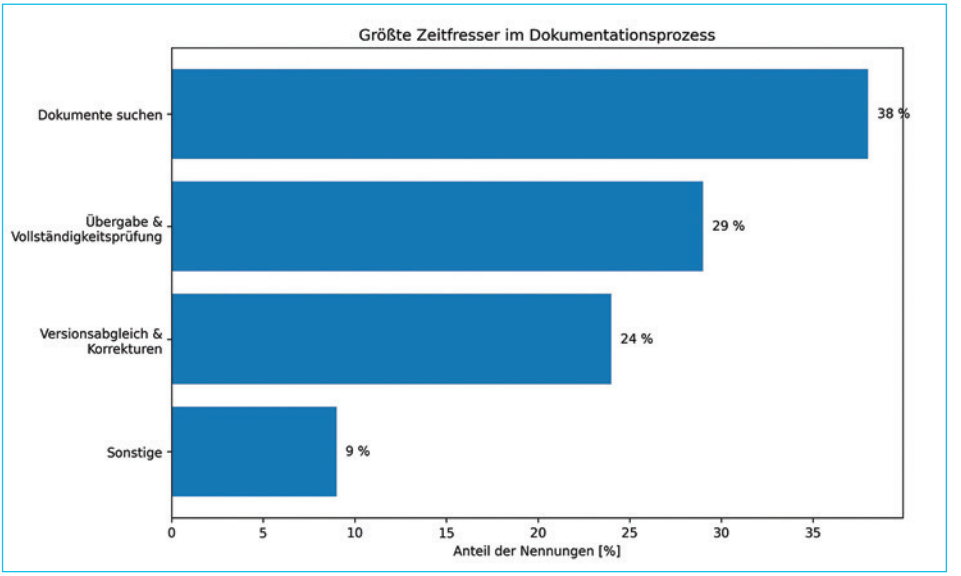


Abb. 2: Was kostet Sie im Alltag am meisten Zeit?

Auffällig, aber nicht unerwartet war zudem, dass Probleme und Dokumentationslücken insbesondere in zwei Projektphasen auftreten:

- 50 % der Teilnehmer nannten Bau- und Montagephasen.
- weitere 30 % die Übergabe an Betreiber oder Kunden

Die anonyme Durchführung der Befragung ermöglichte dabei bewusst offene und praxisnahe Rückmeldungen zu bestehenden organisatorischen und technischen Herausforderungen innerhalb realer Projektabläufe.

Die Ergebnisse der Umfrage bestätigen damit unsere zentrale Beobachtung vieler Praxisprojekte: Die eigentliche Herausforderung moderner Anlagendokumentation liegt weniger in der reinen Dokumentenerstellung als vielmehr in der strukturierten Verfügbarkeit und Nachvollziehbarkeit technischer Informationen innerhalb komplexer Projekt- und Betriebsprozesse.

5. Grenzen klassischer Dokumentationssysteme

Am Markt existieren zahlreiche Dokumentenmanagement- und Engineering-Data-Management-Systeme. In der praktischen Anwendung zeigen sich jedoch häufig zwei gegensätzliche Problemstellungen. Einerseits existieren generische Dokumentenmanagementsysteme, welche zwar grundlegende Ablage- und Versionsfunktionen bereitstellen, jedoch die spezifischen Anforderungen komplexer Anlagenprojekte nur eingeschränkt abbilden.

Andererseits stehen hochkomplexe Enterprise-Systeme zur Verfügung, deren Einführung und Pflege mit erheblichem organisatorischem und technischem Aufwand verbunden sind [2][10].

Gerade in projektorientierten Arbeitsumgebungen zeigt sich hierbei häufig ein Spannungsfeld zwischen theoretischer Systemfunktionalität und tatsächlicher operativer Nutzbarkeit im Projektalltag.

Komplexe Systeme erfordern oftmals:

- umfangreiche Pflegeprozesse
- detaillierte Datenmodelle
- hohe organisatorische Disziplin
- intensive Schulungs- und Einführungsaufwände

In der praktischen Anwendung führt dies nicht selten zu Akzeptanzproblemen innerhalb der Projektteams. Parallel entstehen zusätzliche Schattenprozesse außerhalb der eigentlichen Systeme, beispielsweise in Form von Excel-Listen, lokalen Ablagen, E-Mail-Kommunikation oder manuellen Statusübersichten.

Dadurch verbleiben zentrale organisatorische Prozesse weiterhin außerhalb der eigentlichen Systemlandschaft, obwohl bereits umfangreiche DMS- oder Enterprise-Lösungen vorhanden sind.

Die Folgen:

- Medienbrüche
- Mehrfachpflege von Informationen
- eingeschränkte Transparenz
- zusätzliche organisatorische Aufwände

Gerade im Kraftwerks- und Anlagenbau zeigt sich daher, dass nicht allein der Funktionsumfang eines Systems entscheidend ist, sondern insbesondere dessen praktische Integrationsfähigkeit innerhalb realer Projekt- und Betriebsprozesse.

6. Komponentenorientierter Ansatz der digitalen Anlagendokumentation

Aus den beschriebenen Problemstellungen heraus entstand der (nicht neue) Ansatz einer komponentenorientierten digitalen Anlagendokumentation. Im Gegensatz zu klassischen dokumentenzentrierten Ansätzen steht hierbei nicht die Datei selbst im Mittelpunkt, sondern die technische Anlagenstruktur. Dokumente werden den jeweiligen Anlagenkomponenten eindeutig zugeordnet. Gleichzeitig werden dokumentationsbezogene Anforderungen, Statusinformationen und Prüfprozesse direkt mit diesen Komponenten verknüpft.

Die Dokumentation entwickelt sich damit parallel zur Anlage selbst und bildet deren Fertigstellungsgrad kontinuierlich digital ab.

Durch die zentrale strukturierte Datenbasis lassen sich gleichzeitig zahlreiche organisatorische Routineprozesse innerhalb der Projektabwicklung reduzieren. Statusinformationen, Dokumentationsstände und fehlende Unterlagen können übergreifend transparent dargestellt werden. Beteiligte Projektpartner erhalten dabei Zugriff auf konsistente und aktuelle Informationsstände innerhalb einer gemeinsamen Plattformstruktur.

Dadurch lassen sich insbesondere folgende Probleme deutlich reduzieren:

- manuelle Statusführung
- mehrfache Ablagen
- redundante Datenübertragungen
- aufwendige Abstimmungsprozesse

Auch wiederkehrende organisatorische Tätigkeiten können digital stark unterstützt und dadurch wesentlich effizienter gestaltet werden:

- Fristenüberwachung
- Erinnerungsprozesse
- revisionsbezogene Nachverfolgung
- Zusammenstellung projektbezogener Dokumentationsstände

Gerade in komplexen Anlagenprojekten mit zahlreichen Beteiligten entsteht hierdurch eine deutlich verbesserte Transparenz hinsichtlich Dokumentationsstatus, Verantwortlichkeiten und offener Punkte hinsichtlich fehlender Unterlagen, offener Prüfungen, unvollständiger Komponenten sowie regulatorischer Nachweise.

7. Praxisbeispiel: Transparenz durch Komponentenbezug

Ein besonders prägnantes Praxisbeispiel ergab sich bei der Einführung des Systems AIS (Anlagen-Informations-System der Allindo GmbH) innerhalb eines bereits laufenden Anlagenprojekts.

Die Plattform war ursprünglich bereits zu Projektbeginn vorgeschlagen worden, wurde jedoch zunächst nicht eingesetzt, da ein klassisches Dokumentationsmanagement etabliert war.

Erst nach der späteren Einführung von AIS und dem strukturierten Import vorhandener Dokumentbestände zeigte sich ein wesentliches Problem: Zahlreiche Dokumente konnten keiner konkreten Anlagenkomponente eindeutig zugeordnet werden.

Zusätzlich wurden Informationslücken sichtbar, die zuvor innerhalb der bestehenden Ablagestrukturen nicht erkennbar gewesen waren. Besonders interessant war hierbei, dass diese Defizite nicht im Rahmen einer klassischen Dokumentationsprüfung erkannt wurden, sondern während abhängiger Prozesse, insbesondere bei der Bearbeitung CE-relevanter Unterlagen.

Das Praxisbeispiel verdeutlicht damit einen zentralen Unterschied zwischen klassischer Dateiablage und strukturierter digitaler Anlagendokumentation: Nicht allein die Existenz von Dokumenten ist entscheidend, sondern deren eindeutige Zuordenbarkeit, Vollständigkeit und Verfügbarkeit innerhalb technischer und regulatorischer Prozesse.

8. Fazit und Ausblick

Die Herausforderungen der modernen Anlagendokumentation liegen heute weniger in der Erstellung technischer Informationen selbst, sondern vielmehr in deren strukturierten Verwaltung, Verknüpfung und Verfügbarkeit innerhalb komplexer Projekt- und Betriebsprozesse.

Klassische Datei- und Ordnerstrukturen stoßen dabei insbesondere bei großen Anlagenprojekten zunehmend an ihre Grenzen.

Die digitale Anlagendokumentation entwickelt sich somit von einer reinen Dokumentenablage hin zu einer strukturierten Informationsplattform entlang des gesamten Lebenszyklus der Anlage.

Strukturierte digitale Informationsmodelle bilden zugleich die Grundlage zukünftiger Entwicklungen wie Digital Twin, KI-gestützte Informationsauswertung, automatisierte Compliance-Prüfungen sowie wissensbasierte Betreiberunterstützung [1][10].

Die Dokumentation begleitet die Anlage somit nicht nur, sondern wächst gemeinsam mit ihr.

9. Quellen

[1] Grieves, M.; Vickers, J.: *Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems*. Springer, 2017.

[2] Stark, J.: *Product Lifecycle Management (PLM)*. Springer, 2020.

[3] Eigene Projekterfahrungen und Projektauswertungen im Bereich technischer Anlagendokumentation (A2 Doku GmbH).

[4] DIN EN IEC 81346: Industrielle Systeme, Anlagen und Ausrüstungen sowie Industrieprodukte –Strukturierungsprinzipien und Referenzkennzeichnung.

[5] DIN EN 61355: Klassifikation und Kennzeichnung von Dokumenten für Anlagen, Systeme und Einrichtungen.

[6] VGB-S-811-01: Kraftwerk-Kennzeichensystem (KKS).

[7] VGB-RDS-PP® Application Guideline – Reference Designation System for Power Plants.

[8] VDI 2770 Blatt 1: Mindestanforderungen an digitale Herstellerinformationen für die Prozessindustrie.

[9] VGB-Richtlinien zur technischen Dokumentation von Energieerzeugungsanlagen.

[10] DIN EN ISO 19650: Organisation und Digitalisierung von Informationen über Bauwerke und Ingenieurleistungen einschließlich BIM.

Reale Handlungsfähigkeit im Krisenfall: Der Digitale Informationszwilling als Basis für Resilienz

Hans Karl Preuß und Jessica Nentwich

1. Einleitung und Ausgangssituation 822
2. Das KRITIS-Dachgesetz: Neue Anforderungen an Betreiber 822
3. Die derzeitige Realität in Kraftwerksanlagen 823
4. Der Digitale Informationszwilling: Konzept und Grundlagen 824
4.1. Intelligente R&I-Fließbilder 825
4.2. Digitale Freischaltungsplanung 826
4.3. Personenunabhängigkeit und Wissenstransfer 826
5. Vom gesetzlichen Anspruch zur operativen Resilienz 827
5.1. Beitrag zur Beherrschung von Kaskadeneffekten 827
5.2. Rechtssicherheit durch Datenqualität 827
5.3. Wirtschaftlichkeit und integrierte Betriebsführung 827
6. Die AVIS®-Plattform: Das Zuhause des Digitalen Informationszwillings 828
7. Umsetzung in der Praxis: Vom Bestand zum Digitalen Informationszwilling 829
7.1. AS-BUILT-Dokumentation und Anlagenbegehung 829
7.2. Durchgängige Anlagenkennzeichnung nach KKS/AKZ 829
7.3. Digitalisierung und Integration 830
7.4. Pflege durch das Virtuelle Technische Büro 830
8. Besonderheiten bei Neubauprojekten 830
9. Fazit 831
10. Quellen 832

Die entscheidende Frage im Ernstfall lautet: Sind die Wiederaufbauzeiten ein realistisches Versprechen – oder scheitern sie an einer lückenhaften Dokumentation der letzten Jahre? Mit dem KRITIS-Dachgesetz wandelt sich der Anspruch an Betreiber – weg von formalen Nachweisen, hin zur echten, jederzeit prüfbaren Resilienz. Hier setzt der Digitale Informationszwilling an. Er dient als systematisches Führungsinstrument, das komplexe Strukturen transparent macht und eine fundierte Entscheidungsgrundlage unter Zeitdruck garantiert.

1. Einleitung und Ausgangssituation

Die Versorgungssicherheit zählt zu den zentralen Herausforderungen moderner Industriegesellschaften. Kohlekraftwerke, Gaskraftwerke, Müllverbrennungsanlagen und weitere Einrichtungen der herkömmlichen Energieversorgung sind das Rückgrat einer funktionierenden Gesellschaft. Ihr Ausfall hat unmittelbare Konsequenzen: wirtschaftliche Schäden, Komforteinbußen für die Bevölkerung und im schlimmsten Fall Gefährdungen der öffentlichen Sicherheit. Der Betrieb solcher Anlagen erfordert daher technische Exzellenz sowie eine robuste, jederzeit verfügbare Informationsbasis.

Die Realität in vielen Bestandsanlagen sieht jedoch anders aus: Technische Dokumentationen wachsen über Jahrzehnte unstrukturiert, Daten liegen redundant, inkonsistent oder in proprietären Datensilos vor. Im Normalbetrieb ist das ein Ärgernis; im Krisenfall wird es zum ernsthaften Problem. Wer im Ernstfall lange nach der richtigen Information in der Dokumentation suchen muss, verliert Zeit – und Zeit ist in der Anlageninstandhaltung gleichbedeutend mit Kosten, Risiko und potenziellen Kaskadeneffekten.

Gleichzeitig verschiebt sich der normative Rahmen grundlegend: Das KRITIS-Dachgesetz, am 17. März 2026 in Kraft getreten [1], stellt Betreiber kritischer Infrastrukturen vor neue, konkrete Anforderungen: Resilienz muss nachweislich, prüfbar und dokumentiert gelebt werden. Der Digitale Informationszwilling bietet hierfür einen strukturierten, zukunftssicheren Ansatz.

2. Das KRITIS-Dachgesetz: Neue Anforderungen an Betreiber

Das KRITIS-Dachgesetz setzt die EU-Richtlinie über die Resilienz kritischer Einrichtungen (CER-Richtlinie, EU 2022/2557) in nationales Recht um und begründet erstmals bundeseinheitliche und sektorenübergreifende Mindestanforderungen für den physischen Schutz kritischer Infrastrukturen.

Vom Gesetz erfasst werden elf Sektoren, darunter Energie, Transport und Verkehr, Gesundheit, Trinkwasser, Abwasser, Siedlungsabfallentsorgung sowie Informationstechnik und Telekommunikation [2]. Für Kraftwerksbetreiber und Anlagenverantwortliche in der Energie- und Abfallwirtschaft bedeutet dies: Wer mehr als 500.000 Personen mit kritischen Dienstleistungen versorgt oder in anderer Weise als Betreiber einer kritischen Anlage eingestuft wird, unterliegt einem umfassenden Pflichtenkatalog.

Zu den wesentlichen Anforderungen gehören dabei:

- Regelmäßige Risikoanalysen und Risikobewertungen, mindestens alle vier Jahre, unter Berücksichtigung sämtlicher Gefahrenlagen (Natur, Technik, menschliches Handeln)
- Nachweis und Dokumentation von Resilienzmaßnahmen in einem Resilienzplan
- Meldeverpflichtungen bei Vorfällen sowie Nachweispflichten gegenüber dem Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK)
- Persönliche Haftung der Geschäftsleitung bei Pflichtverletzungen (§20 KRITIS-DachG)

Der Gesetzgeber geht dabei von rund 1.300 Betreibern kritischer Anlagen in Deutschland aus, die entsprechenden Nachholbedarf in physischer Resilienz haben [3]. Der einmalige Belastungsrichtwert für die Wirtschaft wurde auf rund 1,7 Milliarden Euro, der jährliche Aufwand auf 500 Millionen Euro geschätzt. Diese Zahlen verdeutlichen die wirtschaftliche Relevanz des Gesetzes – und zugleich das Potenzial, durch intelligente Lösungen Maßnahmen effizient und wertschöpfend umzusetzen.

Der Ansatz des KRITIS-Dachgesetzes unterscheidet sich fundamental von früheren Regulierungsmodellen: Nicht mehr formale Dokumentation, sondern echte, operativ wirksame Resilienz wird gefordert. Diese muss jederzeit prüfbar und damit auch jederzeit verfügbar sein. Genau hier liegt die Stärke des Digitalen Informationszwillings.

3. Die derzeitige Realität in Kraftwerksanlagen

a) In der Praxis zeigt sich ein verbreitetes Muster: Die technische Dokumentation von Kraftwerksanlagen und anderen kritischen Infrastrukturen ist in vielen Fällen über Jahrzehnte gewachsen und spiegelt den tatsächlichen Anlagenzustand nicht mehr zuverlässig wider. Änderungen, die im Laufe von Revisionen, Modernisierungen oder Reparaturen vorgenommen

wurden, wurden nicht oder nur unvollständig in die Dokumentationsunterlagen übernommen [5]. R&Is weichen vom tatsächlichen AS-BUILT-Stand der Anlage ab.

b) Gleichzeitig befindet sich ein Großteil des operativen Anlagenwissens ausschließlich in den Köpfen erfahrener Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter oder deren persönlichen Aufzeichnungen. Bis zum Jahr 2036 wird die sogenannte Babyboomer-Generation vollständig in Rente gehen [6]. In vielen Bestandsanlagen ist der Anteil an erfahrenen Fachkräften bereits jetzt deutlich gesunken. Das Know-how dieser Generation droht in wesentlichen Teilen verloren zu gehen, wenn es nicht systematisch gesichert und in digitale Systeme überführt wird.

c) Daten liegen in proprietären Silos vor – hier ein DMS, dort eine Excel-Datei, an anderer Stelle ein Fileserver oder ein ERP-System – ohne dass diese Informationsfragmente strukturiert miteinander verknüpft wären. Im Normalbetrieb ist das zwar ineffizient, aber handhabbar. Bei einer Betriebsstörung oder einem Schadensereignis jedoch kostet das Suchen nach der richtigen Information Zeit – und damit steigt die mittlere Wiederherstellungszeit (MTTR, Mean Time to Repair) erheblich. Laut einer Studie verbringen Fachkräfte bis zu 20 Prozent ihrer Arbeitszeit mit der Suche nach Informationen [8]. In einer KRITIS-Anlage, in der ungeplante Ausfallzeiten Kosten von mehreren Hunderttausend Euro je Stunde verursachen können, ist das eine inakzeptable Größenordnung. Wer Kaskadeneffekte beherrschen will, darf keine Zeit mit der Informationssuche verlieren – die notwendigen Daten müssen jederzeit und unmittelbar verfügbar sein.

4. Der Digitale Informationszwilling: Konzept und Grundlagen

Der Digitale Informationszwilling (DIZ) ist eine digitale Abbildung der realen Anlage, inklusive aller verfahrensrelevanten und auch leittechnisch angebundenen Komponenten, die alle Informationen aus der technischen Anlagendokumentation in einer webbasierten Plattform integriert [6]. Er ist ein dynamisches, lebendes System und ermöglicht, die Anlage virtuell zu betrachten, zu analysieren und zu optimieren.

Das Konzept basiert auf dem Prinzip der Single Source of Truth (SSoT) [4]: Sämtliche technisch relevanten Informationen – R&I-Fließbilder, Einlinienübersichtsschaltbilder, Freischaltschemata, Gerätedaten, Betriebsanweisungen, Wartungshistorien, Herstellerdokumentationen – werden in einer zentralen, konsistenten Wissensdatenbank zusammengeführt. Doppelte und wider-

sprüchliche Datenstände werden eliminiert, zumal die Daten in der Datenbank nach Verarbeitung offlinefähig für eine Wiederinbetriebnahme vor Ort in der Anlage verfügbar sind.

Die strukturierende Grundlage bildet dabei ein Kennzeichensystem (KKS, AKZ, RDS-PP) in Kombination mit dem Document Classification Code (DCC). Das KKS klassifiziert Anlagenteile nach funktionellen, geräteorientierten und geografischen Aspekten und bietet damit – hersteller- und typunabhängig – ein universell anwendbares Ordnungsprinzip [5]. In Kombination mit QR-Code-Beschilderung an den physischen Anlagenkomponenten ermöglicht dieses System dem Instandhaltungspersonal, vor Ort per Tablet oder Smartphone direkt auf alle relevanten Informationen zuzugreifen.



Abb. 1: Vom Kennzeichen zur validen technischen Dokumentation direkt am Prozess

4.1. Intelligente R&I-Fließbilder

Ein Kernbestandteil des Digitalen Informationszwillings sind die sogenannten intelligenten R&I-Fließbilder. Im Unterschied zu herkömmlichen, statischen Plänen sind diese interaktiv nutzbar: Ein Klick auf ein Aggregat-Kennzeichen führt direkt zur gesamten zugehörigen Technischen Dokumentation (Abbildung 1). Ventilstellungen können visualisiert werden, was insbesondere für die Freischaltungsplanung oder Wiederinbetriebnahme-Planung zusätzliche Sicherheit bietet [5].

Die kontinuierliche Pflege dieser Fließbilder wird durch den sogenannten Redlining-Prozess unterstützt: Änderungen können direkt vor Ort am Tablet erfasst, an den CAD-Bearbeiter weitergegeben und einmalig in der Zeichnungsdatei umgesetzt werden. Das intelligente R&I passt sich automatisch an – eine Änderung muss nur einmal durchgeführt werden.

4.2. Digitale Freischaltungsplanung

Die digitale Freischaltungsplanung im intelligenten R&I ist ein weiterer wesentlicher Baustein. Aus Gründen des Arbeitsschutzes ist für alle Arbeiten an in Betrieb befindlichen Anlagen grundsätzlich ein schriftliches Freigabeverfahren erforderlich (Abbildung 2). Im Digitalen Informationszwilling wird dieses Verfahren vollständig abgebildet [5].



Abb. 2: Digitale Prozessschritte eines Freigabeverfahrens

Die Freischaltung wird vorab am Bildschirm geplant. Alle betroffenen Aggregate und Armaturen werden im R&I visualisiert und farblich markiert; Reihenfolge und Status werden festgelegt. Durch visuelle Konfliktprüfung können kritische Wechselwirkungen zwischen parallelen Freischaltvorgängen erkannt werden. Diese Vorgehensweise reduziert Fehler, verkürzt die Durchführungszeit und erhöht nachhaltig die Arbeitssicherheit.

4.3. Personenunabhängigkeit und Wissenstransfer

Der Digitale Informationszwilling löst eine der drängendsten organisatorischen Herausforderungen: die Personenabhängigkeit von Anlagenwissen. Indem implizites, personengebundenes Erfahrungswissen in strukturierte, digitale Informationen überführt wird, bleibt dieses Wissen für das Unternehmen erhalten – unabhängig davon, ob der jeweilige Wissensträger verfügbar, krank oder bereits im Ruhestand ist [5].

Dies gewinnt angesichts des demografischen Wandels zunehmend an Bedeutung. Der bevorstehende Renteneintritt der Babyboomer-Generation bis 2036 [6] wird in vielen Kraftwerken und KRITIS-Anlagen eine erhebliche Wissenskluft hinterlassen. Der Digitale Informationszwilling ist die systematische, strukturierte Antwort auf diese Herausforderung.

5. Vom gesetzlichen Anspruch zur operativen Resilienz

Das KRITIS-Dachgesetz fordert, dass Betreiber kritischer Anlagen Resilienzmaßnahmen ergreifen, diese in Resilienzplänen dokumentieren und auf Verlangen gegenüber Aufsichtsbehörden nachweisen können. Die persönliche Haftung der Geschäftsführung bei Pflichtverletzungen (§20 KRITIS-DachG) verleiht diesen Anforderungen zusätzliches Gewicht.

Der Digitale Informationszwilling adressiert diese Anforderungen auf drei wesentlichen Ebenen.

5.1. Beitrag zur Beherrschung von Kaskadeneffekten

Durch die sektorenübergreifende Vernetzung von Daten, Dokumenten und Informationen im Digitalen Informationszwilling werden Ursache-Wirkungs-Ketten transparent. Betreiber können auf Basis der umfassenden, validen Datenbasis Kaskadeneffekte frühzeitig erkennen und aktiv begrenzen.

Gerade der Energiesektor, von dem alle anderen KRITIS-Sektoren abhängen [1], benötigt besondere Fähigkeiten zur Kaskadenbeherrschung. Ein Ausfall eines Kraftwerks kann – bei fehlendem Informationszugang – weitreichende Folgeschäden auslösen. Der Digitale Informationszwilling stellt sicher, dass das Betriebspersonal in solchen Situationen sofort auf alle relevanten Informationen zugreifen kann.

5.2. Rechtssicherheit durch Datenqualität

Da der Digitale Informationszwilling als konsolidierte Wissensbasis dient, sichert er die unmittelbare Haftungsrelevanz ab. Alle Entscheidungen basieren auf validen, nachvollziehbaren und belegten Daten. Historische Maßnahmen und Freigabevorgänge sind revisionssicher dokumentiert.

Dies stärkt die Position der Betreiber bei Audits, bei Meldepflichten gegenüber dem BBK und BSI sowie im Haftungsfall erheblich. Der Digitale Informationszwilling ist damit nicht nur ein Werkzeug der betrieblichen Effizienz, sondern auch ein zentrales Instrument der Compliance.

Zusätzliche Sicherheit bietet das ISO 27001-konforme, georedundante Hosting der Daten in Deutschland auf eigenen Servern.

5.3. Wirtschaftlichkeit und integrierte Betriebsführung

Resilienz wird durch den Digitalen Informationszwilling kein nachträglicher, zusätzlicher Kostenfaktor, sondern integraler Bestandteil der technischen Betriebsführung. Die klaren Datenstrukturen nach DCC-Klassen und KKS-Kennzeichnung ermöglichen eine effiziente Nutzung im täglichen Betrieb:

Instandhaltungsplanung, Schichtbuch, Arbeitsscheine, Revisionsmanagement und wiederkehrende Maßnahmen (WKM) werden über eine einheitliche Plattform gesteuert, dokumentiert [7] und sind auch im Regelbetrieb verfügbar (Abbildung 3).

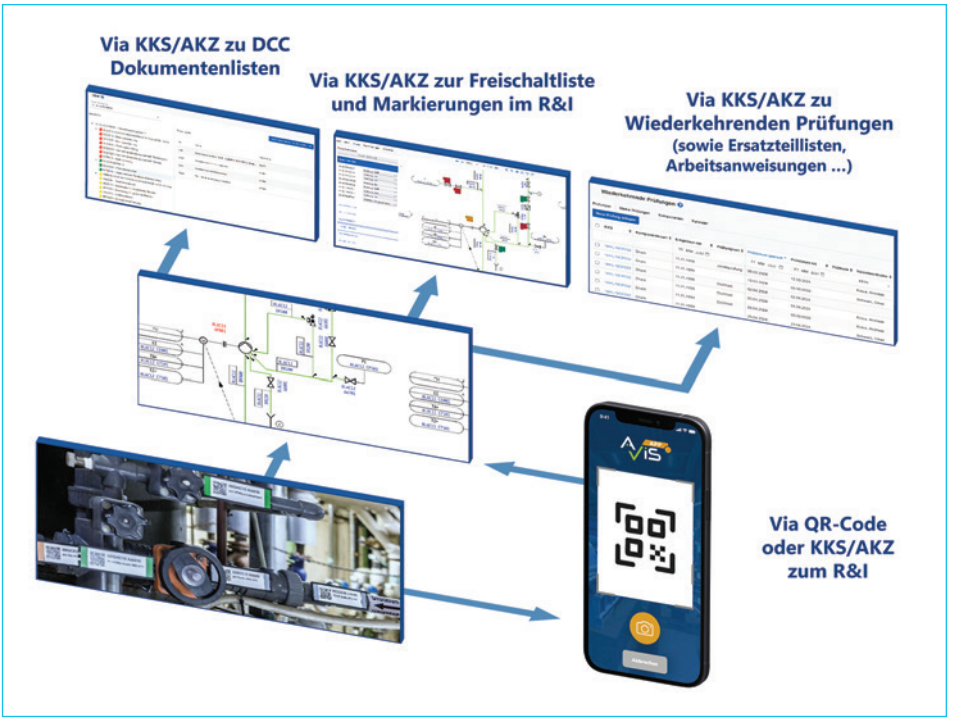


Abb. 3: KKS/AKZ als Ausgangspunkt zur Anlagendokumentation und der technischen Betriebsführung

Dabei greift ein Multiplikatoreffekt: Die Investition in eine strukturierte, qualitätsgesicherte Datenbasis zahlt sich über den gesamten Lebenszyklus der Anlage aus. In KRITIS-Anlagen, in denen ungeplante Ausfallzeiten Kosten von mehreren Hunderttausend Euro je Stunde verursachen können, ist die Amortisation typischerweise bereits nach wenigen verhinderten oder verkürzten Ausfällen erreicht [8].

6. Die AVIS®-Plattform: Das Zuhause des Digitalen Informationszwillings

Die Software-Plattform AVIS® des Spezialisten für Anlagendokumentation in der Energieerzeugung, GABO IDM mbH, ist die technische Basis, auf der der Digitale Informationszwilling realisiert und betrieben wird. Die Plattform ist speziell für Anforderungen kritischer Infrastrukturen konzipiert und vereint in

einer webbasierten, plattformunabhängigen Umgebung sämtliche Funktionen, die für die Erstellung, Pflege und Nutzung des Digitalen Informationszwillings erforderlich sind [7].

Autorisierte Nutzer können je nach zugewiesener Rolle und Rechten von überall auf die Informationen zugreifen. Eine sichere Anbindung an bestehende Systeme wie SAP oder andere ERP- und CMMS-Lösungen ist über offene Schnittstellen möglich und ermöglicht die Integration in die bestehende IT-Landschaft [5].

GABO IDM verfügt über mehr als 40 Jahre Erfahrung in der Erstellung und Pflege technischer Dokumentation für Anlagen der Energie- und Abfallwirtschaft. Das Unternehmen hat entscheidend an der Entwicklung des KKS-Standards sowie des DCC mitgewirkt und ist seit 1981 in der Branche tätig [7].

7. Umsetzung in der Praxis: Vom Bestand zum Digitalen Informationszwilling

Die Realisierung eines Digitalen Informationszwillings für eine Bestandsanlage erfolgt in mehreren aufeinander aufbauenden Schritten. GABO IDM bietet dabei eine vollumfängliche Umsetzung als Dienstleistung an, sodass das Team des Betreibers nur minimal zusätzlich belastet wird.

7.1. AS-BUILT-Dokumentation und Anlagenbegehung

Der Ausgangspunkt ist die systematische Erfassung des tatsächlichen Anlagenzustands. Im Rahmen einer Anlagenbegehung werden die R&I-Fließbilder mit dem AS-BUILT-Stand abgeglichen, Abweichungen per Redlining markiert und alle verbauten Komponenten erfasst. Dabei werden auch der korrekte Aggregatstyp und die Typenschilder dokumentiert, um gültige Inventar- und Ersatzteillisten erstellen zu können [5].

7.2. Durchgängige Anlagenkennzeichnung nach KKS/AKZ

Auf Basis der schwarzgezeichneten, aktualisierten R&Is und der Aggregatserfassung wird ein durchgängiges Kennzeichnungssystem nach KKS oder AKZ (Anlagen-Kennzeichnungssystem) realisiert. Die physische Kennzeichnung mit QR-Code-Schildern verbindet die reale Anlage mit ihrem Digitalen Zwilling: Ein Scan des QR-Codes am Aggregat führt den Nutzer direkt zu allen zugehörigen aktuellen Dokumenten und Daten [5]. Die Schilder enthalten selbstverständlich auch Klartext.

7.3. Digitalisierung und Integration

Sämtliche Dokumente der technischen Anlagendokumentation werden digitalisiert, strukturiert und nach dem KKS/DCC-Standard in der AVIS®-Plattform indexiert (Abbildung 4). Dabei werden auch bestehende Führungssysteme wie SAP oder andere ERP-Systeme über offene Schnittstellen angebunden, um eine durchgängige Datenbasis ohne redundante Datenpflege zu schaffen.

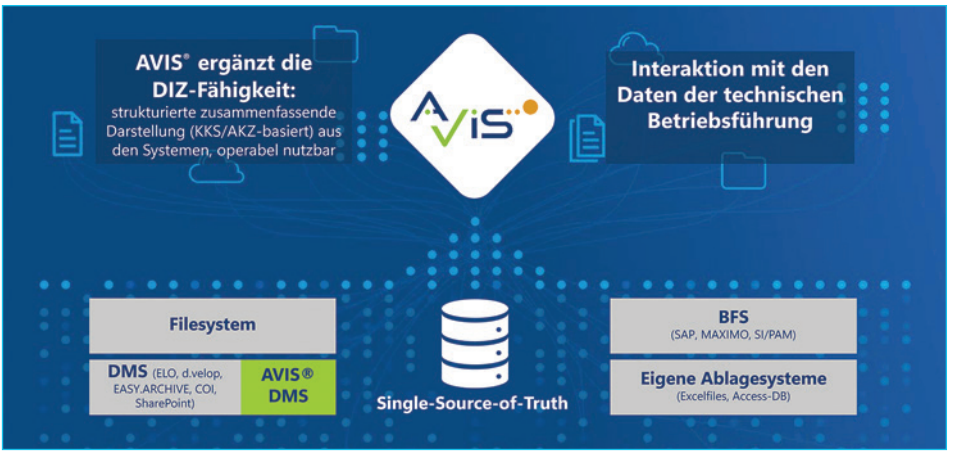


Abb. 4: Als Single-Source-of-Truth werden in AVIS® alle relevanten Informationen auch aus anderen Systemen dargestellt

7.4. Pflege durch das Virtuelle Technische Büro

Die nachhaltige Qualität des Digitalen Informationszwillings hängt davon ab, dass er kontinuierlich aktuell gehalten wird. Hierfür wird der Service des Virtuellen Technischen Büros (Business Process Outsourcing für Dokumentation) angeboten: Alle Änderungen an der Anlage – nach Revisionen, Umbauten oder Reparaturen – werden in den Digitalen Informationszwilling eingepflegt und dieser damit dauerhaft aktuell gehalten [7].

8. Besonderheiten bei Neubauprojekten

Bei der Errichtung neuer KRITIS-Anlagen entsteht bis zur Inbetriebnahme typischerweise ein Dokumentenbestand von 10.000 bis 15.000 Dokumenten. Diese technische Dokumentation ist zwingender Bestandteil der Lieferung – ohne sie sind Bauabnahme und Inbetriebnahme nicht möglich [8].

In der Praxis kollidieren hier jedoch die Interessen der Beteiligten: Generalunternehmer streben aus wirtschaftlichen Gründen eine Minimaldokumentation an, während Betreiber eine langfristig nutzbare und jederzeit belastbare Datenbasis benötigen. Dieser Widerspruch ist der Ausgangspunkt für spätere Probleme im Betrieb.

Eine vorausschauende Dokumentationsstrategie, die den gesamten Lebenszyklus der Anlage von Beginn an einbezieht, zahlt sich aus (Abbildung 5). Mit dem Digitalen Informationszwilling als Zieldokumentationsplattform werden bereits in der Projektphase die Weichen für ein effizientes, sicheres und rechtssicheres Betriebsmanagement gestellt. Die Entscheidung, die Dokumentationsverantwortung einem spezialisierten Dienstleister zu übertragen, vermeidet Schnittstellenverluste und sichert systematisch eine durchgängig hohe Qualität [8].



Abb. 5: Lebenszyklus der Anlagendokumentation und deren Nutzung und Pflege in allen Phasen

Die Anforderungen an die technische Dokumentation lassen sich dabei in vier Kategorien zusammenfassen: Sie muss vollständig, aktuell, richtlinienkonform (gemäß EU-Maschinenrichtlinie 2006/42/EG, BetrSichV, VGB S831) und organisierbar sein [8]. Der Digitale Informationszwilling erfüllt alle vier Anforderungen in einem integrierten Ansatz.

9. Fazit

Das KRITIS-Dachgesetz markiert einen Paradigmenwechsel: Von der formalen Compliance zur echten, operativen Resilienz. Für Betreiber von Kraftwerken und anderen kritischen Infrastrukturen bedeutet das eine jederzeit prüfbare und wirksame Handlungsfähigkeit, auch und gerade im Krisenfall.

Der Digitale Informationszwilling ist ein wichtiges Instrument, um diese Anforderungen zu erfüllen. Er transformiert die technische Dokumentation von einem passiven Archiv zu einem aktiven Führungsinstrument mit validen,

konsistenten Daten, die jederzeit verfügbar, überall zugänglich und revisionssicher dokumentiert sind. Er verkürzt die MTTR, sichert Rechtssicherheit und macht Resilienz zu einem integrierten Bestandteil der Betriebsführung.

Die ermutigende Botschaft lautet: Resilienz muss kein Kostenfaktor sein. Sie ist eine Investition, die sich im laufenden Betrieb durch weniger ungeplante Ausfälle, kürzere Wiederherstellungszeiten, effizientere Instandhaltung und reduziertes Haftungsrisiko rechnet. Der Digitale Informationszwilling macht aus der gesetzlichen Verpflichtung einen echten Benchmark für die Verfügbarkeit und Sicherheit von Kraftwerksanlagen.

10. Quellen

[1] Bundesregierung Deutschland: Schutz kritischer Infrastruktur gestärkt – KRITIS-Dachgesetz in Kraft getreten. 17. März 2026. https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kritis-dachgesetz-2383682 (Stand: 28.07.2026).

[2] Bundesministerium des Innern (BMI): Bundeskabinett beschließt Gesetzentwurf zum KRITIS-Dachgesetz. Pressemitteilung, 10. September 2025. https://www.bmi.bund.de/SharedDocs/pressemitteilungen/DE/2025/09/kritis-dg-kabinett.html (Stand: 28.07.2026).

[3] OpenKRITIS/Rödl & Partner: Bundestag beschließt KRITIS-Dachgesetz (KRITISDachG): Was Betreiber kritischer Anlagen jetzt wissen müssen. Februar 2026. https://www.roedl.com/insights/bundestag-beschliesst-kritis-dachgesetz-kritisdachg/ (Stand: 28.07.2026).

[4] Integrate.io: What Is Single Source of Truth. Integrate.io Glossary, o. D. https://www.integrate.io/glossary/what-is-single-source-of-truth/ (Stand: 13.07.2026).

[5] Preuß, H.-K.; Nentwich, J.: *Verkürzung der Ausfallzeiten von Anlagen der kritischen Infrastruktur mittels digitalem Informationszwilling*. In: Kraftwerkstechnisches Kolloquium der TU Dresden, KWTK25, Band 1, Oktober 2025.

[6] Deschermeier, P.; Schäfer, H.: *Die Babyboomer gehen in Rente*. IW Kurzbericht 78/2024. Institut der deutschen Wirtschaft, Köln, https://www.iwkoeln.de (Stand: 28.07.2026).

[7] GABO IDM mbH: Digitale Informationszwillinge und AVIS®-Plattform. Erlangen 2026, https://www.gabo-idm.de (Stand: 28.07.2026).

[8] Preuß, H.-K.; Nentwich, J.: *Technische Dokumentation und Digitale Informationszwillinge für KRITIS Neubauten*. In: VIVIS Buch zur Berliner Abfallwirtschafts- und Energiekonferenz 2026 (Thomé-Kozmiensky Verlag, ISBN 978-3-911006-65-1).

Expertenwissen vernetzen – Anlagenbetrieb transformieren. Cloud-Plattformen und KI als neue Infrastruktur der Instandhaltung

Stefan Kiene und Matthias Probst

1. Von verteiltem Wissen zur zentralen Wissensinfrastruktur 834

1.1. Instandhaltung im Wandel: Wissen, Daten und Erfahrung unter Druck 834

1.2. Historische Daten als unterschätzte Grundlage moderner Instandhaltung 835

1.3. Die Cloud-Plattform als gemeinsame Infrastruktur 836

2. Die Plattform als digitales Gedächtnis der Anlage 836

2.1. Zustandsdaten sichtbar und nutzbar machen 836

2.2. Von der Dokumentation zur Entscheidungsgrundlage 837

3. Vom Befund zur Entscheidung: ein strukturierter Instandhaltungsprozess 838

3.1. Zustände erfassen, bewerten und dokumentieren 838

3.2. Daten prüfen, archivieren und auswertbar machen 838

4. Vorausschauende Instandhaltung – Effizienz durch digitale Intelligenz 839

4.1. KI als integrierter Arbeitsassistent 839

4.2. Auswertung, Bericht und Entscheidungsgrundlage 840

5. Abschluss: Eine neue Infrastruktur für die Instandhaltung 842

6. Quellen 842

Die Instandhaltung kraftwerkstechnischer Anlagen steht vor einem grundlegenden Wandel. Steigende Komplexität, Fachkräftemangel und der Verlust von Erfahrungswissen treffen auf eine Datenlandschaft, die in vielen Anlagen über Jahre gewachsen ist: Revisionsberichte, Messprotokolle, Expertenbefunde, Austauschprotokolle, Bildmaterial und Inspektionsdaten liegen häufig an unterschiedlichen Stellen vor. Ihr eigentlicher Wert entsteht jedoch erst dann, wenn diese Informationen strukturiert zusammengeführt, nachvollziehbar verortet und für Betrieb und Instandhaltung nutzbar gemacht werden.

Der Beitrag zeigt, wie cloudbasierte Plattformen zur zentralen Daten- und Wissensinfrastruktur der Instandhaltung werden können. Zustandsdaten werden nicht nur gesammelt, sondern mit Anlagenbereichen, Messpunkten, Historien, Prognosen, Berichten und Maßnahmen verknüpft. So entsteht ein digitales Gedächtnis der Anlage, das den Zugriff auf relevante Informationen erleichtert, Zusammenarbeit mit externen Partnern unterstützt und die Grundlage für vorausschauende Entscheidungen schafft.

Eine besondere Rolle übernimmt dabei die Integration von Künstlicher Intelligenz. Der Beitrag betrachtet KI nicht als generischen Chatbot, sondern als produktintegrierten Assistenten, der innerhalb der Plattform arbeitet: Eine Frage in natürlicher Sprache wird zu nutzbarer Arbeit im System. Relevante Dokumente, Diagramme, Tabellen, Inspektionsberichte und Anlagenbereiche werden herangezogen, verständlich zusammengefasst und für weitere Entscheidungen aufbereitet. Damit entsteht ein neuer Schritt in Richtung datenbasierter, vernetzter und zukunftsfähiger Instandhaltung.

1. Von verteiltem Wissen zur zentralen Wissensinfrastruktur

1.1. Instandhaltung im Wandel: Wissen, Daten und Erfahrung unter Druck

Die Instandhaltung von Industrieanlagen hat über Jahrzehnte auf einem bewährten, aber fragilen Fundament geruht: dem Wissen und der Erfahrung langjähriger Mitarbeitender. Insbesondere in Kraftwerken, Heizkraftwerken oder Verbrennungsanlagen waren es oft dieselben Fachkräfte, die sich über viele Jahre ein tiefgreifendes Verständnis für die individuellen Anforderungen, Schwachstellen und historischen Entwicklungen ihrer Anlage angeeignet haben. Mit dem demografischen Wandel gerät dieses System jedoch zunehmend unter Druck. Der Verlust erfahrener Fachkräfte durch Pensionierungen lässt eine gefährliche Lücke entstehen, die durch den Fachkräftemangel weiter vergrößert wird [1].

Dabei geht nicht nur persönliches Erfahrungswissen verloren. Auch technische Informationen, die für eine fundierte Instandhaltungsplanung notwendig wären, liegen in vielen Anlagen nicht in einer einheitlichen Struktur vor. Viele Anlagen in Deutschland stammen aus den 90er/2000er Jahren und wurden nicht konsequent digitalisiert [2]. Alte Baupläne, Revisionsberichte, Messprotokolle, Schadensdokumentationen, Fotos oder Austauschprotokolle befinden sich häufig an unterschiedlichen Orten, in verschiedenen Formaten oder in den Köpfen einzelner Fachleute. Dadurch wird es schwieriger, Zusammenhänge zu erkennen, Entwicklungen über mehrere Revisionen hinweg nachzuvollziehen und aus vorhandenen Daten konkrete Entscheidungen abzuleiten.

Genau an diesem Punkt beginnt der Wandel: Aus verteilten Dokumenten, Erfahrungswerten und Einzelinformationen muss eine zentrale Wissensinfrastruktur entstehen, die den aktuellen Zustand der Anlage sichtbar macht und die Grundlage für eine moderne, datenbasierte Instandhaltung bildet.

1.2. Historische Daten als unterschätzte Grundlage moderner Instandhaltung

Der eigentliche Mehrwert dieser Informationen entsteht jedoch erst dann, wenn sie nicht isoliert betrachtet werden. Ein Messwert gewinnt an Aussagekraft, wenn er mit früheren Messungen, dem zugehörigen Anlagenbereich, einer Reparaturhistorie, Fotos, Berichten oder Empfehlungen verknüpft wird. Erst durch diese Verknüpfung lassen sich Entwicklungen erkennen, wiederkehrende Schadensbilder einordnen und fundierte Rückschlüsse für kommende Revisionen ziehen.

Damit verändert sich auch die Rolle historischer Daten. Sie sind nicht länger nur Archivmaterial, das bei Bedarf gesucht und geöffnet wird. Richtig strukturiert werden sie zu einer aktiven Wissensgrundlage für den laufenden Anlagenbetrieb. Sie helfen, den aktuellen Zustand besser zu verstehen, Prognosen zu erstellen, Lebenszyklen einzelner Baugruppen nachzuvollziehen und Entscheidungen nachvollziehbar vorzubereiten. Gerade im Zusammenspiel mit modernen Plattformlösungen entsteht daraus ein digitales Gedächtnis der Anlage, das unabhängig von einzelnen Personen verfügbar bleibt.

Für die Instandhaltung bedeutet dies einen entscheidenden Schritt nach vorn. Erfahrungswissen wird nicht ersetzt, sondern gesichert, ergänzt und für weitere Beteiligte nutzbar gemacht. Historische Daten, aktuelle Messungen und Experteneinschätzungen bilden gemeinsam die Grundlage, um aus verstreuten Informationen eine belastbare Wissensinfrastruktur aufzubauen.

1.3. Die Cloud-Plattform als gemeinsame Infrastruktur

Damit aus vorhandenen Daten eine belastbare Wissensgrundlage wird, braucht es mehr als eine digitale Ablage. Entscheidend ist eine Plattformstruktur, in der Informationen nicht nur gespeichert, sondern eindeutig zugeordnet, miteinander verknüpft und für unterschiedliche Beteiligte zugänglich gemacht werden können. Eine cloudbasierte Lösung schafft hierfür die technische Grundlage: Sie ermöglicht den orts- und zeitunabhängigen Zugriff auf relevante Zustandsdaten und verbindet Betrieb, Instandhaltung und externe Fachpartner auf einer gemeinsamen Datenbasis.

Ein weiterer Vorteil liegt in der Zusammenarbeit mit externen Partnern. Zulieferer, Instandhaltungsdienstleister oder spezialisierte Fachunternehmen bringen häufig entscheidendes Expertenwissen in den Wartungsprozess ein. Wenn ihre Berichte, Messdaten und Empfehlungen direkt in eine zentrale Plattform einfließen, reduziert dies manuelle Übertragungen, vermeidet Informationsverluste und erhöht die Transparenz für alle Beteiligten. Gleichzeitig kann der Anlagenbetreiber gezielt festlegen, welche Informationen für welche Nutzergruppen zugänglich sind.

Damit verändert sich die Rolle der digitalen Plattform (Abbildung 1) grundlegend. Sie ist nicht nur ein Archiv vergangener Maßnahmen, sondern wird zur gemeinsamen Infrastruktur der Instandhaltung. Auf ihr laufen Daten, Dokumentationen und Erfahrungswissen zusammen. Sie bildet die Grundlage für Auswertungen, Prognosen, Life-Cycle-Management und den nächsten Entwicklungsschritt: die intelligente Unterstützung durch KI-gestützte Funktionen.



Abb. 1: Zentrale Plattform

2. Die Plattform als digitales Gedächtnis der Anlage

2.1. Zustandsdaten sichtbar und nutzbar machen

Die Zeiten, in denen Instandhaltungsdaten mühsam in verschiedenen Ordnern, Tabellen oder einzelnen Berichten gesucht werden mussten, gehören zunehmend der Vergangenheit an. Moderne cloudbasierte Plattformen bieten die Möglichkeit, relevante Informationen an einem zentralen Ort zusammen-

zuführen und direkt mit der Anlagenstruktur zu verknüpfen. Dadurch entsteht nicht nur ein schneller Zugriff auf Daten, sondern ein deutlich besseres Verständnis für den aktuellen Zustand der Anlage.

Ein wesentlicher Vorteil liegt darin, dass Messwerte, Fotos, Berichte, Zeichnungen, Befunde und Maßnahmen nicht isoliert betrachtet werden. Sie werden nun konkreten Baugruppen, Anlagenbereichen oder Messpunkten zugeordnet. So lässt sich beispielsweise nachvollziehen, wie sich Wand- oder Schichtdicken über mehrere Revisionen entwickelt haben, welche Bereiche repariert oder ausgetauscht wurden und welche Empfehlungen bereits vorliegen. Aus einzelnen Informationen entsteht dadurch ein strukturierter Zusammenhang.

Zur schnellen Orientierung helfen visuelle Darstellungen. Ein Ampelsystem kann kritische Bereiche unmittelbar sichtbar machen: Grün steht für unkritische Zustände, Gelb weist auf Bereiche hin, die beobachtet werden sollten, und Rot kennzeichnet Stellen, die genauer überprüft werden müssen. Ergänzend können Baugruppenübersichten, Heatmaps oder Messpunkthistorien eingesetzt werden, um Entwicklungen verständlich darzustellen. Auf diese Weise wird der Anlagenzustand nicht nur dokumentiert, sondern für die tägliche Arbeit greifbar gemacht.

2.2. Von der Dokumentation zur Entscheidungsgrundlage

Der Nutzen einer solchen Plattform geht über die reine Datenablage hinaus. Entscheidend ist, dass historische und aktuelle Informationen miteinander verknüpft werden. Erst dadurch lassen sich Entwicklungen über längere Zeiträume erkennen, Abzehrraten bewerten und Prognosen für kommende Revisionen ableiten. Die Plattform wird damit zu einem digitalen Gedächtnis der Anlage: Sie bewahrt nicht nur Informationen auf, sondern stellt sie so bereit, dass daraus konkrete Handlungsmöglichkeiten entstehen.

Für Anlagenbetreibende bedeutet dies mehr Transparenz und eine bessere Grundlage für die Planung. Revisionsdaten, Zustandsbewertungen und Maßnahmen können schneller eingeordnet werden.

Gerade in komplexen Anlagen ist diese Form der strukturierten Datenverfügbarkeit ein entscheidender Schritt in Richtung vorausschauender Instandhaltung. Die Plattform zeigt, wo Handlungsbedarf besteht, welche Entwicklungen kritisch werden könnten und welche Informationen für die nächste Entscheidung relevant sind. Damit bildet sie die Grundlage für den nächsten Entwicklungsschritt: die intelligente Auswertung vorhandener Daten durch KI-gestützte Funktionen.

3. Vom Befund zur Entscheidung: ein strukturierter Instandhaltungsprozess

3.1. Zustände erfassen, bewerten und dokumentieren

Eine zentrale Plattform entfaltet ihren Nutzen erst dann vollständig, wenn die relevanten Informationen systematisch und nachvollziehbar in ihr zusammenlaufen. Der Ausgangspunkt bleibt dabei die fachliche Bewertung vor Ort: Anlagenbereiche werden lokalisiert, Auffälligkeiten erkannt und Zustände beurteilt. Messwerte, Fotos, Berichte und Notizen bilden die Grundlage, um Schwachstellen sichtbar zu machen und den Zustand einzelner Baugruppen einzuordnen.

Im nächsten Schritt werden die notwendigen Maßnahmen dokumentiert. Reparaturen, Schutzmaßnahmen oder der Austausch von Komponenten sollten nicht nur durchgeführt, sondern direkt mit dem jeweiligen Anlagenbereich verknüpft werden. Dazu gehören Bilder, Zeichnungen, Revisionsberichte, Messprotokolle und weitere Dokumentationen. Entscheidend ist, dass diese Informationen nicht nachträglich an verschiedenen Orten abgelegt werden, sondern in einer gemeinsamen Struktur landen. So entsteht ein nachvollziehbarer Zusammenhang zwischen Befund, Maßnahme und späterer Bewertung.

3.2. Daten prüfen, archivieren und auswertbar machen

Nach einer Revision beginnt der nächste wichtige Schritt: Die erhobenen Informationen werden importiert, geprüft, ergänzt und archiviert. Erst durch diese strukturierte Nachbereitung entsteht aus einzelnen Dokumenten ein belastbarer Datenbestand. Messpunkte, Baugruppen, Fotos, Berichte und Maßnahmen werden miteinander verbunden und bilden die Grundlage für spätere Vergleiche, Prognosen und Auswertungen.

Damit verändert sich auch die Qualität der Instandhaltungsplanung. Informationen aus früheren Revisionen können mit aktuellen Zuständen verglichen werden. Entwicklungen werden sichtbar, kritische Bereiche lassen sich schneller erkennen und Maßnahmen können besser vorbereitet werden. Die Plattform wird dadurch nicht nur zum Speicherort, sondern zum Arbeitsmittel für die tägliche Instandhaltung.

Der letzte Schritt besteht in der intelligenten Auswertung. KI-gestützte Funktionen können dabei helfen, vorhandene Informationen schneller zu erfassen, Zusammenhänge aufzubereiten und Berichte zu erstellen. Aus der strukturierten Datengrundlage entsteht damit eine konkrete Unterstützung für den Anlagenbetrieb. Die Instandhaltung bewegt sich Schritt für Schritt von der reinen Dokumentation hin zu einem datenbasierten Entscheidungsprozess (Abbildung 2).

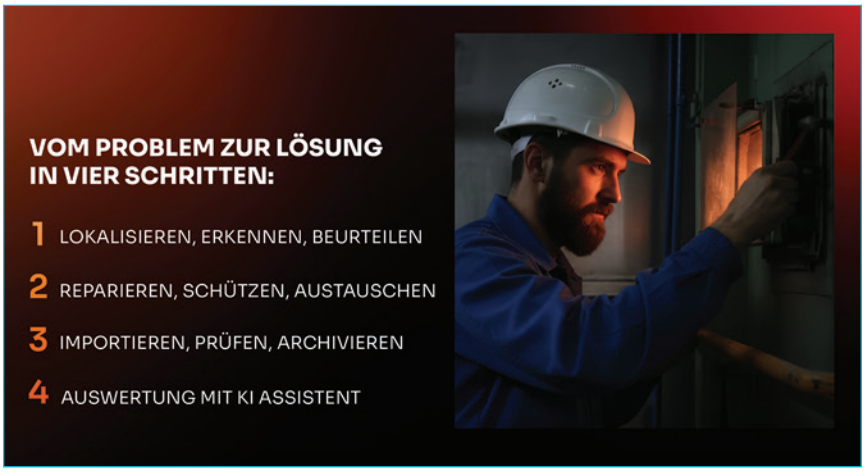


Abb. 2: Die 4 Schritte

4. Vorausschauende Instandhaltung – Effizienz durch digitale Intelligenz

4.1. KI als integrierter Arbeitsassistent

Die strukturierte Erfassung und Verknüpfung von Zustandsdaten bildet die Grundlage für den nächsten Entwicklungsschritt: die intelligente Auswertung innerhalb der Plattform. Dabei geht es nicht darum, eine zusätzliche Anwendung neben die bestehende Instandhaltungssoftware zu stellen. Der eigentliche Mehrwert entsteht dann, wenn KI direkt in die Plattform integriert ist und auf die dort vorhandenen Daten, Dokumente und Berechtigungen zugreifen kann.

Eine Frage in natürlicher Sprache bekommt dadurch nicht nur eine allgemeine Antwort, sondern eine nutzbare Handlungsanweisung im System. Der Assistent kann relevante Informationen aus Berichten, Notizen, Messwerten, Inspektionsdaten und Dokumentationen heranziehen, Zusammenhänge erklären und wichtige Anlagenbereiche hervorheben. Gleichzeitig können Diagramme, Tabellen oder Berichte eingebunden werden, um die jeweilige Fragestellung nachvollziehbar zu beantworten.

Entscheidend ist die Einordnung in den konkreten Anlagenkontext. Ein produktintegrierter Assistent arbeitet nicht wie ein generischer Chatbot, sondern innerhalb der vorhandenen Plattformstruktur (Abbildung 3) . Er berücksichtigt die Datenbasis der jeweiligen Anlage, bewegt sich innerhalb der vergebenen Berechtigungen und unterstützt die Anwender dabei, schneller zu den relevanten Informationen zu gelangen.

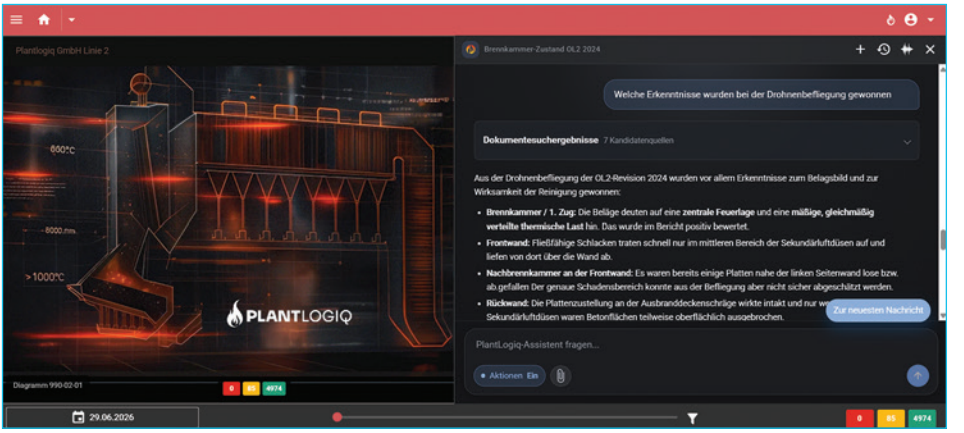


Abb. 3: Produktintegrierter Assistent

4.2. Auswertung, Bericht und Entscheidungsgrundlage

In der praktischen Anwendung kann diese Unterstützung an verschiedenen Stellen des Instandhaltungsprozesses ansetzen. So lassen sich beispielsweise Erkenntnisse aus Revisionsberichten, Drohneninspektionen oder Befundungen zusammenfassen und mit weiteren Informationen aus der Plattform verbinden. Auch Fragen zum Zustand einzelner Anlagenbereiche, zu durchgeführten Maßnahmen oder zu Empfehlungen für kommende Revisionen können auf Basis der vorhandenen Dokumentation beantwortet werden.

Ein wichtiger Schritt ist dabei die Aufbereitung der Ergebnisse. Die KI-gestützte Funktion soll nicht nur Informationen finden, sondern diese verständlich zusammenfassen und für die weitere Prüfung vorbereiten. Daraus können kompakte Übersichten oder Berichtsentwürfe entstehen, die den aktuellen Zustand einer Anlage oder eines bestimmten Bereichs beschreiben. Die abschließende Bewertung bleibt dabei weiterhin Aufgabe der Fachleute. Die Plattform liefert jedoch eine strukturierte Grundlage, auf der Entscheidungen schneller und nachvollziehbarer getroffen werden können.

Damit verändert sich die Rolle digitaler Instandhaltung erneut. Aus der zentralen Ablage wird zunächst ein digitales Gedächtnis der Anlage. Durch die intelligente Auswertung wird dieses Gedächtnis aktiv nutzbar: Informationen werden nicht nur gespeichert, sondern in Beziehung gesetzt, erklärt und für konkrete Aufgaben im Anlagenbetrieb aufbereitet. Cloud-Plattform und KI werden so zu einer gemeinsamen Infrastruktur, die Erfahrungswissen, Zustandsdaten und aktuelle Fragestellungen miteinander verbindet.

PLANTLOGIQ BERICHT

Feuerfest-Ersatzprodukte 2025

Übersicht der ersetzten Produkte JuSyS Air, JuSyS Standard und SIC Masse mit Kuchendiagramm.

SCOPE	KOMPONENTE	ZEITRAUM	ERSTELLT
Linie 2	Feuerfest	01.01.2025-31.12.2025	29.06.2026 11:59

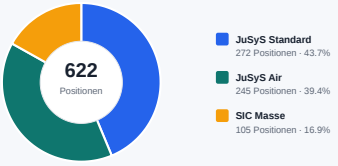
Dieser Bericht wurde assistenzgestützt aus strukturierten PLANTLOGIQ-Feuerfest-Ersatzdaten erzeugt. Die Ergebnisse gelten für den ausgewerteten Scope und Zeitraum; Datumswerte beziehen sich auf das erfasste Arbeits-/Ersatzdatum.

Kurzfazit

Für die drei angefragten Feuerfest-Produkte sind in der 2025er Ersatzgruppe am **12.05.2025** insgesamt **622 ersetzte Positionen** erfasst.

SUMME	STÄRKSTES PRODUKT	ERSATZDATUM
622 ersetzte Positionen	JuSyS Standard 272 Positionen	12.05.2025 aufgezeichnete Ersatzgruppe

Kuchendiagramm nach Produkt



Wesentliche Befunde

- **JuSyS Standard**: 272 ersetzte Positionen (43,7 %).
- **JuSyS Air**: 245 ersetzte Positionen (39,4 %).
- **SIC Masse**: 105 ersetzte Positionen (16,9 %).

> Die Quelle enthält für Feuerfest-Ersatzhistorie Ersatzgruppen nach aufgezeichnetem Datum, aber keine separate offizielle Revisions-ID.

Abb. 4: KI-generierter PDF-Bericht

5. Abschluss: Eine neue Infrastruktur für die Instandhaltung

Die Instandhaltung kraftwerkstechnischer Anlagen steht vor einer entscheidenden Weiterentwicklung. Der Verlust von Erfahrungswissen, steigende Anforderungen an Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit sowie eine wachsende Datenmenge machen deutlich, dass klassische Formen der Dokumentation allein nicht mehr ausreichen. Entscheidend wird, wie vorhandenes Wissen gesichert, strukturiert und für den laufenden Anlagenbetrieb nutzbar gemacht werden kann.

Cloudbasierte Plattformen schaffen hierfür eine neue Grundlage. Sie führen Zustandsdaten, historische Informationen, Messwerte, Berichte, Fotos, Maßnahmen und Expertenwissen an einem zentralen Ort zusammen. Dadurch entsteht ein digitales Gedächtnis der Anlage, das nicht von einzelnen Personen abhängig ist, sondern allen berechtigten Beteiligten zur Verfügung steht. Instandhaltung wird dadurch transparenter, nachvollziehbarer und besser planbar.

Moderne Instandhaltungssoftware wie PLANTLOGIQ übernimmt dabei eine Schlüsselrolle: als zentrale Plattform, als Wissensspeicher und als Schnittstelle zwischen Anlagenbetrieb, Instandhaltung, externen Partnern und Datenintelligenz. Mit KI-gestützten Funktionen geht diese Entwicklung einen Schritt weiter. Informationen werden nicht nur gespeichert, sondern in Beziehung gesetzt, verständlich aufbereitet und für konkrete Fragestellungen nutzbar gemacht.

So wird aus einer zentralen Datenbasis eine aktive Unterstützung für die tägliche Arbeit: von der Zustandsbewertung über die Vorbereitung von Berichten bis hin zur fundierten Planung kommender Revisionen. Die Zukunft der Instandhaltung liegt damit nicht in einer einzelnen Technologie, sondern im Zusammenspiel von Erfahrung, strukturierten Daten, vernetzter Zusammenarbeit und intelligenter Auswertung. Cloud-Plattformen und KI können zu einer neuen Infrastruktur werden, die den Anlagenbetrieb resilienter, effizienter und zukunftsfähiger macht.

6. Quellen

[1] Pötzsch, Olga, zur Nieden, Felix: *Die Babyboomer: Auf dem Gipfel der demographischen Welle*, 2024. In: https://www.destatis.de/DE/Methoden/WISTA-Wirtschaft-und-Statistik/2024/01/die-babyboomer-012024.pdf?__blob=publicationFile (Stand: 21.11.2024).

[2] Wikipedia, Müllverbrennungsanlagen in Deutschland, In: https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_M%C3%BCllverbrennungsanlagen_in_Deutschland (Stand: 29.06.2026).

Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit durch optimierte Kesselinstandhaltung und schnelle Eingriffskonzepte im Stillstand

Woldemar Haak

1. Einleitung 844
2. Betriebsbedingte Veränderungen thermischer Kraftwerke 844
3. Schadensmechanismen in Kesselanlagen 845
3.1. Hochtemperaturkorrosion 845
3.2. Erosion 845
3.3. Verschlackung 845
4. Zustandsbewertung und Priorisierung 845
5. Technische Instandhaltungs- und Schutzkonzepte 845
5.1. High Velocity Thermal Spray (HVTS) 845
5.2. Automatisiertes Weld Overlay (WOL) 846
5.3. Anti-Verschlackungsbeschichtungen (SlagRelease Coating) 847
6. Umsetzung in kurzen Stillständen 847
7. Praxisbeispiele 847
7.1. HVTS auf degradierendem Weld Overlay (Müllheizkraftwerk) 847
7.2. Automatisiertes Weld Overlay 849
7.3. Reduktion von Verschlackung durch keramische Beschichtung 850
8. Diskussion 852
9. Fazit 852

1. Einleitung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien führt zu einer signifikanten Veränderung der Betriebsweise thermischer Kraftwerke. Häufige Lastwechsel, verkürzte Betriebszyklen sowie steigende Anforderungen an Flexibilität erhöhen die mechanische und thermische Beanspruchung von Kesselkomponenten.

Parallel dazu reduzieren sich planbare Stillstandszeiten erheblich. Klassische, umfangreiche Instandhaltungsstrategien sind unter diesen Randbedingungen nur eingeschränkt umsetzbar. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, zustandsorientierte und innerhalb kurzer Stillstände realisierbare Maßnahmenkonzepte zu entwickeln.

Ziel dieses Beitrags ist die Darstellung eines methodischen Ansatzes zur Bewertung, Priorisierung und Umsetzung von Instandhaltungsmaßnahmen zur nachhaltigen Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit.

2. Betriebsbedingte Veränderungen thermischer Kraftwerke

Die Flexibilisierung des Kraftwerksbetriebs führt zu veränderten Belastungsprofilen, insbesondere in:

- ersten bis dritten Kesselzügen,
- wassergekühlten Membranwänden,
- Überhitzer- und Verdampferflächen.

Erhöhte Wärmestromdichten, wechselnde Brennstoffqualitäten sowie häufige Lastwechsel begünstigen:

- Hochtemperaturkorrosion,
- erosiven Verschleiß,
- Verschlackung und Fouling.

Diese Effekte führen zu verkürzten Standzeiten und erhöhen das Risiko ungeplanter Stillstände.

3. Schadensmechanismen in Kesselanlagen

3.1. Hochtemperaturkorrosion

Korrosionsmechanismen treten insbesondere in Bereichen mit aggressiven Rauchgasatmosphären und hohen Temperaturen auf. Chlor-, Schwefel- und Aschebestandteile führen zu beschleunigtem Materialabtrag.

3.2. Erosion

Erosiver Verschleiß entsteht durch Partikelbelastung im Rauchgasstrom, insbesondere in Umlenkbereichen.

3.3. Verschlackung

Ablagerungen wirken als thermische Barriere und führen zu erhöhten Bauteiltemperaturen sowie reduziertem Wirkungsgrad.

4. Zustandsbewertung und Priorisierung

Eine strukturierte Zustandsbewertung umfasst:

- visuelle Inspektion und Wanddickenmessung
- Identifikation kritischer Zonen
- Bewertung von Schadensmechanismen

Darauf aufbauend erfolgt die Priorisierung unter Berücksichtigung von:

- Sicherheitsrelevanz
- wirtschaftlichen Auswirkungen
- verfügbaren Stillstandszeiten

5. Technische Instandhaltungs- und Schutzkonzepte

5.1. High Velocity Thermal Spray (HVTS)

HVTS stellt eine in-situ applizierbare Beschichtungstechnologie dar, die eine dichte, nicht-poröse Schutzschicht mit geringem Wärmeeintrag erzeugt. Dabei handelt es sich um modifizierte Legierungspartikel, welche auf die Bauteiloberfläche appliziert werden.

Technische Vorteile im Vergleich zu Auftragsschweißverfahren:

- kein Wärmeeintrag in das Grundmaterial (keine Wärmeeinflusszone, HAZ)

- keine Verformung der Rohre oder Bauteile
- keine Wasserfüllung der wasserführenden Rohre erforderlich
- Entfall zusätzlicher Nebenarbeiten (Entleerung, Kühlung, Pumpenbetrieb)
- reduzierte Stillstandszeiten durch Wegfall begleitender Instandhaltungsarbeiten an Nebenaggregaten
- bis zu drei Mal schnellere Applikation im Vergleich zu Weld Overlay
- hohe Korrosions- und Erosionsbeständigkeit bei gleichzeitig geringer Schichtdicke
- keine Verdünnungseffekte wie bei Schweißprozessen
- gute Inspektions- und Wartungsfähigkeit über den gesamten Lebenszyklus

Ein wesentlicher Vorteil besteht darin, dass HVTS unter realen Stillstandsbedingungen ohne zusätzliche thermische oder hydraulische Randbedingungen appliziert werden kann. Dies ermöglicht eine signifikante Verkürzung der kritischen Pfade innerhalb von Revisionen.

Typische Anwendungsbereiche in der Praxis:

- auf bestehenden Weld-Overlay-Flächen zur zusätzlichen Lebensdauerverlängerung
- an Schweißübergängen und geometrischen Übergangsbereichen
- im ersten und zweiten Kesselzug
- an Deckenbereichen und Feuerraumzonen
- auf bislang ungeschützten Membranwänden mit initialen Korrosionserscheinungen
- auf Überhitzern und Schutzverdampfern

5.2. Automatisiertes Weld Overlay (WOL)

WOL dient der Wiederherstellung von Wanddicken und dem Schutz drucktragender Komponenten.

Die Vorteile von WOL liegen in der gezielten Materialverstärkung, der hohen Beständigkeit gegen Korrosion und Erosion sowie der reproduzierbaren Qualität durch Automatisierung.

5.3. Anti-Verschlackungsbeschichtungen (SlagRelease Coating)

Keramische Beschichtungen reduzieren die Anhaftung von Schlacke und verbessern die Wärmeübertragung. Die Vorteile dieser Maßnahme sind die reduzierte Ablagerungsbildung, der geringere Reinigungsaufwand sowie die stabileren Betriebsbedingungen.

6. Umsetzung in kurzen Stillständen

Die Umsetzung erfordert:

- standardisierte Abläufe
- präzise Planung
- modularisierte Eingriffskonzepte

Der Einsatz von Verfahren ohne Wärmeeintrag und ohne wasserführende Nebenprozesse reduziert die Komplexität der Stillstandsplanung erheblich.

Insbesondere entfallen:

- Befüllen und Entleeren der Rohrsysteme,
- Kühlmaßnahmen während der Applikation,
- zusätzliche Wartungsarbeiten an Pumpen und zugehörigen Nebenaggregaten.

Dadurch wird der kritische Pfad verkürzt und die Stillstandszeit reduziert.

7. Praxisbeispiele

7.1. HVTS auf degradierendem Weld Overlay (Müllheizkraftwerk)

In einer Müllverbrennungsanlage wurde eine beschleunigte Degradation von Alloy-625-Weld-Overlay im Bereich oberhalb des Rostes festgestellt.

Die gemessene Korrosionsrate lag bei ca. 0,5 mm/Jahr. Ohne Gegenmaßnahmen hätte dies zu einem vorzeitigen Austausch der Kesselwände geführt.

Abbildung 1 zeigt die identifizierten Hochbelastungsbereiche sowie die priorisierten Schutzzonen im ersten Kesselzug. Im Rahmen eines strukturierten Ansatzes wurde:

- die betroffene Zone identifiziert
- priorisiert
- innerhalb eines Kurzstillstands mit HVTS beschichtet

Ergebnisse:

- vollständige Stabilisierung der Korrosionsmechanismen
- Verlängerung der Stillstandsintervalle von 12 auf 24 Monate
- Anlagenverfügbarkeit von ca. 97 % in beiden Linien

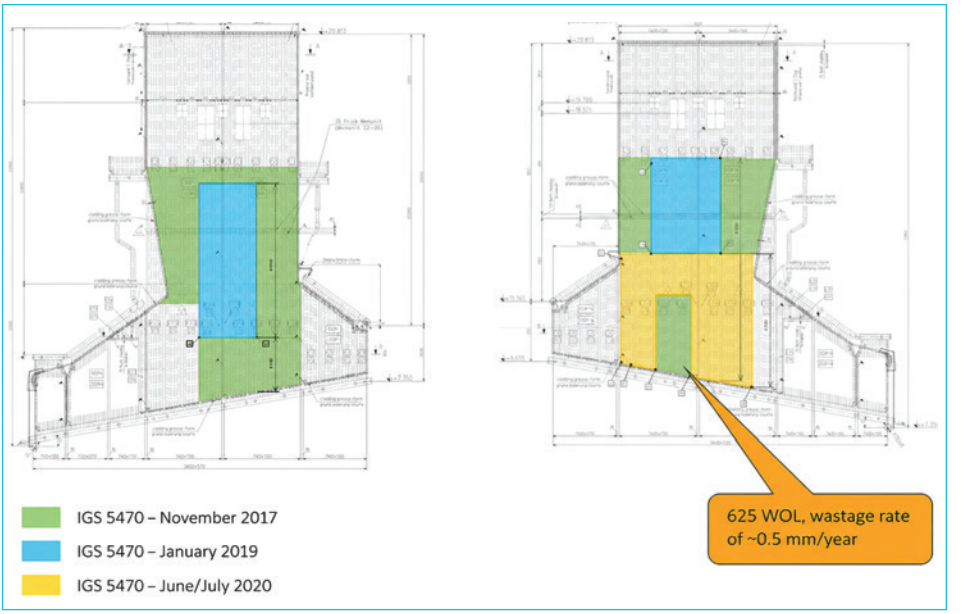


Abb. 1: Kesselzonen und HVTS-Anwendungsbereiche

Der Vergleich zwischen ungeschützten und beschichteten Bereichen verdeutlicht die Wirksamkeit der Maßnahme (Abbildung 2 und 3).

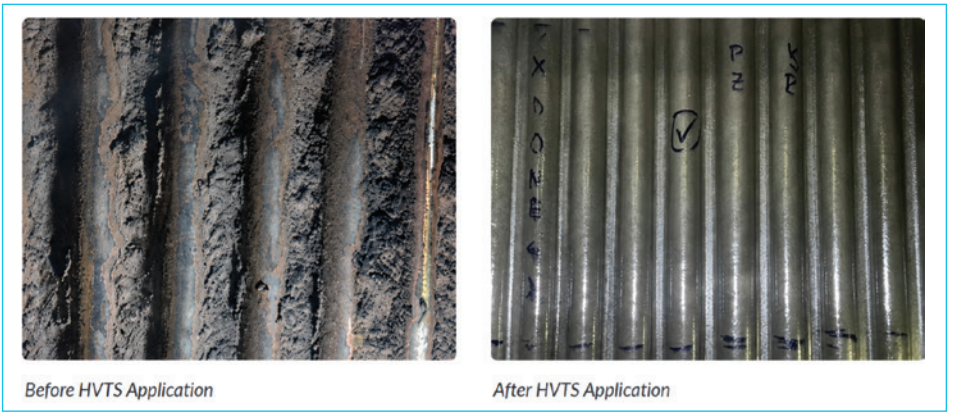


Abb. 2: Vergleich ungeschütztes vs. HVTS-geschütztes Weld Overlay

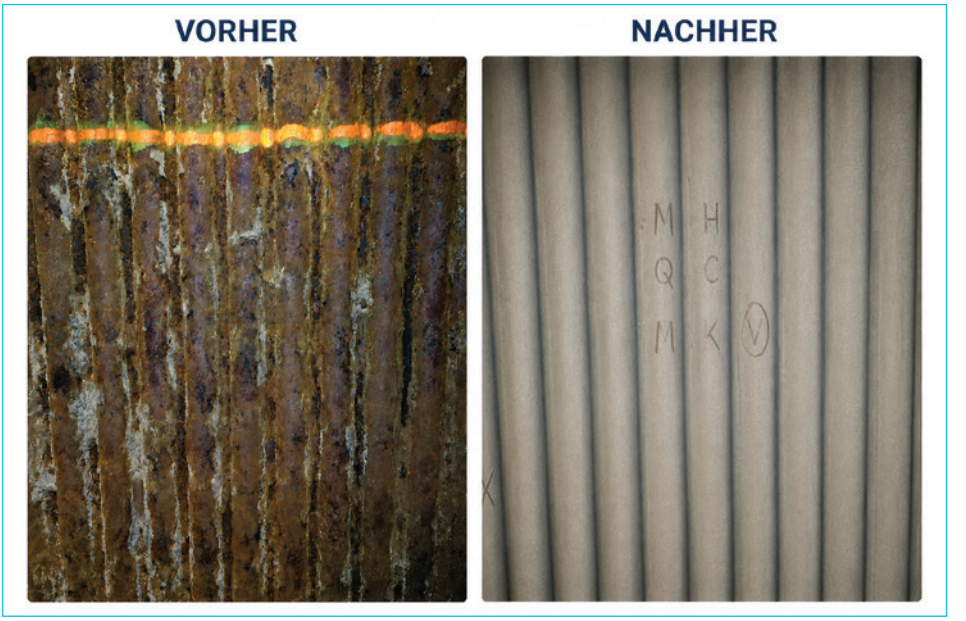


Abb. 3: Vergleich ungeschützte vs. HVTS-geschützte Kesselwand

7.2. Automatisiertes Weld Overlay

In hochbelasteten Bereichen wurde automatisiertes Weld Overlay eingesetzt, um lokale Wanddickenverluste auszugleichen. Abbildung 4 zeigt die Applikation eines automatisierten Weld Overlay in einem hochbelasteten Kesselbereich.

Ergebnisse:

- Wiederherstellung der Bauteilintegrität
- Reduktion ungeplanter Stillstände
- planbare Wartungsintervalle



Abb. 4: Automatisierte Weld-Overlay-Applikation

7.3. Reduktion von Verschlackung durch keramische Beschichtung

In stark verschlackten Kesselzügen führte der Einsatz keramischer Beschichtungen zu:

- deutlicher Reduktion der Schlackeanhaftung
- Verringerung der Reinigungsintervalle
- Verbesserung der Wärmeübertragung

Abbildung 5 zeigt den Vergleich zwischen stark verschlackten und keramisch beschichteten Oberflächen nach einem Jahr Betriebszeit und verdeutlicht die signifikante Reduktion der Ablagerungsbildung.

Abbildung 6 stellt eine Infrarotaufnahme im laufenden Betrieb dar, in der die deutlich reduzierte Anbackung sowie die verbesserte thermische Charakteristik der beschichteten Bereiche erkennbar ist.



Abb. 5: Verschlackung vor/nach Beschichtung nach einem Jahr Betriebszeit



Abb. 6: Oberflächenzustand von Kesselrohren mit und ohne IGS-Schutzbeschichtung als Infrarotaufnahme

8. Diskussion

Die Ergebnisse zeigen, dass eine Kombination aus zustandsorientierter Bewertung, gezielter Priorisierung und angepassten Schutztechnologien entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung von Instandhaltungsmaßnahmen ist.

Insbesondere unter restriktiven Stillstandsbedingungen ermöglichen modulare Konzepte eine signifikante Verbesserung der Anlagenverfügbarkeit.

9. Fazit

Der vorgestellte Ansatz zeigt, dass durch die Kombination aus schadensmechanischer Analyse und gezieltem Einsatz moderner Schutztechnologien eine nachhaltige Verbesserung der Anlagenverfügbarkeit erreicht werden kann.

Insbesondere die Kombination aus HVTS, Weld Overlay und Anti-Verschlackungsmaßnahmen ermöglicht:

- signifikante Verlängerung von Standzeiten
- Reduktion ungeplanter Stillstände
- Verbesserung der Betriebssicherheit

Der Ansatz ist übertragbar und kann auf unterschiedliche Anlagentypen und Betriebsbedingungen angewendet werden.

Online Determination of Burnout in the Furnace of Coal-Fired Power Plants as a Key Process Variable for Efficiency and Emission Behavior (İÇDAŞ Bekirli TPP)

Samet Erkurt, Volkan Demirel, Stefan Heidinger,
David Albus, Nils Eike Martensen, Alexander Hlawenka,
Ismail Korkmaz und Francesco Turoni

1. Introduction....855
2. Theoretical Background....855
2.1. Burnout in Coal Combustion....855
2.2. Conventional Burnout Assessment....856
2.3. Gas and Particle Surface Temperatures as Burnout Indicators....857
3. EUflame 2D Burnout Measurement System....858
3.1. System Layout and Operating Principle....858
3.2. Burnout Measurement Principle....858
4. İÇDAŞ Bekirli Power Plant – Case Study....859
4.1. Plant Description and Operational Context....859
4.2. Measurement System Installation....860
4.3. Two-Dimensional Temperature Distributions in Operation....861
5. Summary and Conclusion....863
6. Outlook....863
7. References....864

CO	Carbon Monoxide
CPA	Combustion Performance Analysis
DCS	Distributed Control System
ESP	Electrostatic Precipitator
FEGT	Furnace Exit Gas Temperature
FGD	Flue Gas Desulfurization
LOI	Loss on Ignition
MW_e	Megawatt (electric)
NO_x	Nitrogen Oxides
OFA	Overfire Air
SCR	Selective Catalytic Reduction
TGA	Thermogravimetric Analysis
UBC	Unburned Carbon
λ	Air-Fuel Equivalence Ratio

Burnout quality is a key parameter in large coal-fired power plants, as it directly affects boiler efficiency, emission behavior and ash marketability. During operation, however, the progress of combustion within the furnace cannot be observed with conventional instrumentation: established methods characterize burnout either with considerable delay or without spatial resolution. This paper presents a pyrometric measurement system that acquires two complementary temperature fields simultaneously at the furnace exit. It provides the two-dimensional flue gas temperature distribution by tomographic reconstruction and captures the surface temperature of burning coal particles over the same cross-section. As the exothermic surface reaction raises the temperature of actively oxidizing char particles above that of the surrounding gas, whereas fully converted particles approach the gas temperature, the local relation between the two fields characterizes the state of combustion in each region of the cross-section. The system is installed at Unit 1 of the İÇDAŞ Bekirli power plant in Turkey (2 × 600 MW_e), where both fields are acquired continuously under industrial operating conditions. The combined measurement renders combustion homogeneity and the spatial distribution of delayed combustion visible during operation, allows deviations to be attributed to individual burner groups and mills, and thereby supports the targeted optimization of fuel and air distribution.

1. Introduction

The İÇDAŞ Bekirli Power Plant, located in the Biga district of Çanakkale Province in northwestern Turkey, is one of the largest coal-fired power stations in the country. Operated by İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş., the facility comprises two supercritical wall-fired units with a combined installed capacity of 2 × 600 MW_e.

To improve operational performance and combustion efficiency regarding burnout quality, İÇDAŞ has engaged EUtech Scientific Engineering GmbH to deploy advanced combustion diagnostics at the Bekirli facility.

This article presents the two-dimensional burnout monitoring system that has been implemented and is in operation at Unit 1 of the İÇDAŞ Bekirli Power Plant. The system combines the tomographic reconstruction of the flue gas temperature distribution with the spatially resolved measurement of coal particle surface temperatures at the furnace exit. The comparison of both fields identifies the regions of the furnace cross-section in which char oxidation is still in progress and thus provides diagnostic information for combustion optimization that is not obtainable with conventional instrumentation.

The following sections are structured as follows. Section 2 provides the theoretical background on burnout in coal-fired power plants and its significance as a process variable. Section 3 describes the EUflame 2D burnout measurement system and its operating principle. Section 4 presents the case study at İÇDAŞ Bekirli, including the plant description, the measurement installation and the two-dimensional temperature distributions obtained during operation. Section 5 summarizes the key conclusions and section 6 provides an outlook on future activities.

2. Theoretical Background

2.1. Burnout in Coal Combustion

Carbon burnout describes the degree to which the carbon content of the fuel is fully oxidized during combustion. In pulverized coal-fired boilers, coal particles undergo a sequence of processes upon injection into the furnace: drying, devolatilization, char oxidation and ash formation. The completeness of char oxidation, the slowest of these processes, determines the overall burnout. Incomplete burnout results in unburned carbon (UBC) remaining in the fly ash and bottom ash, representing a direct loss of chemical energy and a reduction in boiler efficiency. In addition, elevated UBC contents impair the utilization of fly ash in the cement and concrete industry, where residual carbon is subject to strict limits [1].

The burnout efficiency is influenced by a multitude of factors, including particle size distribution, coal reactivity, residence time in the combustion zone, local oxygen availability and flame temperature. The air-fuel equivalence ratio (λ) and its spatial distribution across the furnace cross-section play a decisive role. Regions with insufficient oxygen supply exhibit poor burnout, elevated carbon monoxide (CO) emissions and increased UBC in the ash. Conversely, excessive air supply, while improving burnout, leads to increased nitrogen oxide (NO_x) formation and reduced boiler efficiency due to higher flue gas losses.

The optimization of burnout therefore requires a careful balance between complete fuel conversion and emission minimization. This balance is particularly challenging in large utility boilers where fuel and air distribution across dozens of burners is inherently non-uniform. Studies have demonstrated that coarser coal fractions contribute disproportionately to total unburned carbon in fly ash [2], highlighting the importance of adequate coal fineness and sufficient residence time for complete char conversion. Figure 1 illustrates the sequential stages of coal transformation from raw coal to ash, including the bifurcation into complete and incomplete burnout.

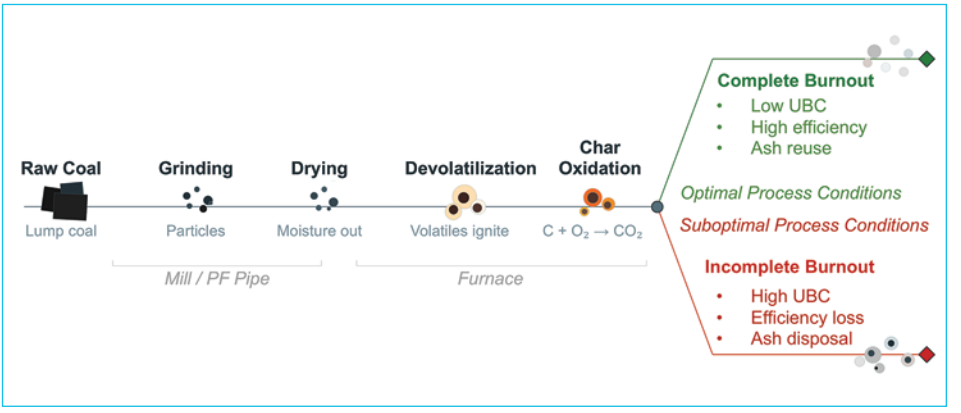


Fig. 1: Schematic representation of the combustion sequence in a pulverized coal-fired boiler: drying, devolatilization, char oxidation and ash formation. The completeness of char oxidation determines the overall burnout.

2.2. Conventional Burnout Assessment

The conventional approach to burnout assessment in coal-fired power plants relies on the determination of loss on ignition (LOI) in fly ash samples. Ash is collected from the electrostatic precipitator (ESP) or bag filter, weighed, heated to approximately 950 °C in an oxidizing atmosphere, and reweighed. The mass difference, attributed to the oxidation of residual carbon, is reported as LOI [1].

While widely established for the quantitative determination of unburned carbon, the LOI method is subject to several restrictions when used for combustion monitoring. First, it provides only a time-averaged, spatially unresolved value that does not capture transient combustion conditions or local variations within the furnace. Second, the sampling and analysis cycle typically requires several hours, rendering the information unsuitable for real-time process control. Third, LOI systematically overestimates unburned carbon content, as other thermally induced mass losses, such as dehydration of calcium hydroxide and decomposition of carbonates, are erroneously attributed to carbon oxidation [3].

Thermogravimetric analysis (TGA) offers improved accuracy by distinguishing carbon oxidation from other mass loss mechanisms through controlled multi-atmosphere heating profiles [3]. However, TGA is equally unsuitable for online application due to its laboratory-based nature. CO measurement in the flue gas provides an indirect, real-time indicator of combustion completeness but reflects only the aggregate combustion performance and cannot resolve spatial variations within the furnace.

2.3. Gas and Particle Surface Temperatures as Burnout Indicators

The furnace exit gas temperature (FEGT) and its spatial distribution are established indicators of combustion quality [4]. The gas temperature field reflects the integral heat release of the firing system: regions of locally intensified or delayed combustion, caused by uneven fuel and air distribution, insufficient mixing, or inadequate residence time, manifest as temperature anomalies and asymmetries in the FEGT profile. Beyond combustion diagnostics, the FEGT level itself is an operationally critical variable with respect to slagging, fouling and the thermal protection of the superheater surfaces. Pyrometric measurements of the two-dimensional FEGT field have been successfully applied for combustion optimization in large utility boilers [5].

The surface temperature of coal particles provides complementary and more specific information about the local state of char oxidation. The temperature of a burning char particle results from its heat balance: the exothermic oxidation reaction at the particle surface releases heat, which is dissipated by convection and radiation to the surroundings. As long as the reaction proceeds at a significant rate, the particle surface is therefore heated above the surrounding gas temperature; pyrometric measurements on burning pulverized coal particles show a pronounced excess temperature, the magnitude of which depends primarily on the local oxygen partial pressure and the particle size [6] [7] [8] [9].

Towards the end of burnout, this picture changes qualitatively. As the residual carbon is consumed, the reaction rate and thus the heat release decline and the particle temperature relaxes towards the gas temperature; the final stage of burnout proceeds at near-gas temperature after a distinct near-extinction transition [10].

The combination of spatially resolved flue gas temperature measurement with particle surface temperature detection can therefore be exploited for an online assessment of the local state of combustion progress.

3. EUflame 2D Burnout Measurement System

3.1. System Layout and Operating Principle

The EUflame 2D system is an optical sensor-based measurement platform designed for non-intrusive, real-time measurement of furnace exit gas temperature distributions in fired steam generators, irrespective of the fuel. In its standard configuration for temperature monitoring, the system comprises multiple pyrometric sensors installed at the furnace exit plane, each measuring the thermal radiation intensity along its line of sight. By combining measurements from multiple sensors positioned at different locations and viewing angles, a two-dimensional temperature field is reconstructed using tomographic algorithms.

3.2. Burnout Measurement Principle

The EUflame 2D burnout system extends the standard temperature monitoring capability with a dedicated burnout measurement function. In contrast to the standard configuration, the burnout system determines two temperature quantities at each measurement location, as shown in figure 2: the flue gas temperature, providing the established two-dimensional FEGT distribution and the surface temperature of coal particles within the field of view.

This information is of significant operational value, as it enables the identification of individual burners or furnace regions with suboptimal combustion performance. Combined with knowledge of the air and fuel distribution, targeted corrective actions can be derived, such as adjustments to secondary air damper positions, overfire air distribution, or mill classifier settings, to improve overall burnout while maintaining emission compliance.



Fig. 2: EUflame 2D burnout measurement system: the optical measurement system determines both the flue gas temperature and the particle surface temperature at each measurement location. It is equipped with an integrated cleaning device to ensure continuous operation.

4. İÇDAŞ Bekirli Power Plant – Case Study

4.1. Plant Description and Operational Context

The İÇDAŞ Bekirli Power Plant (figure 3) is situated in the Bekirli-Kemer area, approximately 30 km from the town of Biga in Çanakkale Province, Turkey. The facility consists of two supercritical pulverized coal-fired units, each rated at 600 MW_e. The plant is owned and operated by İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş. The first unit was commissioned in 2011, followed by the second unit in 2015.

Both units are wall-fired boilers, each equipped with 24 burners arranged in multiple elevations.

The motivation for deploying the EUflame 2D burnout system arose from several combustion-related challenges, including temperature imbalances between the left and right sides of the boiler, suboptimal combustion conditions with elevated unburned carbon levels, and thermal stresses in the boiler walls.



Fig. 3: İÇDAŞ Bekirli Power Plant, Biga, Çanakkale, Turkey (2 × 600 MW_e supercritical, wall-fired)

4.2. Measurement System Installation

The EUflame 2D burnout system is comprised of 16 burnout sensors (twelve at the main measurement level and four at a secondary level). The main measurement level is located at approximately 45 m elevation. Twelve sensors are distributed across all four boiler walls, providing overlapping lines of sight for full two-dimensional coverage of the furnace cross-section. The boiler cross-section at this level measures approximately 15 m in width and 20 m in depth. A secondary measurement level is positioned at approximately 39 m elevation, equipped with four sensors on two boiler walls. This lower level provides additional diagnostic information from the upper combustion zone, enabling the assessment of burnout progression between the two measurement planes. The sensor arrangement is depicted in figure 4.

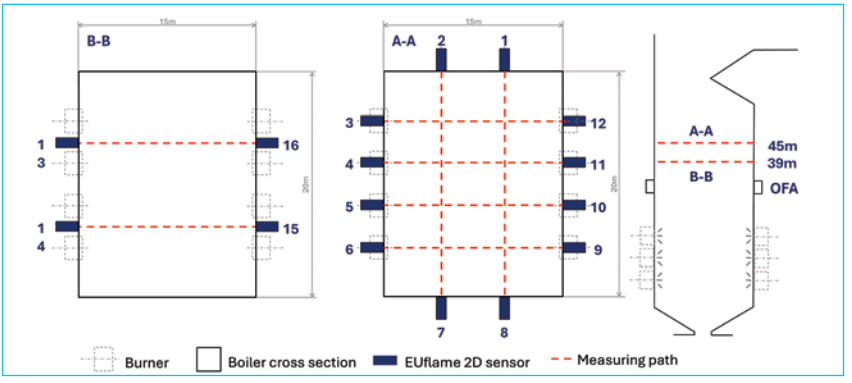


Fig. 4: Sensor arrangement at the main measurement level (45 m) and secondary measurement level (39 m): twelve burnout sensors at the main level and four sensors at the secondary level provide overlapping lines of sight for two-dimensional reconstruction.

4.3. Two-Dimensional Temperature Distributions in Operation

The burnout measurement system has been in continuous operation, and gas and particle surface temperature fields have been recorded over a period of several weeks under regular plant operation, covering different load levels and mill combinations. Representative distributions from this period are presented below to illustrate the diagnostic content of the combined measurement.

Figure 5 shows a representative two-dimensional distribution of the flue gas temperature at the main measurement level. The tomographic reconstruction resolves the temperature field across the entire furnace cross-section and reveals the characteristic firing pattern of the boiler as well as asymmetries in the heat release, which reflect the distribution of fuel and air among the active burners.

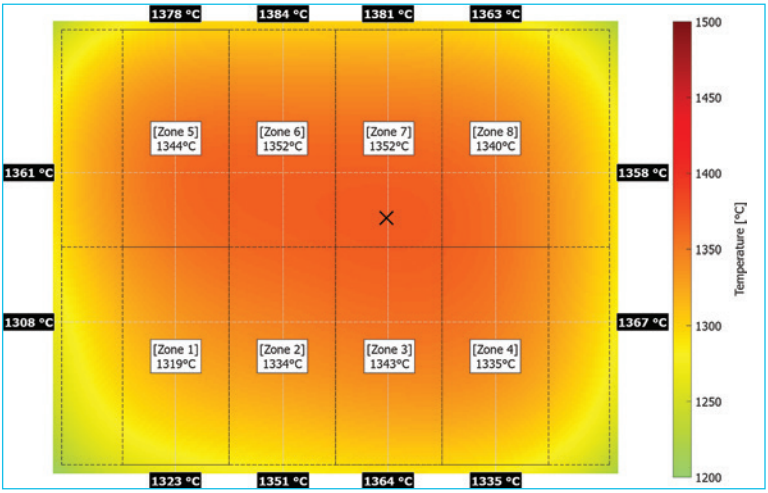


Fig. 5: Measured two-dimensional distribution of the flue gas temperature at the main measurement level (45 m)

The particle surface temperature field, measured simultaneously over the same cross-section, is shown in figure 6. A comparison with figure 5 shows that the particle surface temperature field differs noticeably from the gas temperature field, both in its overall temperature level and in its spatial distribution. The two fields exhibit different degrees of homogeneity and the pronounced temperature regions do not coincide.

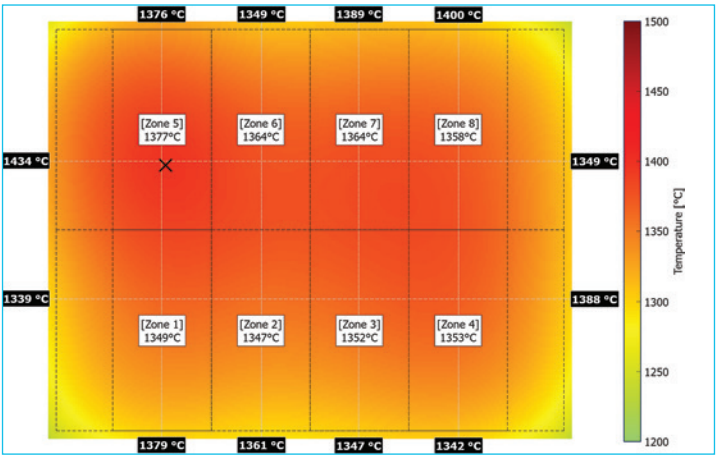


Fig. 6: Measured two-dimensional distribution of the coal particle surface temperature at the main measurement level

The two temperature fields can be evaluated in different ways; one option is to form and assess the local difference between them, as illustrated in figure 7. The difference representation shows that the deviation between particle surface temperature and gas temperature varies across the furnace cross-section, with some regions exhibiting markedly larger differences than others. Since uniform combustion conditions over the entire cross-section are desirable, such local deviations indicate potential for optimization. Since the affected regions can be traced back to individual burner groups and mills, this representation provides direct guidance for the targeted corrective actions described in section 3.2.

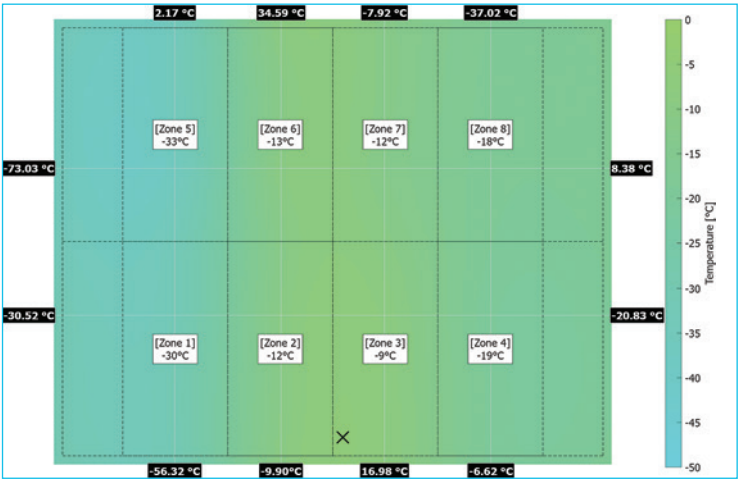


Fig. 7: Difference representation of the particle surface and gas temperature fields: regions in which the particle surface temperature lies significantly above the gas temperature indicate ongoing char oxidation and locally delayed burnout.

The combined evaluation of both temperature fields thus makes inhomogeneities of the combustion process visible during operation, including their response to changes in the firing configuration. On this basis, fuel and air distribution can be adjusted in a targeted manner to improve burnout, reduce unburned carbon in the fly ash and homogenize the thermal load on the furnace walls and downstream heating surfaces.

The continuous availability of both temperature fields has also proven valuable for low-load operation. Since the measurement allows combustion stability to be monitored directly inside the furnace, it was possible to reduce the minimum load of the unit from 280 to 250 MW_e. Comparable minimum load reductions supported by continuous furnace exit gas temperature monitoring have been achieved at other EUflame installations [11].

5. Summary and Conclusion

Burnout quality is a key process variable of coal-fired power plants, affecting boiler efficiency, emission behavior, and ash marketability, but it has not been accessible to online measurement inside the furnace. This paper presented a measurement system in which the two-dimensional flue gas temperature distribution at the furnace exit is complemented by a simultaneous measurement of coal particle surface temperatures over the same cross-section. The system is in continuous operation at Unit 1 of the İÇDAŞ Bekirli Power Plant, where the combined fields render combustion homogeneity and regions of delayed combustion visible during operation and thus establish a physically based foundation for the targeted optimization of the firing system.

6. Outlook

The temperature fields recorded in continuous operation form the basis for the targeted optimization of the combustion process. Since local differences and inhomogeneities of the gas and particle surface temperature fields can be attributed to individual burner groups and mills, specific adjustments of the firing system can be derived and implemented, such as rebalancing the fuel and secondary air distribution, adapting the overfire air settings, or increasing the coal fineness via the mill classifier settings, in line with the influencing factors discussed in section 2.1. The effect of each measure is directly visible in the measured temperature fields and can be verified against fly ash analyses as an independent reference, allowing the combustion to be homogenized stepwise under regular plant operation and the burnout to be improved across load levels, coal qualities, and mill configurations.

7. References

[1] Bartoňová, L.: Unburned carbon from coal combustion ash: An overview. In: Fuel Processing Technology 134 (2015), pp. 136–158.

[2] Liu, G.; Benyon, P.; Benfell, K. E.; Bryant, G. W.; Tate, A. G.; Boyd, R. K.; Harris, D. J.; Wall, T. F.: The porous structure of bituminous coal chars and its influence on combustion and gasification under chemically controlled conditions. In: Fuel 79 (2000), No. 6, pp. 617–626.

[3] Fan, M.; Brown, R. C.: Comparison of the Loss-on-Ignition and Thermogravimetric Analysis Techniques in Measuring Unburned Carbon in Coal Fly Ash. In: Energy & Fuels 15 (2001), No. 6, pp. 1414–1417.

[4] Balyemez, M. E.; Heidinger, S.; Soyoral, M.; Incebacak, O.; Martensen, E.; Albus, D.; Korkmaz, I.; Turoni, F.: Enhancing combustion-driven boiler efficiency and competitiveness through advanced two-dimensional temperature measurement using optical pyrometers. In: Kraftwerkstechnik. Dresden: SAXONIA, 2024.

[5] Blondeau, J.; Van den Auweele, J.; Alimuddin, S.; Binder, F.; Turoni, F.: Online adjustment of Furnace Exit Gas Temperature field using advanced infrared pyrometry: Case study of a 1500 MW_{th} utility boiler. In: Case Studies in Thermal Engineering 21 (2020), 100649.

[6] Ayling, A. B.; Smith, I. W.: Measured temperatures of burning pulverized-fuel particles, and the nature of the primary reaction product. In: Combustion and Flame 18 (1972), pp. 173–184.

[7] Timothy, L. D.; Sarofim, A. F.; Beér, J. M.: Characteristics of single particle coal combustion. In: Proceedings of the Combustion Institute 19 (1982), pp. 1123–1130.

[8] Smith, I. W.: The combustion rates of coal chars: a review. In: Proceedings of the Combustion Institute 19 (1982), pp. 1045–1065.

[9] Murphy, J. J.; Shaddix, C. R.: Combustion kinetics of coal chars in oxygen-enriched environments. In: Combustion and Flame 144 (2006), pp. 710–729.

[10] Hurt, R. H.; Davis, K. A.: Near-extinction and final burnout in coal combustion. In: Proceedings of the Combustion Institute 25 (1994), pp. 561–568.

[11] Turoni, F.: Enhancing Flexibility in Coal-Fired Power Plants Through Advanced Furnace Exit Gas Temperature Monitoring – The EUflame 2D Effect. 8th Annual EPRI Generation Flexibility Conference, Charlotte, NC, USA, 2025.

Stabile und präzise Steuerung thermischer Prozesse mit Totzeiten und dynamischer Anlagencharakteristik – Ein physikalisch geführter Ansatz mit kontinuierlicher Modellkorrektur

Thomas Lanz

1. Einleitung 866

2. Von Prozesseigenschaften zu den Anforderungen an die Prozessführung 867

3. Self-Correcting Process Control (SCPC) 869

4. Kontinuierliche Modellkorrektur 870

4.1. Modellfehler als Maß für die Modellgültigkeit 870

4.2. Standardisierte Analyse des Modellfehlers 871

4.3. Typische Fehlerbilder und Korrekturmechanismen 872

4.4. Umsetzung der Modellanpassung 873

5. Praxisbeispiel: Wirbelschichtfeuerung zur thermischen Klärschlammverwertung 873

5.1. Randbedingungen und Automatisierungsanforderungen 873

5.2. Anforderung 1: Ursache-Wirkungs-Beziehung verarbeiten 874

5.3. Anforderung 2: Modellgültigkeit aufrechterhalten 874

5.4. Umsetzung des SCPC-Ansatzes 874

5.5. Ergebnisse 875

6. Einordnung von SCPC 875

7. Fazit und Ausblick 877

8. Quellen 877

Thermische Industrieprozesse sind häufig durch ausgeprägte Totzeiten, große thermische Speichermassen sowie eine kontinuierliche Veränderung ihres Anlagenverhaltens gekennzeichnet. Die Verarbeitung verzögerter Ursache-Wirkungs-Beziehungen kann durch Feedforward-Konzepte, physikalische Modelle oder modellprädiktive Regelungen adressiert werden. Die langfristige Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit stellt dagegen insbesondere bei nichtstationären Prozessen weiterhin eine Herausforderung dar.

Der vorliegende Beitrag stellt mit Self-Correcting Process Control (SCPC) einen physikalisch geführten Ansatz zur ursachenbasierten Prozessführung mit kontinuierlicher Modellkorrektur vor. Im Mittelpunkt steht nicht die Entwicklung eines möglichst vollständigen digitalen Zwillings, sondern die Nutzung eines hinreichend genauen, transparenten und robust anpassbaren Ursachenmodells. Modellabweichungen werden während des Anlagenbetriebs systematisch analysiert und zur Anpassung des zugrunde liegenden Modells genutzt.

Die Methodik wird anhand einer industriellen Wirbelschichtfeuerung zur Klärschlammverbrennung vorgestellt. Das Praxisbeispiel zeigt, wie eine ursachenbasierte Prozessführung mit kontinuierlicher Modellkorrektur zur Stabilisierung der Temperaturführung, zur Erhöhung des Automatisierungsgrades sowie zur Reduzierung von Störungs- und Emissionsereignissen beitragen kann. Der Beitrag diskutiert darüber hinaus die Einordnung von SCPC im Kontext etablierter Automatisierungskonzepte und zeigt auf, für welche Prozesscharakteristika der Ansatz besonderes Potenzial besitzt.

1. Einleitung

Thermische Industrieprozesse wie Wirbelschichtfeuerungen, Rostfeuerungen, Biomassekraftwerke oder industrielle Schmelzprozesse stellen hohe Anforderungen an die Prozessautomatisierung. Große thermische Speichermassen, ausgeprägte Totzeiten sowie sich kontinuierlich verändernde Brennstoff- und Anlagencharakteristiken erschweren eine stabile und präzise Prozessführung. In der industriellen Praxis existieren hierfür zahlreiche Lösungsansätze. Neben klassischen PI-Reglern kommen kennlinienbasierte Vorsteuerungen, modellprädiktive Regelungen (MPC) sowie zunehmend datengetriebene Verfahren zum Einsatz [1] [3]. Die Auswahl geeigneter Automatisierungskonzepte hängt dabei maßgeblich von den Eigenschaften des jeweiligen Prozesses ab.

Aus praktischen Automatisierungsprojekten im Bereich thermischer Kraftwerks- und Verbrennungsanlagen zeigte sich jedoch wiederholt, dass viele Herausforderungen letztlich auf zwei grundlegende Fragestellungen zurückgeführt werden können. Zum einen müssen verzögerte Ursache-Wirkungs-Beziehungen

beherrscht werden. Dies setzt die Nutzung eines geeigneten Prozessmodells voraus. Zum anderen verändert sich das reale Anlagenverhalten kontinuierlich, wodurch die Gültigkeit einmal entwickelter Modelle im Laufe der Zeit abnimmt.

Die vorliegende Arbeit stellt hierzu einen physikalisch geführten Ansatz mit kontinuierlicher Modellkorrektur vor. Der Ansatz entstand aus der praktischen Erfahrung bei der Automatisierung thermischer Großanlagen und kombiniert eine ursachenbasierte Prozessführung mit einer systematischen Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit. Ziel ist eine stabile und gleichzeitig präzise Prozessführung auch bei nichtstationären Anlagenbedingungen.

2. Von Prozesseigenschaften zu den Anforderungen an die Prozessführung

Thermische Industrieprozesse weisen häufig ausgeprägte Totzeiten, große thermische Speichermassen, gekoppelte Prozessgrößen sowie zeitlich veränderliche Betriebsbedingungen auf. Gleichzeitig sind nicht alle relevanten Einflussgrößen direkt messbar oder überhaupt bekannt.

Eine stabile und präzise Prozessführung erfordert daher die Nutzung von Ursache-Wirkungs-Beziehungen zwischen beobachtbaren Prozessgrößen und verfügbaren Stellgrößen [2]. Nur wenn bekannte Zusammenhänge zwischen Prozesszustand und Stellgrößen systematisch berücksichtigt werden, können verzögerte Wirkungen und Prozesskopplungen frühzeitig kompensiert werden.

Die Nutzung solcher Ursache-Wirkungs-Beziehungen setzt zwangsläufig ein Modell des Prozesses voraus, beispielsweise in Form von Kennlinien, Kennfeldern oder physikalischen Prozessmodellen. Unabhängig von seiner konkreten Ausprägung bildet dieses Modell die Grundlage jeder ursachenbasierten Prozessführung.

Aus den Eigenschaften thermischer Prozesse ergeben sich damit zwei grundlegende Anforderungen an die Prozessführung (Abbildung 1):

1. Verarbeitung von Ursache-Wirkungs-Beziehungen und
2. Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit.

Die Verarbeitung von Ursache-Wirkungs-Beziehungen wird insbesondere durch die Dynamik und Komplexität des Prozesses beeinflusst. Hierzu zählen Totzeiten, Zeitkonstanten, Kopplungen zwischen Prozessgrößen sowie die Anzahl verfügbarer Freiheitsgrade.

Die Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit wird hingegen vor allem durch die Nichtstationarität realer Anlagen sowie die begrenzte Beobachtbarkeit relevanter Einflussgrößen bestimmt. Brennstoffqualitäten, Umgebungsbedingungen und Anlagenzustände verändern sich kontinuierlich. Gleichzeitig stehen nicht alle Einflussgrößen direkt als Messgrößen zur Verfügung. Dadurch kann sich das reale Anlagenverhalten mit der Zeit zunehmend vom ursprünglich entwickelten Modell entfernen.

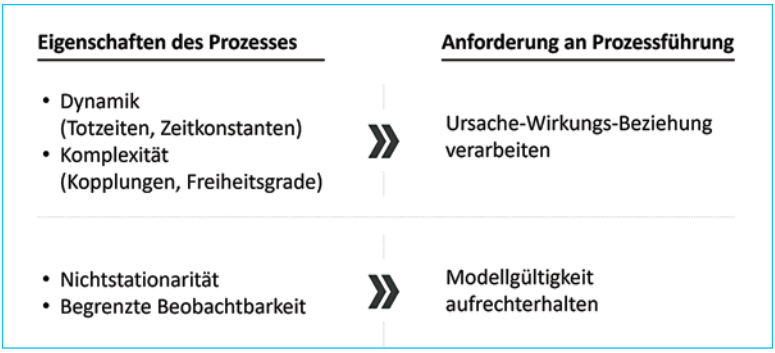


Abb. 1: Regelungstechnische Eigenschaften thermischer Prozesse und daraus abgeleitete Anforderungen an die Prozessführung

Viele etablierte Verfahren adressieren Teilaspekte dieser Anforderungen erfolgreich. Feedforward-Konzepte und modellprädiktive Regelungen unterstützen die Verarbeitung verzögerter Ursache-Wirkungs-Beziehungen [3] [4], während adaptive Verfahren die Veränderlichkeit des Anlagenverhaltens adressieren [5]. In realen Industrieprozessen sind jedoch häufig beide Anforderungen gleichzeitig relevant.

Jede modellbasierte Prozessführung ist nur so gut wie die für die jeweilige Anwendung relevante Vollständigkeit und Aktualität ihres zugrundeliegenden Modells. Gleichzeitig können reale Industrieprozesse niemals vollständig beobachtet oder vollständig modelliert werden. Ziel kann daher nicht die Entwicklung eines möglichst perfekten digitalen Zwillings sein [9]. Für die industrielle Anwendung erscheint vielmehr ein Modell sinnvoll, das drei Eigenschaften erfüllt:

1) **Hinreichende Genauigkeit:** Das Modell muss die für die Prozessführung relevanten Ursache-Wirkungs-Beziehungen hinreichend genau beschreiben.
2) **Transparenz und Nachvollziehbarkeit:** Zusammenhänge zwischen Einflussgrößen, Modell und Stellgrößen sollten für Betreiber und Prozessingenieure nachvollziehbar bleiben [10].
3) **Robuste Anpassbarkeit:** Veränderungen des realen Anlagenverhaltens müssen mit vertretbarem Aufwand in das Modell überführt werden können.

Diese Eigenschaften bilden die Grundlage des im Folgenden vorgestellten Ansatzes der Self-Correcting Process Control (SCPC).

3. Self-Correcting Process Control (SCPC)

Die Nutzung von Ursache-Wirkungs-Beziehungen setzt zwangsläufig ein Modell des Prozesses voraus. Daher adressiert Self-Correcting Process Control (SCPC) beide zuvor beschriebenen Anforderungen gleichzeitig: die ursachenbasierte Prozessführung sowie die langfristige Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit.

Im Gegensatz zu rein fehlerbasierten Regelungskonzepten erfolgt die Berechnung der Stellgrößen primär ursachenbasiert. Verfügbare Einflussgrößen wie Temperaturen, Drücke, Massenströme, Sauerstoffgehalte oder durch Softsensoren bereitgestellte Prozessgrößen [11] [12] werden verwendet, um geeignete Stellgrößen direkt abzuleiten. Die eigentliche Innovation liegt dabei nicht in der Stellgrößenbildung selbst. Kennlinien, Kennfelder, physikalische Modelle oder Feedforward-Konzepte werden seit vielen Jahren erfolgreich in industriellen Anwendungen eingesetzt. Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass die Gültigkeit des verwendeten Modells während des Anlagenbetriebs kontinuierlich überprüft und bei Bedarf angepasst wird.

SCPC versteht sich damit nicht als spezifischer Regler, sondern als methodisches Rahmenwerk zur langfristigen Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit in nichtstationären Prozessen. Abbildung 2 zeigt die prinzipielle Struktur des Ansatzes.

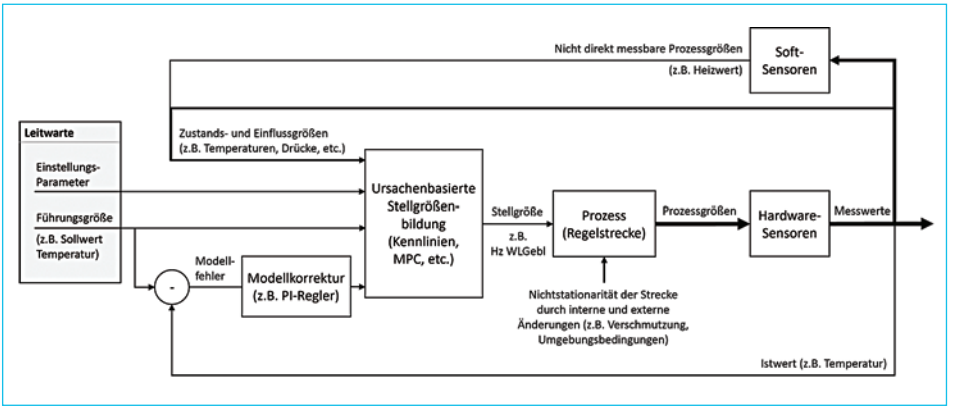


Abb. 2: Prinzipielle Struktur des SCPC-Ansatzes. Die Prozessführung erfolgt auf Basis eines transparenten Ursachenmodells. Modellabweichungen werden kontinuierlich analysiert und zur Anpassung des Modells genutzt.

Die Prozessführung erfolgt auf Basis eines transparenten Ursachenmodells. Parallel hierzu wird kontinuierlich bewertet, ob die beobachteten Prozessreaktionen noch mit den Vorhersagen des Modells übereinstimmen. Auftretende Modellabweichungen werden analysiert und zur Anpassung des Modells genutzt.

Dadurch entsteht ein geschlossener Kreislauf aus Prozessführung, Modellbewertung und Modellkorrektur.

4. Kontinuierliche Modellkorrektur

Der zentrale Unterschied zwischen SCPC und klassischen modellbasierten Automatisierungsansätzen liegt in der expliziten Betrachtung der Modellgültigkeit.

Während die eigentliche Prozessführung auf einem Ursachenmodell basiert, wird zusätzlich kontinuierlich bewertet, inwieweit dieses Modell die reale Anlage noch ausreichend beschreibt.

4.1. Modellfehler als Maß für die Modellgültigkeit

Für die Bewertung der Modellgüte wird der Modellfehler als zusätzliche Informationsgröße eingeführt:

$$e_{Modell} = y_{Soll} - y_{Ist}$$

mit (y_{Soll}) als Führungsgröße und (y_{Ist}) als gemessener Prozessgröße. Im Folgenden wird die systematische verbleibende Regelabweichung als Indikator für die Modellgültigkeit und vereinfachend als Modellfehler bezeichnet.

Kleine und statistisch verteilte Modellfehler deuten auf eine gute Übereinstimmung zwischen Modell und Realität hin. Systematische Abweichungen weisen dagegen auf eine nachlassende Modellgültigkeit hin.

Der Modellfehler dient damit nicht primär der Prozessregelung, sondern der Bewertung und Weiterentwicklung des zugrundeliegenden Modells.

4.2. Standardisierte Analyse des Modellfehlers

Die Modellkorrektur erfolgt über einen standardisierten Analyseprozess (Abbildung 3).

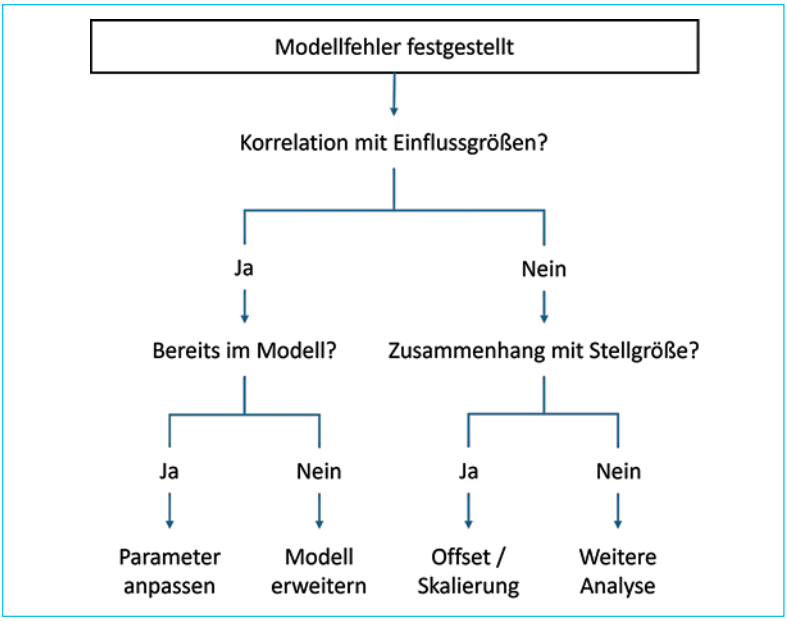


Abb. 3: Übersicht möglicher Modellfehler und ihrer Korrekturmechanismen

Zunächst wird untersucht, ob der Modellfehler mit verfügbaren Einflussgrößen korreliert. Dabei werden sowohl bereits im Modell berücksichtigte als auch bislang unberücksichtigte Einflussgrößen betrachtet. Eine Korrelation mit bereits berücksichtigten Einflussgrößen deutet typischerweise auf eine fehlerhafte Parametrierung oder Skalierung hin. Eine Korrelation mit bislang unberücksichtigten Einflussgrößen weist dagegen auf eine unvollständige Modellstruktur hin.

Lässt sich kein Zusammenhang zu den verfügbaren Einflussgrößen erkennen, wird der Zusammenhang zwischen Modellfehler und berechneter Stellgröße untersucht. Auf dieser Grundlage können geeignete Korrekturmaßnahmen abgeleitet werden (Kapitel 4.3.).

Die Analyse erfolgt in der vorgestellten Anwendung nicht vollautomatisch, sondern über einen standardisierten Engineering-Prozess mit unterstützender Tool-Chain. Dadurch bleibt die Modellpflege nachvollziehbar und transparent.

4.3. Typische Fehlerbilder und Korrekturmechanismen

In der Praxis lassen sich viele Modellabweichungen auf wenige wiederkehrende Grundmuster zurückführen. Fehlende Einflussgrößen weisen auf eine unvollständige Modellstruktur hin und führen typischerweise zur Erweiterung des Modells. Wenn ein struktureller Zusammenhang zwischen Modellfehler und berechneter Stellgröße festgestellt wird, gibt es folgende Korrekturmechanismen (Abbildung 4):

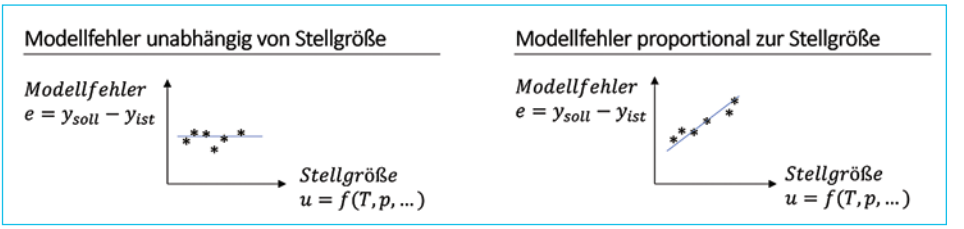


Abb. 4: Typische Zusammenhänge zwischen Modellfehler und Stellgröße. Konstante Fehler deuten auf Offsetfehler hin, lineare Zusammenhänge auf Skalierungsfehler und nichtlineare Verläufe auf eine unzureichende Modellstruktur.

Konstante Modellfehler über den gesamten Arbeitsbereich deuten häufig auf Offsetfehler hin und können durch additive Korrekturterme beschrieben werden:

$$u_{eff} = u + \Delta\beta$$

mit: $\Delta\beta = Kp_\beta * e + Ki_\beta * \int e\, dt$ (im Falle einer Anpassung über PI-Regelkreise).

Lineare Zusammenhänge zwischen Modellfehler und Stellgröße weisen dagegen auf Skalierungsfehler hin:

$$u_{eff} = (1 + \Delta\alpha) * u$$

mit: $\Delta a = Kp_a * e + Ki_a * \int e\, dt$ (im Falle einer Anpassung über PI-Regelkreise).

In vielen industriellen Anwendungen treten beide Effekte gleichzeitig auf:

$$u_{eff} = (1 + \Delta\alpha) * u + \Delta\beta$$

Komplexere Zusammenhänge können durch Anpassung der zugrundeliegenden Kennlinien oder Kennfelder berücksichtigt werden.

4.4. Umsetzung der Modellanpassung

Die konkrete Umsetzung der Modellkorrektur ist grundsätzlich unabhängig vom SCPC-Grundgedanken. Mögliche Realisierungen umfassen beispielsweise manuelle Parameteranpassungen, rekursive Parameterschätzungen, adaptive Verfahren oder Online-Identifikationsmethoden [5] [6] [7] [8].

In der im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Anwendung erfolgt die Anpassung ausgewählter Modellparameter über langsame PI-Regelkreise. Die Regler wirken dabei nicht direkt auf den Prozess, sondern auf Parameter des Ursachenmodells. Dadurch bleibt die eigentliche Prozessführung physikalisch interpretierbar, während sich das Modell schrittweise an veränderte Anlagenbedingungen anpassen kann.

Die Geschwindigkeit der Modellanpassung wird bewusst deutlich langsamer gewählt als die Dynamik der eigentlichen Prozessführung. Kurzfristige Störungen oder Messrauschen führen dadurch nicht unmittelbar zu Modelländerungen.

5. Praxisbeispiel: Wirbelschichtfeuerung zur thermischen Klärschlammverwertung

Zur Demonstration des vorgestellten Ansatzes wird nachfolgend dessen Anwendung auf eine industrielle Wirbelschichtfeuerung zur thermischen Klärschlammverwertung beschrieben. Die betrachtete Anlage verarbeitet mechanisch entwässerte und getrocknete Klärschlämme unterschiedlicher Herkunft unter Zugabe von Kohle und SBS, um Selbstgängigkeit zu gewährleisten. Aufgrund schwankender Brennstoffeigenschaften, ausgeprägter Totzeiten und mehrerer gekoppelter Stellgrößen stellt die Feuerung hohe Anforderungen an die Prozessführung.

5.1. Randbedingungen und Automatisierungsanforderungen

Das primäre Ziel der Prozessführung besteht in einem stabilen und emissionsarmen Betrieb bei gleichzeitig möglichst geringer Belastung des Bedienpersonals. Hierzu müssen insbesondere die Temperaturen im Wirbelbett sowie im Bereich der Nachbrennzone innerhalb enger Grenzen geführt werden. Gleichzeitig unterliegen (chemische) Brennstoffzusammensetzung, Brennstoffheizwert, Wassergehalt und Brennstoffdurchsatz kontinuierlichen Schwankungen.

Die Anlage weist damit typische Eigenschaften nichtstationärer thermischer Prozesse auf, darunter schwankende Brennstoffqualitäten, begrenzte Beobachtbarkeit relevanter Einflussgrößen, ausgeprägte Totzeiten sowie gekoppelte

Stell- und Regelgrößen. Eine ausschließlich fehlerbasierte Prozessführung führt unter diesen Randbedingungen häufig zu erhöhtem Regelaufwand sowie verstärkten Bedienereingriffen.

5.2. Anforderung 1: Ursache-Wirkungs-Beziehung verarbeiten

Eine Änderung der Kohledosierung beeinflusst die Temperatur des Wirbelbettes erst mit einer Totzeit von mehreren Minuten. Die vollständige Wirkung stellt sich typischerweise erst nach deutlich längerer Zeit ein. Eine reine Fehlerkorrektur auf Basis aktueller Temperaturabweichungen würde daher zwangsläufig verspätet reagieren.

Für die Prozessführung ist es deshalb erforderlich, die bekannten Ursache-Wirkungs-Beziehungen explizit zu berücksichtigen und geeignete Stellgrößen bereits vor dem Auftreten größerer Regelabweichungen abzuleiten.

5.3. Anforderung 2: Modellgültigkeit aufrechterhalten

Neben den Totzeiten verändert sich das reale Anlagenverhalten kontinuierlich. Die Ursachen hierfür liegen beispielsweise in schwankenden Brennstoffqualitäten, veränderten Brennstoffmischungen, saisonalen Einflüssen sowie Änderungen des Anlagenzustands. Ein Teil dieser Einflüsse kann direkt gemessen werden. Andere Einflussgrößen sind entweder nicht bekannt, nicht messbar oder nur indirekt beobachtbar. Dadurch verändert sich die Beziehung zwischen Einflussgrößen, Stellgrößen und resultierenden Prozessreaktionen kontinuierlich. Selbst ein ursprünglich gut parametriertes Modell verliert dadurch im Laufe der Zeit an Genauigkeit.

5.4. Umsetzung des SCPC-Ansatzes

Zur Beherrschung der beschriebenen Herausforderungen wurde eine ursachenbasierte Prozessführung mit kontinuierlicher Modellkorrektur implementiert. Die Stellgrößenbildung erfolgt auf Basis transparenter und physikalisch interpretierbarer Ursache-Wirkungs-Beziehungen. Diese sind gemeinsam mit den erfahrenen Operatoren und durch Analyse historischer Prozessdaten entwickelt worden und bilden die in der Praxis angestrebte Prozessführung ab. Für die Stellgrößenbildung werden verfügbare Prozessgrößen sowie zusätzliche Softsensoren verwendet.

Ein zentrales Element bildet ein Heizwert-Softsensor, welcher den aktuellen Brennstoffzustand aus verfügbaren Prozessinformationen mittels einer umfänglichen Energiebilanz um den Wirbelschichtofen und den Kessel abschätzt und der Prozessführung als zusätzliche Einflussgröße zur Verfügung stellt. Die

Temperaturführung des Wirbelbettes erfolgt über die Brennstoffdosierung. Die Temperaturführung der Nachbrennzone erfolgt über die Dosierung von Wirbelluft und rezirkuliertem Rauchgas.

Parallel zur ursachenbasierten Stellgrößenbildung wird die Modellgüte kontinuierlich überwacht. Auftretende Modellfehler werden analysiert und zur Anpassung der zugrundeliegenden Modellparameter genutzt. Dadurch kann die Übereinstimmung zwischen Modell und Realität auch bei veränderten Brennstoff- und Anlagenzuständen verbessert und über längere Zeiträume aufrechterhalten werden.

5.5. Ergebnisse

Der beschriebene Ansatz befindet sich seit mehreren Jahren im industriellen Dauerbetrieb. Die praktische Anwendung zeigt, dass sich sowohl die Stabilität der Temperaturführung als auch der Automatisierungsgrad gegenüber einer rein manuellen Fahrweise deutlich verbessern lassen. Insbesondere bei schwankenden Brennstoffqualitäten ermöglicht die ursachenbasierte Prozessführung eine frühzeitige Reaktion auf veränderte Prozessbedingungen. Gleichzeitig kompensiert die kontinuierliche Modellkorrektur systematische Modellabweichungen, die beispielsweise durch nicht berücksichtigte Einflussgrößen entstehen können.

So konnte beispielsweise die Standardabweichung der Temperaturschwankung in der Nachbrennzone um mehr als 50 % reduziert und die räumliche Temperaturverteilung homogenisiert werden. Die Standardabweichung der Temperaturschwankung im Wirbelbett konnte sogar um mehr als 75 % reduziert werden. Dies erlaubt höhere Temperatursollwerte und somit einen höheren Klärschlammdurchsatz. Des Weiteren konnten Störungen durch Temperaturereignisse im ersten Jahr um 70 % reduziert werden und Emissionsereignisse um 90 % im Vergleich zum Durchschnitt der drei vorangegangenen Jahre ohne SCPC.

6. Einordnung von SCPC

Die Auswahl geeigneter Automatisierungskonzepte hängt maßgeblich von den Eigenschaften des jeweiligen Prozesses ab. Insbesondere die Anzahl gekoppelter Stell- und Regelgrößen, die Beobachtbarkeit relevanter Einflussgrößen, die Dynamik des Prozesses sowie die zeitliche Stabilität des Anlagenverhaltens beeinflussen die Eignung unterschiedlicher Verfahren. In der industriellen Praxis dominieren weiterhin klassische PI-Regelungen und Kaskadenkonzepte aufgrund ihrer Robustheit, ihrer hohen Akzeptanz im Anlagenbetrieb sowie ihres vergleichsweise geringen Engineering-Aufwands. Feedforward-Konzepte

ergänzen diese häufig um eine ursachenbasierte Komponente und ermöglichen die Berücksichtigung bekannter Ursache-Wirkungs-Beziehungen bereits vor dem Auftreten eines Regelabweichungsfehlers.

Tabelle 1 zeigt eine qualitative Einordnung verschiedener Automatisierungskonzepte hinsichtlich ausgewählter Eigenschaften.

Tab. 1: Qualitative Einordnung verschiedener Automatisierungskonzepte hinsichtlich Prozesseigenschaften

Prozess-/ Konzepteigenschaft	Feedback (PI/Kaskade)	Feedforward	MPC	KI	Adaptive KI	SCPC
Totzeiten/ Zeitkonstanten	○	●	●	◐	●	◐
Kopplungen/ Freiheitsgrade	○	◐	●	●	●	◐
Nichtstationarität	◐	○	◐	○	◐	●
Nichtlinearität	◐	◐	◐	●	●	◐
Begrenzte Beobachtbarkeit	●	○	◐	◐	◐	●
Transparenz/ Nachvollziehbarkeit	●	●	◐	○	○	●
Engineering Aufwand	●	◐	○	○	○	◐
Wartungsaufwand	●	◐	○	○	○	◐

(Automatisierungskonzept performt hinsichtlich der jeweiligen Eigenschaft: ● = gut, ◐ = mittel, ○ = schlecht)

Die qualitative Einordnung basiert auf den in der Literatur beschriebenen Stärken und Schwächen der jeweiligen Verfahren sowie auf praktischen Erfahrungen des Autors [1] [3] [5] [7].

Feedforward-Konzepte und modellprädiktive Regelungen (MPC) ermöglichen die Berücksichtigung verzögerter Ursache-Wirkungs-Beziehungen und sind bei Prozessen mit ausgeprägten Totzeiten häufig sehr leistungsfähig. MPC bietet darüber hinaus Vorteile bei stark gekoppelten Mehrgrößensystemen und einer hohen Anzahl von Freiheitsgraden [3] [4]. Solange die wesentlichen Einflussgrößen beobachtbar sind und das Modell das reale Anlagenverhalten hinreichend genau beschreibt, kann MPC über lange Zeiträume erfolgreich betrieben werden. Mit zunehmender Nichtstationarität steigt jedoch der Aufwand zur Modellpflege bzw. die Relevanz adaptiver Mechanismen [5].

Genau an dieser Stelle setzt SCPC an. Der Ansatz adressiert insbesondere Prozesse, bei denen sich das reale Anlagenverhalten kontinuierlich verändert und relevante Einflussgrößen nicht oder nur eingeschränkt beobachtbar sind. SCPC

versteht sich daher nicht als Ersatz bestehender Verfahren, sondern als ergänzendes Rahmenwerk zur systematischen Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit in nichtstationären Prozessen.

7. Fazit und Ausblick

Die unterschiedlichen Eigenschaften thermischer Industrieprozesse führen letztlich zu zwei grundlegenden Anforderungen an die Prozessführung: die Verarbeitung von Ursache-Wirkungs-Beziehungen sowie die langfristige Aufrechterhaltung der Modellgültigkeit. Während etablierte Verfahren wie Feedforward-Konzepte oder modellprädiktive Regelungen die Verarbeitung verzögerter Ursache-Wirkungs-Beziehungen erfolgreich adressieren, stellt insbesondere die kontinuierliche Veränderung realer Anlagen und Randbedingungen viele Automatisierungslösungen vor Herausforderungen.

Mit Self-Correcting Process Control (SCPC) wurde ein Ansatz vorgestellt, der eine ursachenbasierte Prozessführung mit einer kontinuierlichen Modellkorrektur kombiniert. Im Mittelpunkt steht dabei nicht die Entwicklung eines möglichst vollständigen digitalen Zwillings, sondern die Nutzung eines hinreichend genauen, transparenten und robust anpassbaren Prozessmodells. **SCPC erweitert die ursachenbasierte Prozessführung um eine kontinuierliche Bewertung und Anpassung der Modellgültigkeit während des laufenden Anlagenbetriebs.** Der Modellfehler wird dabei nicht ausschließlich als Regelabweichung verstanden, sondern als zusätzliche Informationsquelle zur Bewertung der Modellgültigkeit und zur gezielten Weiterentwicklung des zugrundeliegenden Modells genutzt.

Besonders interessant erscheint SCPC für Prozesse mit hoher Nichtstationarität, begrenzter Beobachtbarkeit relevanter Einflussgrößen und gleichzeitig vorhandenen Ursache-Wirkungs-Beziehungen. In solchen Anwendungen kann die kontinuierliche Modellkorrektur dazu beitragen, die Übereinstimmung zwischen Modell und Realität über lange Betriebszeiträume aufrechtzuerhalten und den Aufwand manueller Modellpflege zu reduzieren. Zukünftige Arbeiten werden sich insbesondere mit der weiteren Standardisierung des Vorgehens sowie der teilweisen Automatisierung von Modellfehleranalyse und Modellkorrektur befassen.

8. Quellen

[1] Åström, K. J.; Murray, R. M.: *Feedback Systems: An Introduction for Scientists and Engineers*. Second Edition. Princeton: Princeton University Press, 2021.

[2] Luyben, W. L.: *Process Modeling, Simulation and Control for Chemical Engineers*. New York City: McGraw-Hill, 1990.

[3] Qin, S. J.; Badgwell, T. A.: *A Survey of Industrial Model Predictive Control Technology*. In: Control Engineering Practice 11, 2003, S. 733–764.

[4] Rawlings, J. B.; Mayne, D. Q.; Diehl, M.: *Model Predictive Control: Theory, Computation and Design*. Second Edition. Madison: Nob Hill Publishing, 2022.

[5] Åström, K. J.; Wittenmark, B.: *Adaptive Control*. Boston: Addison-Wesley, 1989.

[6] Goodwin, G.C.; Sin, K.S.: *Adaptive Filtering Prediction and Control*. Chelmsford: Courier Corporation, 2009.

[7] Ljung, L.: *System Identification – Theory for the User*. Second Edition. Upper Saddle River: Prentice Hall PTR, 1999.

[8] Söderström, T.; Stoica, P.: *System Identification*. Upper Saddle River: Prentice Hall PTR, 1989.

[9] Tao, F.; Qi, Q.: *Make More Digital Twins*. In: Nature 573, 2019, S. 490–491.

[10] Rudin, C.: *Stop Explaining Black Box Machine Learning Models for High Stakes Decisions and Use Interpretable Models Instead*. In: Nature Machine Intelligence 1, 2019, S. 206–215.

[11] Kadlec, P.; Gabrys, B.; Strandt, S.: *Data-driven Soft Sensors in the Process Industry*. In: Computers & Chemical Engineering Volume 33, Issue 4, 2009, S. 795–814.

[12] Lanz, T.; Stenns, N.: *Entwicklung eines hybriden Soft-Sensors zur Bestimmung des Heizwerts in einer Wirbelschichtfeuerung*. In: Kraftwerkstechnik 2025. Freiberg: Innovation- und Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V., 2025, S. 765–776.

Messtechnik

Pocket TrapMan® PT3

Vereinfachen Sie tägliche Prüfungen



→ Kondensatableiter
→ Ventile
→ Wälzlager

Anlagenkennzeichnung
Schnelles Abrufen von Prüfberichten über RFID-Tags oder QR-Codes*

Messung der Oberflächentemperatur
Verwendet einen hochpräzisen Kontaktsensor

Ultraschallaufnahme
Quantifiziert Schwingungen und Geräusche (dB), Abhören via Bluetooth

Schwingungsmessung
Misst Schwingungspegel (Schockimpuls)

Sicherer Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen
Eigensichere Konstruktion, mit IP54-Staubschutz

* Mit der speziellen CMRecorder™-App

TLV Euro Engineering GmbH
Daimler-Benz-Straße 16-18 | 74915 Waibstadt
Telefon +49 7263 9150-0 | www.tlv.com | info@tlv-euro.de

Infrarot-Monitoringsysteme für Müllverbrennungsanlagen

Ralf Koschack, Kevin Hahn und Peter Taj

1. Aufgabenstellung 881
2. Übersicht über die Komponenten des Infrarot-Monitoringsystems 883
3. Infrarotkamera Kesseldecke 884
4. Infrarotkamera Abwurfseite 885
5. Rotierbare Infrarotkamera mit Schrägausblick 885
6. 2D-Rauchgastemperaturmessung im 1. Zug 886
7. Quellen 888

1. Aufgabenstellung

In einem modernen Abfallwirtschaftssystem trägt neben Recycling und Kompostierung auch Müllverbrennung zu einer effizienten und umweltschonenden Verwertung von Ressourcen bei. Eine große Herausforderung der Müllverbrennung stellt die heterogene Abfallzusammensetzung dar, da dadurch die brennstofftechnischen Eigenschaften kaum vorhersagbar sind. Die chemische Zusammensetzung des Mülls hängt in hohem Maße von der jeweiligen Müllfraktion (Sperrmüll, Hausmüll etc.) ab. Der Heizwert von deutschem Haushaltsmüll variiert beispielsweise zwischen 8–15 MJ/kg [1]. Weiterhin variiert die Feuchte des Mülls stark, was zu unterschiedlichen Trocknungszeiten führt. Müll schwankt auch bezüglich seiner Dichte und seiner Partikelgröße, sodass aus einem bestimmten Müllvolumen nicht auf die eingebrachte Müllmasse geschlossen werden kann. Aus diesen Gründen ändern sich die für eine vollständige Oxidation des Brennstoffs nötige Sauerstoffmenge sowie die bei der Reaktion freiwerdende Energie und damit die erzeugte Dampfmenge des Müllkraftwerks.

Die zeitlich variierende Müllbeschaffenheit ist mit der bestehenden Sensorik in Müllverbrennungsanlagen nicht hinreichend messbar, daher geht diese als Störgröße in den Prozess ein [2]. Dies führt zu einer suboptimalen Prozessführung und damit zu einer ungleichmäßigen Verbrennung. Die hieraus entstehenden Temperaturschwankungen sind weiterhin mitverantwortlich für eine erhöhte Entstehung von Schadstoffen [1] [3] [4] [5]. Innovative Regelungsverfahren versprechen durch eine bessere Prozessführung eine Einschränkung der thermischen Schwankungen [6] [7] und somit auch eine konstantere Blockleistung sowie eine Verringerung der Schadstoffentstehung [8]. Ergänzend zu einer besseren Regelung kann das Prozessverhalten durch ein frühzeitiges Erkennen (Monitoring) von Störungen verbessert werden [8] [9] [10] [11] [12]. Das Verbund-Forschungsprojekt wurde bearbeitet durch

- Lehrstuhl für Energiesysteme der Technischen Universität München
- Institut für Energiesysteme und Energietechnik der Technischen Universität Darmstadt
- Martin GmbH für Umwelt- und Energietechnik, München
- CMV-Systems GmbH & Co. KG, Jüchen

Im Folgenden wird über das Infrarot-Monitoringsystem von CMV-Systems berichtet. Dieses besteht aus Infrarot-Feuerraum-Kameras an mehreren Positionen im Feuerraum zur Beobachtung/Messung des Verbrennungsprozesses auf dem Rost sowie massiver Verschlackungen und aus Strahlungspyrometern zur 3D-Messung der Rauchgastemperatur im 1. Zug.

2. Übersicht über die Komponenten des Infrarot-Monitoringsystems

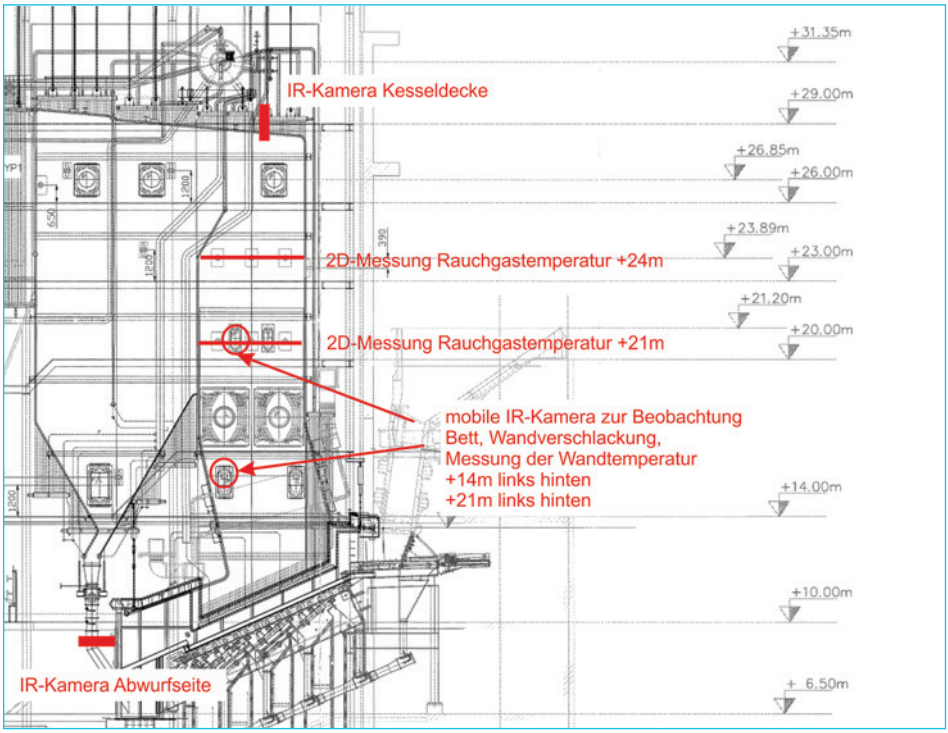


Abb. 1: Anordnung der Komponenten des IR-Monitoringsystems an der Referenzanlage mit Rückschubrost

Die Feuerraum-Infrarotkamera *Pyroinc* arbeitet bei 3,9 µm Wellenlänge und ist mit unterschiedlichen Optiken einsetzbar. Bei 3,9 µm Wellenlänge ist das Rauchgas völlig transparent, die Sicht wird nur durch Feststoffe (Asche, Ruß) behindert. Leuchtende Flammen bestehen aus heißen Rußpartikeln. Durch leuchtende Flammen geringer optischer Dicke kann man bei 3,9 µm Wellenlänge deutlich besser hindurchblicken als im sichtbaren Spektralbereich oder im Nahen Infrarot. IR-Kameras mit geradem Ausblick kamen auf der Kesseldecke und von der Abwurfseite zum Einsatz (Abbildung 1). Eine IR-Kamera mit Schrägausblick wurde an zwei Positionen in der rechten Seitenwand eingesetzt.

Die Infrarot-Strahlungspyrometer *Pyrospot DA10C* messen zur Temperaturbestimmung des Rauchgases die Strahlungsintensität in einem schmalen Wellenlängenintervall im Bereich der CO_2-Absorptionsbande. Mit einer rasterförmigen Anordnung mehrerer Pyrometer in einer Messebene wird tomografisch die 2D-Verteilung der Rauchgastemperatur in der Messebene bestimmt [13]. Es

kamen zwei Messebenen im 1. Zug zum Einsatz, mit denen die 3D-Rauchgastemperaturverteilung im 1. Zug online mit hoher zeitlicher Auflösung ermittelt wurde.

3. Infrarotkamera Kesseldecke

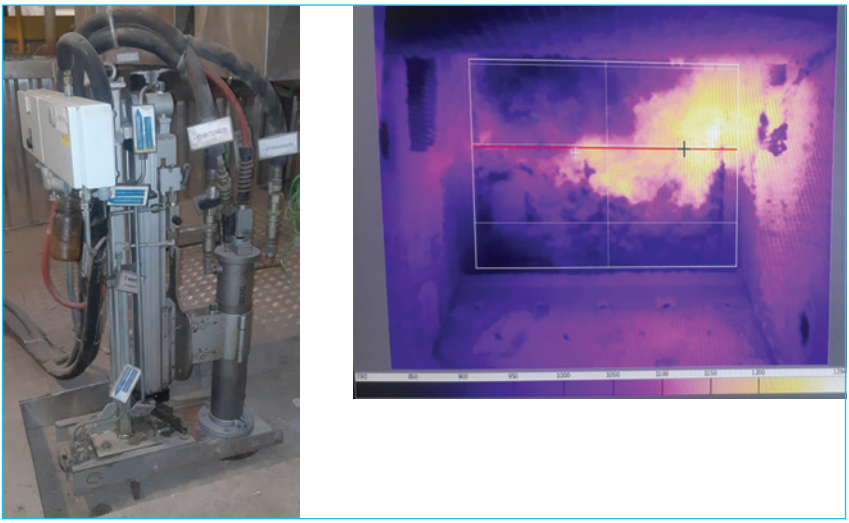


Abb. 2: Links: Installation der IR-Feuerraumkamera *Pyroinc* auf der Kesseldecke mit Medienversorgung und automatischer Rückzugsvorrichtung. Rechts: Falschfarbendarstellung eines IR-Bildes der IR-Kamera Kesseldecke; Brennstoff-Flussrichtung ist im Bild von oben nach unten.

Ziel ist die Messung der Betttemperatur zur Steuerung von Primärluftverteilung und Rostbewegung. Zünd- und Ausbranddecke versperren den Blick auf Teile des Rostes. Bedingt durch den großen Abstand Kamera – Bettoberfläche beeinträchtigen Flammen die Messung der Bett-Oberflächentemperatur. Der Lage der Primärluftzonen entsprechend werden rechteckige Zonen definiert, deren mittlere Temperaturen gemessen und zur Regelung herangezogen werden (Abbildung 2).

4. Infrarotkamera Abwurfseite

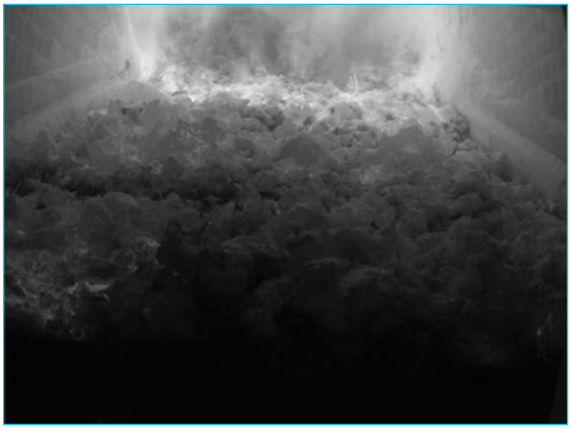


Abb. 3: Graustufendarstellung eines IR-Bildes der IR-Kamera Abwurfseite

Aufgrund der großen Neigung des Rückschubrostes ist die geometrische Zuordnung der Primärluftzonen im Bild möglich, wenn auch mit geringerer Genauigkeit als bei Blickrichtung senkrecht von oben. Die Messung von der Abwurfseite aus wird erheblich weniger durch Flammen beeinträchtigt als die von der Kesseldecke (Abbildung 3). Die Messergebnisse sind zur Regelung der Primärluft geeignet. Aufgrund der niedrigeren Temperatur am Schlackeabwurf ist die Kamerasonde deutlich weniger belastet als die auf der Kesseldecke.

5. Rotierbare Infrarotkamera mit Schrägausblick

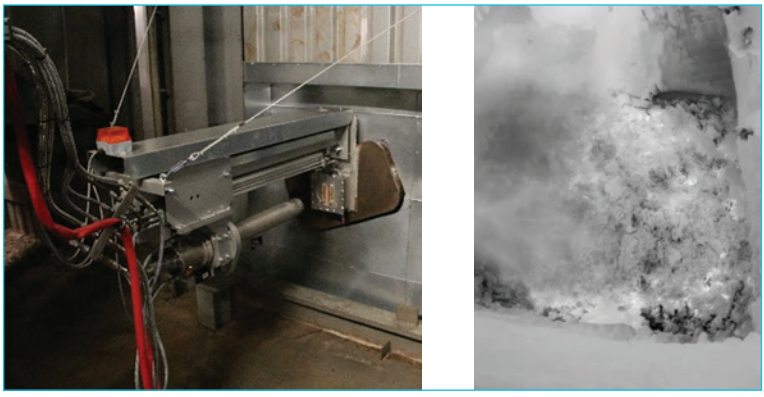


Abb. 4: Links: Installation der IR-Feuerraumkamera *Pyroinc* (Schrägausblick) mit Rotations- und Rückzugsvorrichtung.
Rechts: Graustufendarstellung eines IR-Bildes der IR-Kamera mit Schrägausblick, Position rechte Seitenwand +14 m (Abbildung 1). Blick auf den Rost, Brennstoff-Flussrichtung von links nach rechts.

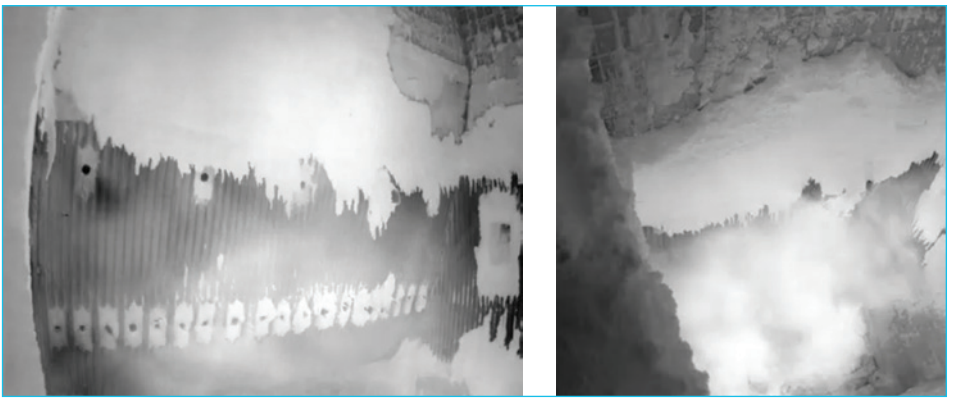


Abb. 5: Links: Graustufendarstellung eines IR-Bildes der IR-Kamera mit Schrägausblick, Position rechte Seitenwand +14 m (Abbildung 1). Blick auf die Vorderwand mit den beiden Sekundärluftebenen.
Rechts: Position rechte Seitenwand +21 m mit Blick von oben auf die massive Wächte oberhalb der zweiten Sekundärluftebene der Vorderwand.

Der Blick auf den Rost unterliegt den gleichen geometrischen Einschränkungen wie von der Kesseldecke. Die Primärluftzonen sind im Bild sicher zuordenbar. Die Messergebnisse sind aufgrund des geringeren Abstandes Kamera – Rostbett weniger durch Flammen beeinflusst als von der Kesseldecke (Abbildung 4). Durch Rotation der Schrägausblickoptik lassen sich die Brennkammerwände abbilden. Der Verschmutzungszustand der Sekundärluftdüsen und massive Wächtenbildung wurde sichtbar (Abbildung 5).

6. 2D-Rauchgastemperaturmessung im 1. Zug

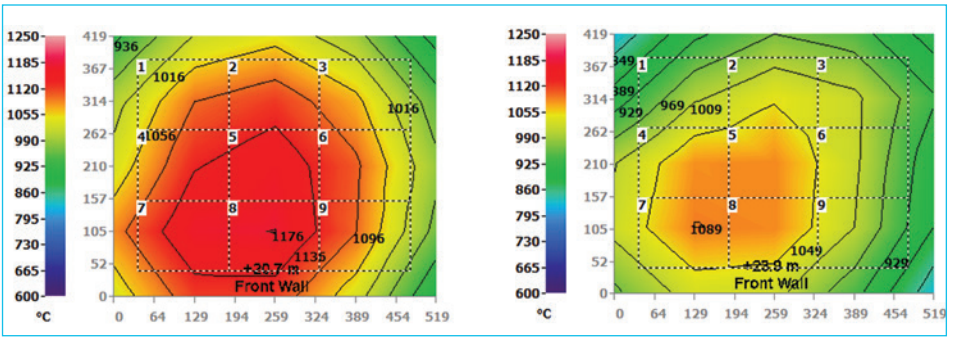


Abb. 6: 2D-Verteilungen der Rauchgastemperatur in der Referenzanlage.
Links: Messebene +20,7 m; Rechts: Messebene +23,9 m

Zur Messung der 2D-Rauchgasverteilungen in den Ebenen +20,7 m und +23,9 m wurden je Messebene sechs Strahlungspyrometer *Pyrospot DA10C* installiert und die 2D-Verteilungen alle 5 Sekunden online mit der Software MCPS 7.1

ermittelt. Zur numerischen Auswertung und für Regelungsaufgaben wurde der Querschnitt der Messebenen in jeweils 9 Zonen aufgeteilt, deren mittlere Rauchgastemperatur bestimmt wurde (Abbildung 6).

Zur Ermittlung der Messgenauigkeit wurden vom Projektpartner Martin GmbH Vergleichsmessungen mit einem strahlungsgeschützten Absaug-Thermoelement durchgeführt. Es erfolgte der Vergleich der Messpunkte des Absaug-Thermoelementes mit den entsprechenden mittleren Zonentemperaturen der strahlungspyrometrischen 2D-Messung. Die mittlere Differenz zwischen strahlungsgeschütztem Absaug-Thermoelement und strahlungspyrometrischer 2D-Messung lag bei -10 K (Abbildung 7, Tabelle 1).

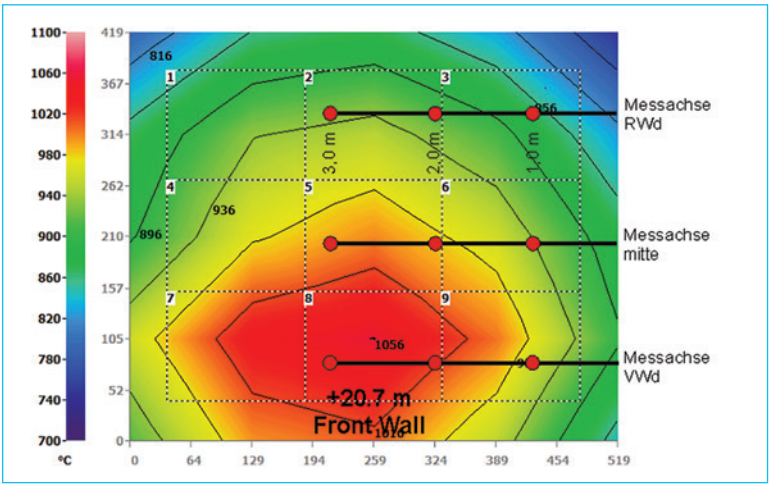


Abb. 7: Messachsen des strahlungsgeschützten Absaugthermoelementes in der Messebene +20,7 m der Referenzanlage

Tab. 1: Ergebnisse des Vergleichs zwischen strahlungspyrometrischer 2D-Rauchgastemperaturmessung und Messung mit einem strahlungsgeschützten Absaugthermoelement

Messreihen-Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	**Mittel**
Frischdampfmenge [t/h]	39,2	32,3	29	37,3	41	39,5	38,9	33,9	33,8	
Messachse	Mitte	Mitte	vorn	Mitte	Mitte	Mitte	Mitte	hinten	hinten	
dT Sonde-Pyro Zone rechts [K]	26	32	10	-33	6	-24	-19	1	-16	**-2**
dT Sonde-Pyro Zone mitte [K]	-12		34	-42	-33	-50	-41	-30	-25	**-25**
Mittel dT Sonde-Pyro [K]	**7**	**32**	**22**	**-38**	**-13**	**-37**	**-30**	**-15**	**-21**	-10

Bei der Steuerung von SNCR-Anlagen zur Stickoxidreduktion ist es für die Einhaltung der Emissionsgrenzwerte für NO_x und NH_3 wichtig, das Reduktionsmittel

1. im optimalen Temperaturfenster,
2. der Verteilung der Stickoxidfracht über den Querschnitt entsprechend,
3. in die Hauptströmung einzudüsen.

Zusätzlich zu der dem Stand der Technik entsprechenden Anforderung 1) wurde ein Verfahren entwickelt, in der die Software MCPS 7.1 implementiert und kommerziell eingesetzt wird, welche auf Basis der 2D-Messung der Rauchgastemperaturverteilung in zwei Messebenen Messgrößen zur Erfüllung der Anforderungen 2) und 3) liefert (Abbildung 8).

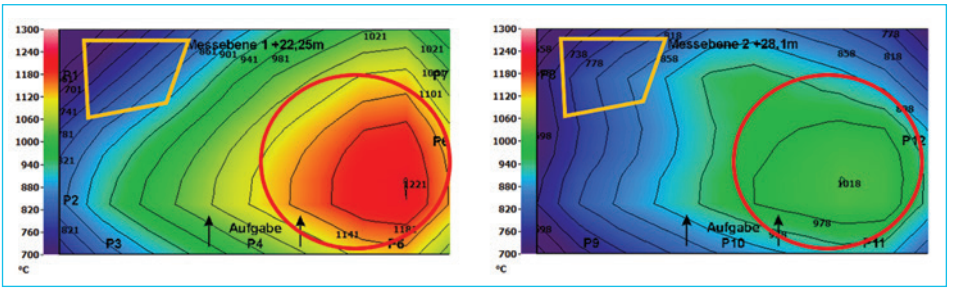


Abb. 8: Rostfeuerung für Hausmüll mit SNCR-Anlage zur Stickoxidreduktion; Strahlungspyrometrische Online-Messung der 2D-Rauchgastemperaturverteilung in zwei Messebenen

Neben dem optimalen Temperaturfenster für die Reduktionsmitteleindüsung werden die Stickoxidfracht (rot markiert der Bereich mit höchster Fracht) und die Strömung (gelb markiert ein Bereich mit Rückströmung) quantifiziert und für die SNCR-Steuerung verwendet.

Danksagung

Das Forschungsprojekt wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages unter dem Förderkennzeichen 03EE5071D, OptimaDyn, gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.

7. Quellen

[1] K. Speth: *Experimentelle Untersuchungen zur Stickoxidbildung und -minderung bei der Verbrennung von Biomassen und Hausmüll*, Dissertation, TU München, 2017.

[2] B. Müller: *Innovative Prozeßführung in der thermischen Abfallbehandlung mit Künstlichen Neuronalen Netzen*, Dissertation, Universität Karlsruhe, 2000.

[3] M. J. Murer: *Numerical methods for efficient power generation from municipal solid waste*, Dissertation, TU München, 2014.

[4] H. Spliethoff: *Power Generation from Solid Fuels*, Springer Verlag, 2010.

[5] H. Spliethoff: *Verbrennung fester Brennstoffe zur Strom- und Wärmeerzeugung; Verfahren und Stand der Technik – Wirkungsgrad, Betrieb, Emissionen und Reststoffe*, VDI-Verlag, 2000.

[6] J. Hentschel: *Optimierung der Lastdynamik direkt gefeuerter Kraftwerke durch den Einsatz modellbasierter Regelungen*, Dissertation, TU München, 2019.

[7] J. Hentschel, S. Kahlert, A. Kohlhepp und G. A. Schatte: *Steigerung der Lastdynamik thermischer Kraftwerke*, BWK, Bd. 67, Nr. 6, S. 40–47, 2015.

[8] J. Martin, M. Busch, J. Horn und F. Rampp: *Entwicklung einer kamerageführten Feuerungsregelung zur primärseitigen Schadstoffreduzierung*, VDI-Berichte 1033, VDI-Verlag, 1993.

[9] C. Gierend, H. Ping, U. Schneider und S. Georg: *Optimierungspotenzial bei der Kombination von video- und infrarot-kamera-basierten Kenngrößenberechnungen für die Feuerleistungsregelung*, in Energie aus Abfall, Band 8, 2011.

[10] R. Schreiner und M. Busch: *Ergänzung der Feuerungsregelung von MVAs mit Signalen aus einer flächenhaften Brennbett-Temperaturerfassung mittels Infrarotkamera*, VDI-Berichte 1629, VDI-Verlag, 2001.

[11] L. B. M. van Kessel: *Stochastic Disturbances and Dynamics of Thermal Processes with Application to Municipal Solid Waste Combustion*, Dissertation, TU Eindhoven, 2003.

[12] R. Warnecke, M. Weghaus, M. Zwiellehner und F. Dannerbeck: *Einsatz eines Feuerungsmodells zum Klimaschutz durch Effizienzsteigerung und Emissionsminderung in Rostanlagen mit heterogenen Brennstoffen*, Abschlussbericht, Projekt EU 22776, 2012.

[13] R. Koschack, P. Reynolds: *Strahlungspyrometrische Rauchgastemperaturmessung zur SNCR-Steuerung an unterschiedlichen Feuerungen und Optimierungspotenzial für die SNCR*. In: M. Beckmann, A. Hurtado, Kraftwerkstechnik 2019, Saxonia Standortentwicklungs- und -verwaltungsgesellschaft, Freiberg, 2019, S. 231–239.

Ingenieurgesellschaft für Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH

wurde mit dem Ziel gegründet, einen Beitrag zu leisten, verfahrenstechnische Prozesse zu entwickeln und zu optimieren, dabei gleichzeitig die Umwelt und Ressourcen im Sinne ökologischer Nachhaltigkeit zu schonen und Schadstoffe zu vermeiden bzw. zu reduzieren.

Im Hinblick auf die derzeitigen Entwicklungen (Energiewende, steigendes Umweltbewusstsein, Verknappung der Ressourcen, steigende Energiepreise) analysieren und beantworten wir insbesondere Fragen

- zur Effizienz,
- zur Emissionsvermeidung bzw. -reduzierung
- sowie der Wirtschaftlichkeit

verfahrenstechnischer Prozesse der Energieversorgung, der Abfallwirtschaft und der Grundstoffindustrie. Dabei setzen wir Methoden und Werkzeuge für Recherchen, Messungen, Modellierungen, Bilanzierungen - unter Nutzung kommerzieller wie auch selbst entwickelter Hard- und Software - ein. Sie profitieren von unserem detaillierten Grundlagenwissen, den Erfahrungen aus Industrie, Wissenschaft und Administration und unserer Leidenschaft Ihre Fragen zu beantworten.

Dienstleistungen

- Beratung und Gutachten
- Machbarkeitsstudien
- Bewertung von Konzepten und Investitionsvorhaben
- wissenschaftliche Analysen
- Planung und Modernisierung von Anlagen
- Erstellung von Entwurfs-, Ausschreibungs-, Antrags- und Genehmigungsunterlagen
- Schadensanalysen
- usw.

ENVERUM GmbH
Dr.-Ing. Martin Pohl
Hohe Straße 17
01069 Dresden

Telefon: +49 (0) 351 / 87 32 92 70
Telefax: +49 (0) 351 / 87 32 92 75
E-Mail: info@enverum.de
URL: www.enverum.de

Akustische Temperaturmessung – Einblicke in Temperaturfelder und Strömungen im Feuerraum

Tammo Schüler, Maximilian von Campenhausen und Martin Brodeck

1. Einleitung 891
2. Akustische Temperaturmessung und Messpositionen 892
2.1. Die akustische Gastemperaturmessung 892
2.2. Einführung der Temperaturmessung in zwei Messebenen 893
3. Temperaturfelder und Strömungen mit zwei Messebenen 894
3.1. Vertikaler Temperaturgradient 894
3.2. Lineare Interpolation von Temperaturfeldern 896
3.3. Grenzen der Interpolation: Torsion und umgekehrte Temperaturgradienten 897
4. Zusammenfassung und Ausblick 899
5. Quellen 901

1. Einleitung

Die lokalen Temperaturverhältnisse im Feuerraum stellen eine zentrale Zustandsgröße für die Bewertung und Optimierung von Verbrennungsprozessen dar. Insbesondere in Müllverbrennungsanlagen führen die heterogene Zusammensetzung des Brennstoffs, stark variierende Heizwerte sowie komplexe Strömungsstrukturen zu ausgeprägten räumlichen und zeitlichen Temperaturinhomogenitäten. Diese lokalen Temperaturfelder beeinflussen maßgeblich den Ausbrand, die CO-Bildung, Korrosionsprozesse sowie die Bildung von Stickoxiden und prägen damit sowohl die Emissionscharakteristik als auch die Betriebssicherheit der Anlage.

Konventionelle Temperaturmessungen liefern in der Regel lediglich punktuelle oder räumlich begrenzte Informationen und erlauben daher nur eine eingeschränkte Beschreibung der tatsächlichen thermischen Verhältnisse im Feuerraum. Die akustische Gastemperaturmessung (AGAM) ermöglicht demgegenüber die Bestimmung hochaufgelöster zweidimensionaler Temperaturfelder auf Basis der Laufzeitmessung akustischer Signale zwischen mehreren, am Kessel installierten Transceivern (Transmitter und Receiver). Aus den gemessenen Schalllaufzeiten wird mithilfe eines tomografischen Algorithmus die räumlich aufgelöste 2D-Temperaturverteilung im Rauchgas berechnet.

Der vorliegende Beitrag untersucht den zusätzlichen Erkenntnisgewinn einer zweiten Temperaturmessebene. Gezeigt wird, wie sich aus der simultanen Erfassung der Temperaturverteilungen in zwei Ebenen Rückschlüsse auf vertikale Temperaturgradienten, Strömungsstrukturen, Durchmischungsprozesse und mögliche Torsionen der Rauchgasströmung ableiten lassen.

2. Akustische Temperaturmessung und Messpositionen

2.1. Die akustische Gastemperaturmessung

Die akustische Gastemperaturmessung zeichnet sich gegenüber anderen Verfahren insbesondere durch ihren direkten physikalischen Messansatz aus. Die Messung beruht auf eindeutigen physikalischen Zusammenhängen und nutzt den direkten Zusammenhang zwischen Schallgeschwindigkeit und Temperatur. Für die pfadgemittelte Temperaturbestimmung sind keine anlagenspezifischen Kalibrationsparameter erforderlich. Über die Ermittlung der Schalllaufzeit zwischen einem Sender und einem Empfänger (Messpfad) wird die Schallgeschwindigkeit c im Kessel gemessen. Für die Schallgeschwindigkeit c gilt:

$$c = \sqrt{\frac{\kappa * R}{M} * T}$$

Dabei steht κ für den Adiabatenkoeffizienten, R für die allgemeine Gaskonstante, M für die molare Masse des Gases und T für die Gastemperatur. Obwohl κ und M in der Praxis nicht exakt bekannt sind, kann der Einfluss ihres Verhältnisses κ/M in den meisten Anlagen mit Standardwerten hinreichend genau berücksichtigt werden. Die Messunsicherheit der Berechnung liegt dabei bei unter einem Prozent [1] [2]. Die im Rahmen der QAL1-Zertifizierung mit Absaugepyrometern durchgeführten Referenzmessungen durch den TÜV Rheinland erfüllen die erforderlichen Anforderungen an Genauigkeit und Reproduzierbarkeit. Die Zertifizierung der Messung als Instrument zur kontinuierlichen Überwachung der Feuerraumtemperatur nach 17. BImSchV liegt seit 2021 vor.

Die Güte der Messung ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn die Temperaturinformation zur Bewertung und Optimierung temperaturabhängiger Prozesse entlang des Rauchgaswegs genutzt wird. Dazu zählen sowohl chemische Reaktionen wie die SNCR als auch physikalische Vorgänge wie die Wärmeabgabe an Überhitzer. Abhängig von der Lage der Messebene können diese Prozesse stromaufwärts oder stromabwärts der Messung liegen. Gleichzeitig erlaubt die Messung eine quantitative Bewertung der Verbrennungsprozesse, sodass aus den erfassten Temperaturfeldern konkrete Verfahrensverbesserungen abgeleitet werden können.

Besonders wesentlich ist dabei, dass die Messung keinem Drift unterliegt und robust gegenüber Verschmutzungen im Kessel ist. Sie liefert auf exakt definierten Messpfaden räumlich eindeutig zuordenbare mittlere Gastemperaturen, die eine Grundvoraussetzung für eine aussagekräftige 2D-Tomografie bilden.

Die akustische Gastemperaturmessung wird seit 1990 in mehr als 400 Anlagen weltweit unter anspruchsvollen Brennstoffbedingungen eingesetzt. Die Weiterentwicklung der vergangenen Jahre betrifft neben Sensorik und Signalverarbeitung auch Bedienbarkeit, Datenexport, Visualisierung sowie die Nutzung der Mikrofone zur Leckageerkennung. Im vorliegenden Beitrag steht jedoch der zusätzliche Erkenntnisgewinn durch eine zweite Temperaturmessebene im Mittelpunkt.

2.2. Einführung der Temperaturmessung in zwei Messebenen

Die geeignete Messposition hängt von der jeweiligen betrieblichen Aufgabe ab. Über dem Rost unterstützt die Temperaturinformation die Beurteilung von Verbrennungszonen, Primärluft und Müllzufuhr. Im Bereich der Sekundärluft werden Durchmischung, Schieflagen und der Beginn des für die SNCR relevanten Temperaturfensters sichtbar. Am Ende des ersten Zuges ist die Verbrennung idealerweise abgeschlossen; diese Position eignet sich daher besonders für die Bestimmung der Feuerraumendtemperatur und die behördliche Mindesttemperaturmessung sowie für die Bewertung des SNCR-Temperaturfensters.

Eine einzelne Messebene liefert ein horizontales 2D-Temperaturfeld des Kesselquerschnitts, lässt aber offen, wie sich das Temperaturfeld mit der Höhe verändert. Für die Auslegung und Regelung ist diese Information jedoch wesentlich. Hotspots können sich mit der Höhe abkühlen, verschieben oder infolge von Strömungstorsion verdrehen. Kaltbereiche können durch Sekundärluft oder lokale Durchmischung entstehen. Eine zweite Messebene macht diese vertikale Entwicklung messbar.

In einer einfachen Ausführung werden zwei, drei oder vier zusätzliche Transceiver genutzt, um den vertikalen Temperaturgradienten in K/m zu bestimmen. Vier zusätzliche Transceiver erlauben bereits eine getrennte Betrachtung von Schieflagen zwischen Vorder- und Rückseite. In einer vollständigen Ausführung werden in beiden Ebenen 2D-Temperaturfelder berechnet. Durch die Einteilung der Temperaturfelder in Temperaturzonen lässt sich für jede Zone ein lokaler vertikaler Temperaturgradient bestimmen, der für Interpolation, Plausibilitätsprüfung und Regelung genutzt werden kann.

Ein fester Korrekturwert aus einer einmaligen Referenzmessung ist nur dann belastbar, wenn Last, Brennstoff, Luftverteilung, Verschmutzungszustand und Strömungsführung übertragbar bzw. hinreichend konstant bleiben. Gerade in Müllverbrennungsanlagen und Biomassekesseln ist diese Voraussetzung im Dauerbetrieb nicht gegeben. Die zweite Messebene dient deshalb nicht nur der einmaligen Bestimmung eines Gradienten, sondern der kontinuierlichen Erfassung des aktuellen Temperaturgradienten.

3. Temperaturfelder und Strömungen mit zwei Messebenen

3.1. Vertikaler Temperaturgradient

In einer der ersten Anlagen mit zwei Messebenen wurde oberhalb der hochaufgelösten Ebene eine zusätzliche Messebene mit vier Transceivern installiert. Aus der Temperaturdifferenz ΔT zwischen beiden Messebenen und dem bekannten vertikalen Abstand Δz von ca. 4 m lässt sich der mittlere vertikale Temperaturgradient $\Delta T/\Delta z$ bestimmen. Abbildung 1 zeigt den zeitlichen Verlauf der mittleren Temperaturen beider Messebenen sowie des Temperaturgradienten. Beide Temperaturverläufe folgen demselben allgemeinen Betriebstrend. Der Temperaturgradient variiert jedoch deutlich. Über den betrachteten Zeitraum ergibt sich zunächst ein vertikaler Temperaturgradient von rund 20 K/m, der später auf etwa 8 K/m abnimmt.

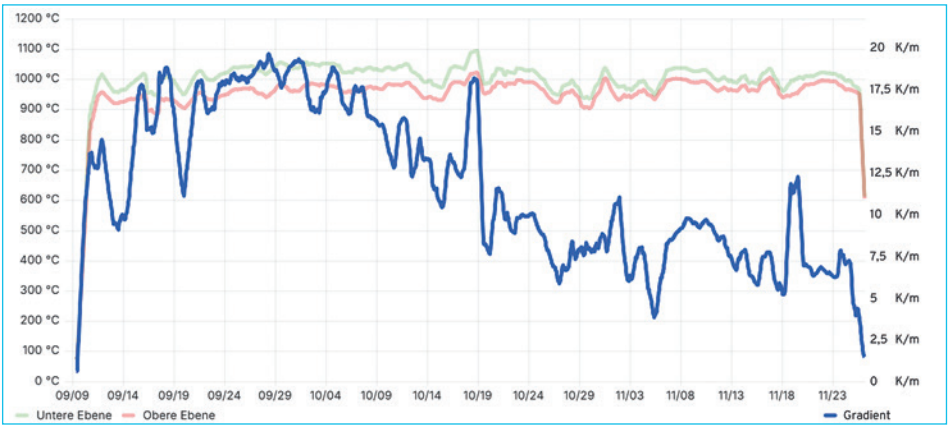


Abb. 1: Linke Skala: Zeitlicher Verlauf der mittleren Temperaturen der unteren (grün) und oberen Messebene (rot); Rechte Skala: über die Zeit tendenziell fallender Temperaturgradient (blau)

Solche Änderungen resultieren vor allem aus dem Verschmutzungszustand/Wärmeübergang des Kessels, aber auch aus Veränderungen von Last, Brennstoffzusammensetzung und Luftverteilung. Abbildung 1 zeigt vor allem, dass der Temperaturgradient im Zeitverlauf abnimmt. Für SNCR-Anlagen ist dieser Effekt relevant, weil sich das optimale Temperaturfenster in der Höhe verlagert. Wird in diesem Fall dauerhaft mit einem festen, aus einer einmaligen Referenzmessung abgeleiteten Korrekturwert gearbeitet, kann dies zu einer ungünstigen Wahl der Eindüsebene oder zu einem erhöhten Reduktionsmittelverbrauch führen.

Die Bestimmung des vertikalen Temperaturgradienten wird durch eine Erhöhung der Anzahl der Transceiver verbessert. Mit mindestens fünf Transceivern in einer Ebene lässt sich mithilfe eines tomografischen Algorithmus ein 2D-Temperaturfeld berechnen. Dadurch kann die Brennkammer in anlagenspezifische Temperaturzonen unterteilt werden. Abbildung 2 zeigt für vier solcher Zonen den zeitlichen Verlauf der Temperaturdifferenz zwischen unterer und oberer Messebene. Die zonenweise Auswertung verdeutlicht, dass die Temperaturdifferenzen von der Lage der jeweiligen Hotspots und damit von der lokalen Strömungs- und Verbrennungssituation abhängen. Die Zone oben links weist aufgrund des ausgeprägten Hotspots in der unteren Ebene den höchsten Gradienten aus. Der vertikale Temperaturgradient ist folglich sowohl zeit- als auch ortsabhängig. Ein globaler Mittelwert würde diese Information verdecken.

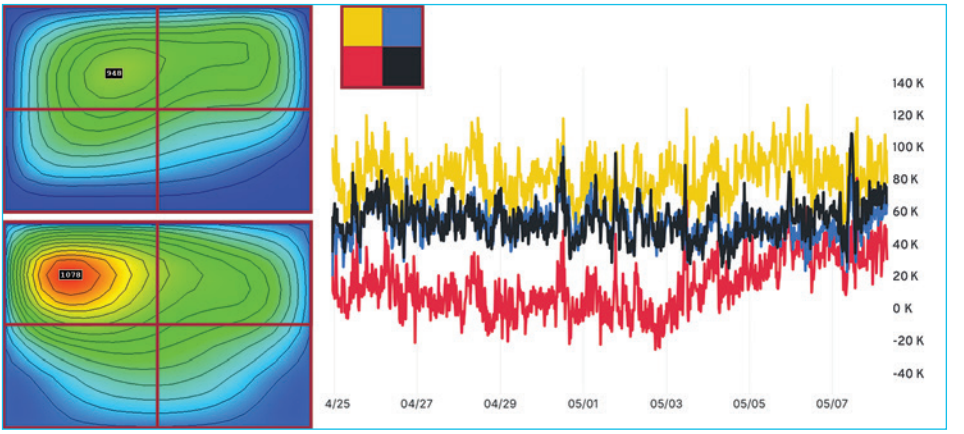


Abb. 2: Links: 2D-Temperaturfelder der oberen Messebene (oben) und unteren Messebene mit Zoneneinteilung in vier Bereiche; rechts: zeitlicher Verlauf der Temperaturdifferenz der vier Temperaturzonen

3.2. Lineare Interpolation von Temperaturfeldern

Sind in einer Anlage zwei AGAM-Systeme installiert, die in beiden Ebenen hochaufgelöste 2D-Temperaturfelder berechnen, lassen sich Temperaturfelder für Zwischenebenen näherungsweise linear interpolieren. Grundlage ist eine räumlich aufgelöste Gradientenkarte, die für jeden Rasterpunkt des Querschnitts den lokalen vertikalen Temperaturgradienten zwischen beiden Messebenen angibt. Abbildung 3 zeigt eine solche Gradientenkarte.

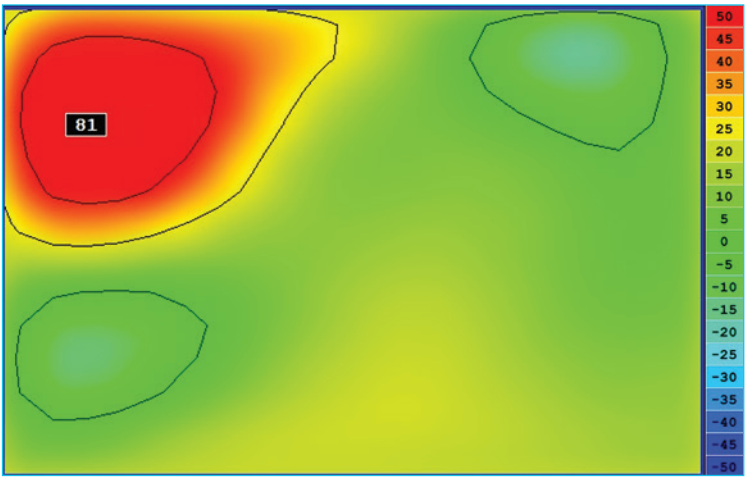


Abb. 3: 2D-Karte der lokalen vertikalen Temperaturgradienten zwischen unterer und oberer Messebene

Der Ansatz ist insbesondere für SNCR-Systeme interessant, weil die Eindüsebenen häufig nicht exakt mit einer akustischen Messebene zusammenfallen. Mithilfe der Gradientenkarte kann für die tatsächliche Höhe einer jeden Düsengruppe ein individuelles Temperaturprofil berechnet werden. Düsenauswahl und Reduktionsmittelmenge können dadurch stärker an der lokalen thermischen Situation ausgerichtet werden [3].

Eine lineare Interpolation ist anwendbar, wenn die Strömung zwischen den beiden Messebenen überwiegend in Hauptströmungsrichtung verläuft und sich die Temperaturverteilung über die Höhe stetig verändert. Sie stellt jedoch kein allgemeingültiges Modell dar. Bei ausgeprägten seitlichen Strömungskomponenten kann das lineare Modell nicht mehr plausibel angewendet werden.

Temperaturzonen aus AGAM können als Regelparameter genutzt werden, um Feuerlage, Luftverteilung, Emissionen und SNCR gezielt zu beeinflussen [4]. Eine zweite hochaufgelöste Messebene erweitert diese Prozessinformation deutlich: Sie ermöglicht den direkten Vergleich zweier Temperaturfelder, die Bewertung vertikaler Temperaturgradienten sowie die Übertragung der Regelgröße auf die tatsächlich relevante Prozess- oder Eindüsebene.

3.3. Grenzen der Interpolation: Torsion und umgekehrte Temperaturgradienten

Die in Kapitel 3.2. beschriebene lineare Interpolation setzt voraus, dass zwischen den Messebenen ein näherungsweiser linearer Verlauf der Strömungs- und Temperaturstrukturen angenommen werden kann. Diese Voraussetzung ist nicht in allen Betriebszuständen erfüllt. Die Einschränkung lässt sich anhand der in zwei Ebenen gemessenen 2D-Temperaturfelder zeigen. Im Folgenden werden zwei Beispiele betrachtet, die unterschiedliche nicht lineare Effekte darstellen. In beiden Fällen wäre eine lineare Interpolation im betrachteten Zeitbereich physikalisch nicht belastbar. Solche Betriebszustände müssen bei einer Regelung mit interpolierten Temperaturprofilen erkannt und gesondert bewertet werden.

Abbildung 4 zeigt die über einen Zeitraum von einer Stunde gemittelten 2D-Temperaturfelder der unteren und oberen AGAM-Messebene. Die dargestellte Verdrehung der Temperaturstruktur spricht für eine Torsion der Rauchgasströmung. Eine plausible Ursache ist die Anordnung der Sekundärluft, die eine Verdrehung der Temperaturverteilung begünstigen kann. Da sich die Lage der Temperaturstrukturen zwischen unterer und oberer Messebene deutlich verändert, ist eine rein lineare Interpolation zwischen den beiden Messebenen für diesen Zeitbereich nicht ausreichend belastbar.

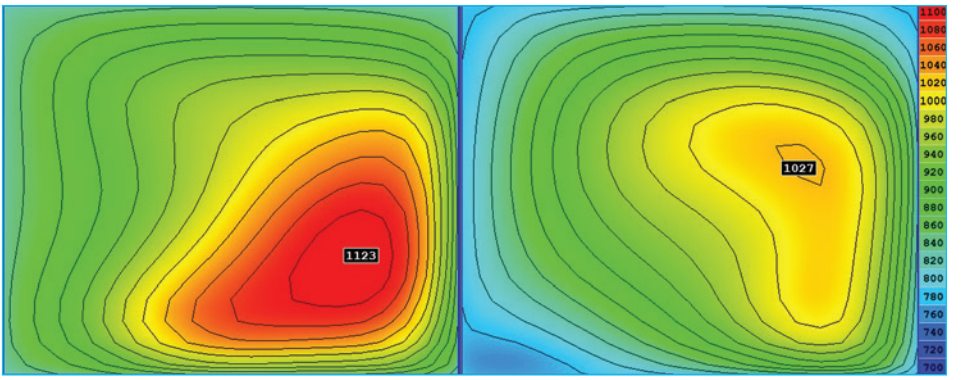


Abb. 4: Über eine Stunde gemittelte 2D-Temperaturfelder der unteren AGAM-Messebene (links) und oberen AGAM-Messebene (rechts)

Trotz dieser Einschränkung bietet der Einsatz von zwei Messebenen einen wesentlichen diagnostischen Mehrwert. Zum einen stehen zusätzliche Temperaturinformationen zur Verfügung, beispielsweise für eine SNCR-Regelung. Zum anderen würde eine einzelne Messebene lediglich eine Temperaturschieflage anzeigen, ohne erkennen zu lassen, ob diese Struktur mit der Höhe fortbesteht, sich verlagert oder sich bereits homogenisiert. Für die betriebliche Bewertung ist diese Unterscheidung jedoch essenziell. Ein Hotspot, der in beiden Ebenen an ähnlicher Position auftritt, spricht eher für eine stabile und über die Höhe fortbestehende Feuerlagenschieflage. Ein Hotspot, der in der zweiten Ebene deutlich verschoben oder bereits homogenisiert ist, weist dagegen eher auf Strömungseinflüsse, Durchmischungsvorgänge oder lokale Impulse durch die Luftzuführung hin. Die zweite Messebene verhindert damit, dass aus einer einzelnen Messebene unzulässig weitreichende Schlussfolgerungen abgeleitet werden. Mit zusätzlichen Informationen, wie z. B. Position und Orientierung der Sekundärlufteindüsung, lässt sich mit geeigneten Modellen auch eine angepasste Interpolation der Temperaturen definieren, welche die physikalischen Gegebenheiten berücksichtigt und somit auch beispielsweise eine Verschiebung eines Hotspots zwischen unterer und oberer Ebene abbildet.

Ein weiteres Phänomen zeigt Abbildung 5. In diesem Beispiel werden in der unteren Messebene in Teilbereichen niedrigere Temperaturen gemessen als in der oberen Messebene. Mit einer eindimensionalen Messung in nur einer Ebene, in der Praxis häufig der oberen Messebene, können solche Kaltbereiche nicht erfasst werden. Gleichzeitig ergibt sich an dieser Stelle lokal ein negativer vertikaler Temperaturgradient, während in anderen Bereichen weiterhin positive Gradienten vorliegen. Dies deutet darauf hin, dass die Temperaturverteilung nicht durch einen einfachen, nach oben monoton abnehmenden Temperaturverlauf beschrieben werden kann. Eine mögliche Ursache ist eine lokale Rückströmung an der Rückwand der Anlage.

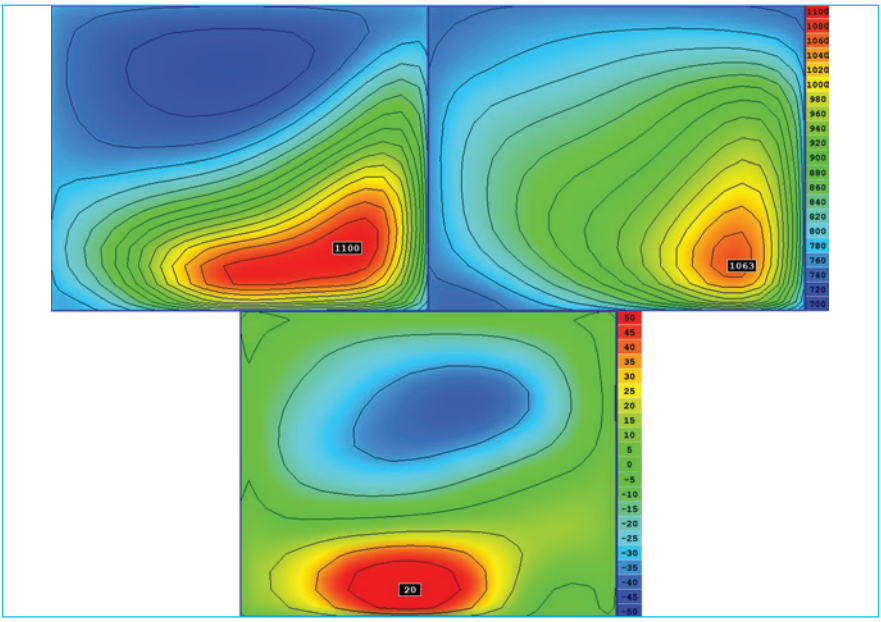


Abb. 5: Über eine halbe Stunde gemittelte 2D-Temperaturfelder der unteren AGAM-Messebene (oben links) und oberen AGAM-Messebene (oben rechts) sowie Karte der lokalen vertikalen Temperaturgradienten (unten)

Daraus folgt für die Regelung, dass Mittelwerte allein keine ausreichende Grundlage darstellen. Eine automatische Auswertung sollte entsprechende Zustände nicht glätten, sondern Hinweise auf nicht lineare Strömungs- und Mischungsprozesse erfassen und kennzeichnen. Die zweite Messebene dient somit nicht nur der Berechnung eines vertikalen Temperaturgradienten, sondern auch der Plausibilitätsprüfung der Interpolation. Erst wenn die Temperaturstrukturen zwischen den Messebenen hinreichend konsistent sind, kann eine interpolierte Temperaturverteilung als belastbare Regelgröße verwendet werden. Damit wird die zweite Messebene zu einem wichtigen Kriterium, um zwischen interpolierbaren Betriebszuständen und Betriebszuständen mit komplexer dreidimensionaler Strömungsstruktur zu unterscheiden. In Zuständen wie in Abbildung 4 und Abbildung 5 sollte daher auf eine unmittelbare Nutzung interpolierter Temperaturprofile in der Regelung verzichtet oder zumindest eine Plausibilitätskennzeichnung gesetzt werden.

4. Zusammenfassung und Ausblick

Die akustische Gastemperaturmessung ermöglicht die driftarme und hochaufgelöste Bestimmung zweidimensionaler Temperaturfelder im Feuerraum und liefert damit deutlich mehr Information als konventionelle punktuelle Temperaturmessungen. Auf Basis der Schalllaufzeitmessung zwischen mehreren

Transceivern lassen sich räumlich aufgelöste Temperaturverteilungen berechnen, die sowohl für die Bewertung des Verbrennungsprozesses als auch für nachgeschaltete Prozesse wie SNCR und Wärmeübergang relevant sind. Bereits eine einzelne Messebene macht räumliche Schieflagen, Hotspots und Kaltbereiche sichtbar; eine zweite Messebene erweitert diese Information um die vertikale Entwicklung der Temperaturstrukturen und ermöglicht damit belastbarere Aussagen über Temperaturgradienten, Durchmischung und Strömungseinflüsse.

Die Ergebnisse zeigen, dass der vertikale Temperaturgradient nicht als konstanter Korrekturwert verstanden werden kann. Vielmehr verändert sich die Temperaturdifferenz ΔT zwischen oberer und unterer Messebene zeitlich und örtlich deutlich, sodass für eine physikalisch saubere Bewertung zwischen der Temperaturdifferenz ΔT und dem eigentlichen vertikalen Temperaturgradienten $\Delta T/\Delta z$ unterschieden werden muss. Die zonenweise Auswertung der Temperaturfelder verdeutlicht zudem, dass lokale Hotspots und Strömungsstrukturen die Gradientenverteilung wesentlich beeinflussen. Für den praktischen Einsatz, insbesondere im SNCR-Kontext, ist damit nicht nur der Mittelwert einer Messebene relevant, sondern die lokale thermische Situation in der tatsächlich interessierenden Höhe.

Sind in beiden Ebenen hochaufgelöste 2D-Temperaturfelder verfügbar, können Temperaturfelder für Zwischenebenen näherungsweise linear interpoliert werden. Dies ist insbesondere dann von Nutzen, wenn reale Eindüsebenen nicht mit der akustischen Messebene zusammenfallen. Die lineare Interpolation ist jedoch nur dann plausibel, wenn sich die Temperaturstrukturen zwischen den beiden Ebenen im Wesentlichen stetig und ohne ausgeprägte nicht lineare Strömungseffekte verändern. Die gezeigten Beispiele machen deutlich, dass Torsionen der Rauchgasströmung, lokale Durchmischungsprozesse sowie umgekehrte Temperaturgradienten die Belastbarkeit einer linearen Interpolation begrenzen können.

Gerade darin liegt aber auch der eigentliche Erkenntnisgewinn einer zweiten Messebene: Sie liefert nicht nur zusätzliche Messinformation, sondern zugleich ein Kriterium zur Plausibilitätsprüfung und zur Unterscheidung zwischen interpolierbaren und nicht interpolierbaren Betriebszuständen. Die zweite Messebene ist damit nicht nur ein Instrument zur Korrektur auf eine weitere Messhöhe, sondern ein diagnostisches Werkzeug zur Bewertung komplexer dreidimensionaler Strömungsphänomene im Feuerraum.

Für die weitere Nutzung akustischer Temperaturmessungen in zwei Messebenen liegt der wesentliche Mehrwert in der systematischen Verknüpfung von Messung, Diagnose und Regelung.

Künftig sollten örtlich aufgelöste vertikale Temperaturgradienten und daraus abgeleitete Temperaturfelder in Zwischenebenen nicht ausschließlich durch lineare Interpolation bestimmt werden, denn die Einbeziehung erweiterter Modellannahmen ermöglicht eine präzisere Abbildung der Temperaturverteilung und damit genauere Ergebnisse.

Neben den hier diskutierten Ergebnissen können auch Schallsignale zwischen der unteren und oberen Messebene gemessen werden. Diese werden wie in der horizontalen Ebene in mittlere Pfadtemperaturen umgerechnet. Diese Pfadtemperaturen liefern zusätzliche Temperaturinformationen aus dem Feuerraum zwischen den beiden Messebenen. Die Rekonstruktion vollständiger dreidimensionaler Temperaturverteilungen ist aber nicht ohne weiteres möglich, da diese mittleren Temperaturen sowohl durch verschiedene Bereiche der Feuerung als auch Höhen im Kessel laufen. Sie müssen weiter ausgewertet werden, um zu beurteilen, wie diese Informationen sinnvoll für Diagnose, Prozessbewertung und gegebenenfalls Regelungsaufgaben genutzt werden können.

Gleichzeitig lassen sich näherungsweise aus den Pfadtemperaturen der Hin- und Rückmessung zwischen den beiden Ebenen Hinweise auf Strömungsgeschwindigkeiten entlang einzelner Messpfade ableiten. Damit eröffnet die Messung zwischen den Ebenen die Möglichkeit, Temperatur- und Strömungsinformationen stärker miteinander zu verknüpfen und die dreidimensionale Bewertung der Vorgänge im Feuerraum weiter zu verbessern.

5. Quellen

[1] Schiebahn, S.; Deuster, M.; Ritter, M.: *Verbrennungs- und Vergasungsprozesse mit der akustischen Gastemperatur präzise überwachen und optimieren*. In: Jahrestreffen der ProcessNet Fachgruppe Hochtemperaturtechnik 2. und 3. April 2019, KIT Karlsruhe, Deutschland, 2019.

[2] Peng, X.; Yi, F.; Guo, Y.; Sladewski, L.; Zhang, X.; Zhang, X.; Cao, C.: *Study and application of combustion optimization in pulverized coal boiler with advanced optimization software integrated with acoustic in furnace gas temperature measurement system*. In: Proceedings of International Conference on Power Engineering ICOPE, Charlotte, NC, USA, 2017.

[3] Brodeck, M.; Deuster, M.; Filipowski, K.; Gancarczyk, E.: *Acoustic gas temperature measurement – an advanced online monitoring system for the diagnosis and improvement of the boiler operation and SNCR*. 14th International Conference on Boiler Technology, Poland, 2022.

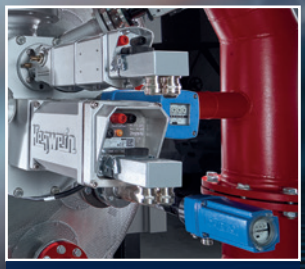
[4] Deuster, M.; Ritter, M.; Brodeck, M.: *Stand der akustischen Feuerraumdiagnose und deren Nutzen für Emissionen, Wirkungsgrad und Dampferzeugerbetrieb*. Manuskript zum Kraftwerkstechnischen Kolloquium, Dresden, 2020.

DURAG GROUP

FÜR EINEN SAUBEREN UND SICHEREN TECHNOLOGIEWANDEL

Verbrennung | Zündung | Sicherheit | Gasreinheitskontrolle





Systeme für Feuerungstechnik



Prozess- und Umweltmesstechnik



Dekarbonisierung / Energiewende

DURAG.COM

H2 READY **Wir sind bereit!**

Video- und Thermografie-Systeme zur Effizienzsteigerung des Verbrennungsprozesses. Beispiele und Betreibererfahrungen der Automatisierung und digitalen Vernetzung in Biomasse-Rostfeuerungen

Klaus Czirr und Thomas Pniok

1. Effiziente Energieerzeugung aus Biomasse 904
2. Video- und Thermografie-Systeme 905
2.1. Systemaufbau Video- und Thermografie-System 905
2.2. Feuerraumkameras 905
2.3. Thermografie-Software 907
2.4. Video- und Thermografie-System für Rostfeuerungen 908
2.5. Überwachung der Ausbrandzone 908
3. West Fraser – OSB-Platten-Herstellung 909
4. Praxis Erfahrungen West Fraser 910
4.1. Planung Grand Prairie 910
4.2. Installation Grand Prairie 910
4.3. Feuerraumkamera mit weitem Blick in den Feuerraum 911
4.5. *Grande Prairie*-Installationsergebnisse 911
4.5. Automatisierung und weltweiter Zugriff 912
5. Fazit 912
6. Quellen 913

1. Effiziente Energieerzeugung aus Biomasse

Die Transformation des Energiesystems im Zuge der europäischen Energiewende stellt hohe Anforderungen an die Effizienz und Nachhaltigkeit von Energieerzeugungsanlagen. Biomasse spielt eine wichtige Rolle in der europäischen Klima- und Energiepolitik und trägt zur Dekarbonisierung von Wärme- und Industrieprozessen bei. Mit der im Jahr 2023 verabschiedeten überarbeiteten Erneuerbare-Energien-Richtlinie, RED III, EU/2023/2413 [1], wurden die Anforderungen an die nachhaltige und effiziente Nutzung von Biomasse jedoch deutlich verschärft.

Parallel dazu wurde mit der novellierten Energieeffizienzrichtlinie (EU/2023/1791 [2]) das Prinzip *Energy Efficiency First* erstmals verbindlich verankert. Dieses verlangt, dass Energieeffizienz in allen Bereichen der Energieerzeugung und -nutzung prioritär berücksichtigt wird. Für Betreiber von Biomasse-Rostfeuerungen in Europa bedeutet dies, dass neben der Einhaltung von Emissionsgrenzwerten insbesondere der Wirkungsgrad der Verbrennungsprozesse kontinuierlich optimiert werden muss.

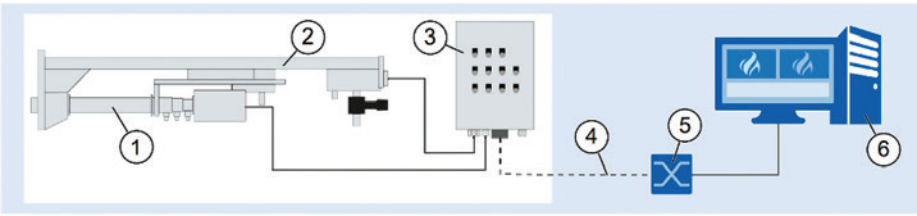
Neben der Nachhaltigkeit hat Biomasse im Erneuerbare-Energien-Mix den wesentlichen Vorteil der einfachen Speicherfähigkeit gegenüber Solar- und Windenergie. Biomasseanlagen können entsprechend der Stromversorgungslage tages- oder wochenweise geplant werden.

Auch außerhalb Europas wird eine effiziente Nutzung von Biomasse zur Dampf- und gegebenenfalls Stromerzeugung zunehmend wichtiger.

Neben den Anforderungen der effizienten und bedarfsorientierten Energieerzeugung ist der zunehmende Fachkräftemangel eine Herausforderung, dem mit Automatisierung und digitaler Vernetzung begegnet werden muss. Dieses Beispiel zeigt eindrucksvoll, wie es heutzutage möglich ist, automatisiert mithilfe von Video- und Thermografie-Systemen anlagenfahrerunabhängig und auch bei schwankenden Brennstoffqualitäten eine stabile, effiziente und emissionsarme Betriebsweise sicherzustellen.

2. Video- und Thermografie-Systeme

2.1. Systemaufbau Video- und Thermografie-System



1	Feuerraumkamera D-FS	4	Lichtwellenleiter
2	Rückzugsvorrichtung D-RU	5	LWL-Ethernet-Umsetzer
3	Sensor-Steuereinheit D-SCU	6	Video- und Thermografie-Software D-VT/D-VTA mit PC

Abb. 1: Übersicht Video- und Thermografie-System [4]

Ein Feuerraumvideo- oder Video- und Thermografie-System (Abbildung 1) besteht immer aus einer Feuerraumkamera und einer Visualisierungssoftware, wobei die Anwendungen und die dazu passenden Systeme stark branchenabhängig sind. Je nach Bedarf lassen sich unterschiedliche luft- oder wassergekühlte Feuerraumkameras mit oder ohne Rückzugsvorrichtung mit applikationsbezogenen Software-Modulen kombinieren.

Für die Übertragung der Videobilder und Steuersignale über meistens große Entfernungen kommen Lichtwellenleiter zum Einsatz. Bis ca. 500 m Entfernung können Multi-Mode (50/125 m Fasern) verwendet werden, über 500 m Entfernung sind es Single Mode (6/125 µm Fasern).

Video- und Thermografie-Lösungen visualisieren den Verbrennungsprozess in Feuerungsanlagen und zeigen dem Betreiber ein detailliertes Bild der aktuellen Verbrennungssituation. 24/7-Echtzeitvideos aus der Brennkammer und eine Analyse der Flammentemperaturverteilung liefern alle Informationen, die für eine bestmögliche Überwachung und Steuerung des Verbrennungsprozesses notwendig sind.

2.2. Feuerraumkameras

Im Gegensatz zu uns bekannten Digitalkameras, wie sie beispielsweise in Handys verbaut sind, müssen Feuerraumkameras bei Temperaturen von bis zu 2000 °C dauerhaft und zuverlässig funktionieren. Dies wird zum einen durch geeignete Kühlung mit Luft oder Wasser und zum anderen durch eine spezielle Optik realisiert.

Die Abbildung 2 zeigt beispielhaft den Aufbau einer Feuerraumkamera mit Endoskop. Die Optik ist z. B. für 250 °C an der Lichteintrittsöffnung geeignet und leitet das Licht zur Kamera. Diese befindet sich dann außerhalb der heißen Umgebung bei Temperaturen unter 60 °C.

Die Hochtemperaturoptiken bilden neben der Kamera den zweiten wesentlichen Teil einer Feuerraumkamera. In der heutigen Zeit, in der Megapixel-Kameras sehr günstig sind, wird die erreichbare Bildauflösung bei visuellen Systemen nur durch die optische Auflösung begrenzt.

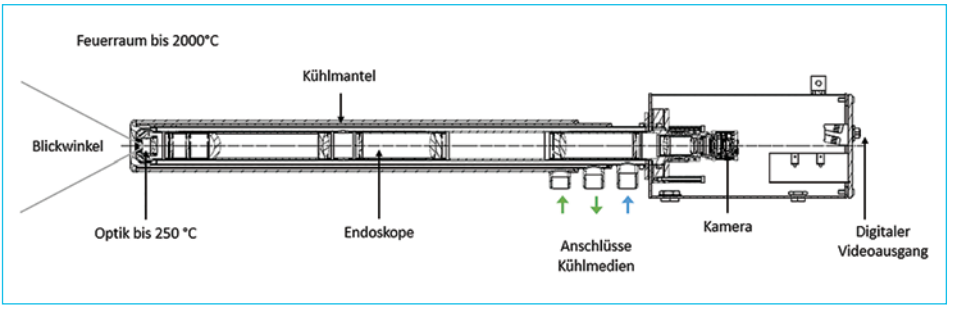


Abb. 2: Schema Feuerraumkamera mit starrem Endoskop

Bei den Optik-Lösungen wird zwischen starren Endoskopen und Objektiven unterschieden. Starre Endoskope, auch Boroskope genannt, bestehen zusätzlich zum Objektiv aus einem oder mehreren Relay-Optiken, die das Licht weiterleiten. Die Abbildung am Eintritt und Austritt einer Relay-Optik ist gleich. Mit starren Endoskopen sind Optiken von mehr als einem Meter realisierbar. Lange Endoskope mit kleinem Durchmesser benötigen viele Relay-Optiken und können aus mehr als 50 Linsen bestehen. Entsprechend haben solche Systeme eine hohe Dämpfung, schlechte optische Auflösung und sind deshalb für Rostfeuerungen, die vergleichsweise dunkel sind, nur mäßig geeignet.

Um einen weiten Blick in den Feuerraum zu ermöglichen, dringen die Feuerraumkameras durch die Feuerfestausmauerung in den Feuerraum ein. Alternativ zur einer Festinstallation bieten fast alle Hersteller optional eine Rückzugsvorrichtung an. Diese arbeitet meist pneumatisch und fährt die Feuerraumkamera bei Ausfall der Kühlmedien automatisch aus dem Feuerraum heraus.

2.3. Thermografie-Software

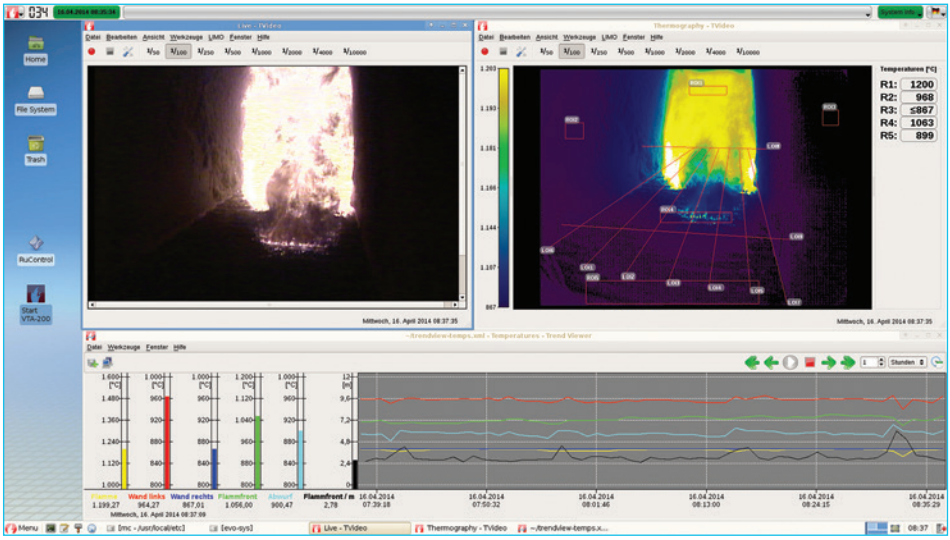


Abb. 3: Übersicht Video- und Thermografie-Software [4]

Die Video- und Thermografie-Software (Abbildung 3) zeigt das Live-Video und die berechnete Temperaturverteilung von einer oder mehreren Feuerraumkameras an, beinhaltet Langzeitdatenspeicherung, Videoaufzeichnung, konfigurierbare Trendanzeigen, bietet digitale Schnittstellen zu Prozessleitsystemen und kann mit Zusatzmodulen erweitert werden.

Die Grundlage für diese Berechnung der Temperaturverteilung liefert das Planck'sche Strahlungsgesetz [3], nach dem jeder Körper Strahlung entsprechend seiner Temperatur emittiert. Somit lässt sich für jeden Pixel im Live-Bild eine Temperatur berechnen. Zur einfachen Darstellung werden die Temperaturen einer Farbskala zugeordnet und als Thermografiebild dargestellt (Abbildung 4, Übersicht Video- und Thermografie-Software).

Messpunkte (Region of Interest, ROI) können im Temperaturbild frei definiert und deren Werte über digitale Schnittstellen an die Anlagensteuerung übertragen werden.

Mit den visuellen Feuerraumkameras können Temperaturen im Bereich von 600–2.000 °C gemessen werden. Die Kalibrierung erfolgt an einem Schwarzen Strahler und erreicht eine Genauigkeit von > 99 % im Bereich von 800–1500 °C gegenüber dieser Referenz.

2.4. Video- und Thermografie-System für Rostfeuerungen

Das Schema in Abbildung 4 zeigt eine typische Rostfeuerung und zwei häufig verwendete Einbaupositionen für Feuerraumkameras.

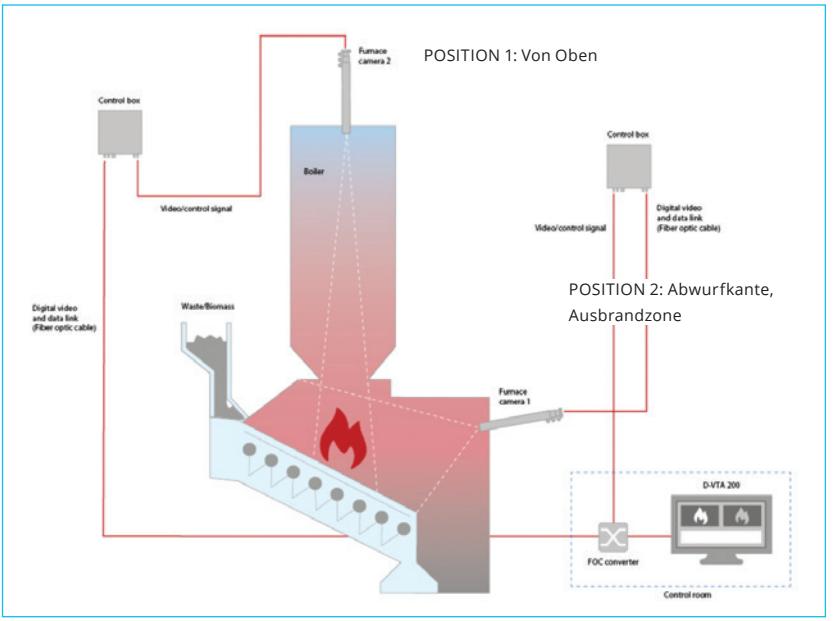


Abb. 4: Schema Rostfeuerungen [4]

2.5. Überwachung der Ausbrandzone

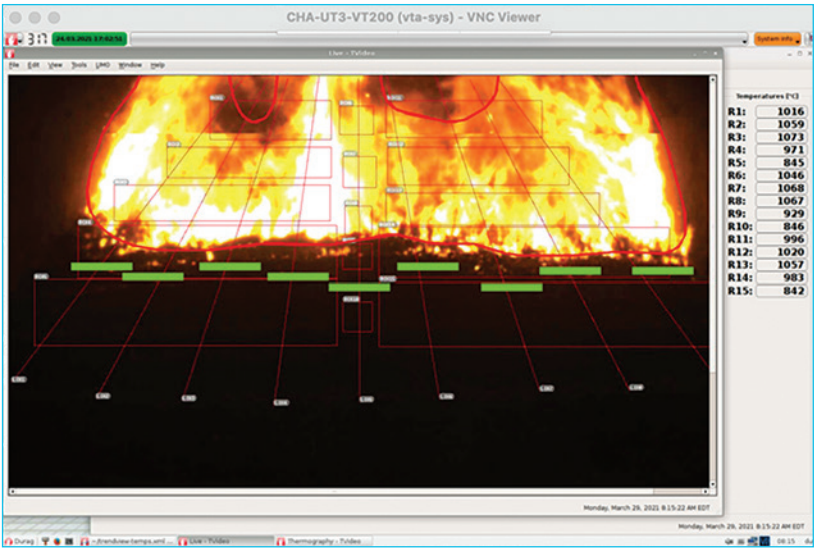


Abb. 5: Ausbrandzone Anlage West Fräser, Chambord

In dieser Position (Position 2, Abbildung 4) kommen fast ausschließlich visuelle (VIS) oder Near-Infrared (NIR) Kameras zum Einsatz. Sie liefern Livebilder der Ausbrandzone, häufig von der Abwurfkante bis weit in Richtung der Brennstoffaufgabestelle.

Erfahrene Anlagenfahrer können mit dem Livebild die Verbrennung steuern. Um unabhängiger von dem Erfahrungslevel der Anlagenfahrer zu sein, liefert das Thermografie-System die Position der Flammenfront und die Temperaturen von beliebigen, frei definierbaren Regionen im Thermografiebild. Mithilfe der Flammenfront-Position und der Temperaturen ist eine Optimierung der Verbrennung und eine Effizienzsteigerung möglich. Mögliche Steuergrößen sind die Rostgeschwindigkeit, die Primärluft unter dem Rost und die Brennstoffaufgabe-Menge.

3. West Fraser – OSB-Platten-Herstellung

Das Unternehmen West Fraser, ein führender Hersteller von OSB-Platten (OSB = Oriented Strand Board), betreibt an 17 Standorten weltweit Biomasse-Rostfeuerungen.

Um OSB-Platten herzustellen, müssen die Holzspäne getrocknet werden. Dies geschieht in einem rauchgasbeheizten Trommeltrockner. Die benötigte Menge an Rauchgas wird durch die Verbrennung von Holzresten wie z. B. Rinde in einer Rostfeuerung erzeugt.

Zum Einsatz kommen Feuerrostsysteme von Herstellern wie Standardkessel, Büttner, GTS und Teaford. Der Schwerpunkt liegt auf der Effizienz und der optimalen Nutzung des Brennstoffs.

Um die Verbrennung zu optimieren, wurde 2018 zunächst an zwei Linien von West Fraser im Werk Grande Prairie, Alberta, je eine Kamera pro Ofen mit Thermografie und Flammenfrontbestimmung installiert.

In den vergangenen fünf Jahren hat West Fraser (früher Norbord) neben Grande Prairie auch die OSB-Werke in Chambord, Quebec und Allendale, South Carolina mit diesem System ausgestattet.

4. Praxis Erfahrungen West Fraser

4.1. Planung Grand Prairie

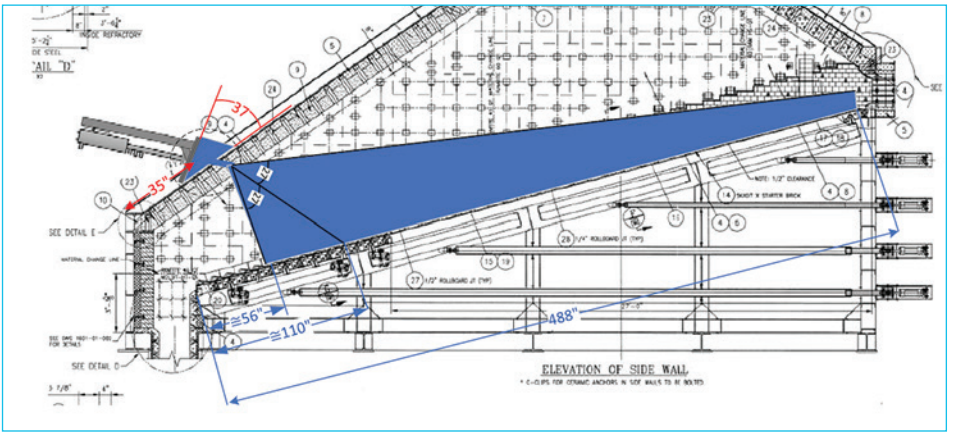


Abb. 6: Installation in Grande Prairie, Alberta, Kanada

Abbildung 8 zeigt die Installationsposition der Feuerraumkamera und das seitliche Sichtfeld. Die Wahl der optimalen Position für die Installation der Feuerraumkamera ist sehr wichtig und bestimmt weitgehend die Erfolgschancen einer auf den Kameradaten basierenden Feuerungsautomatisierung.

4.2. Installation Grand Prairie

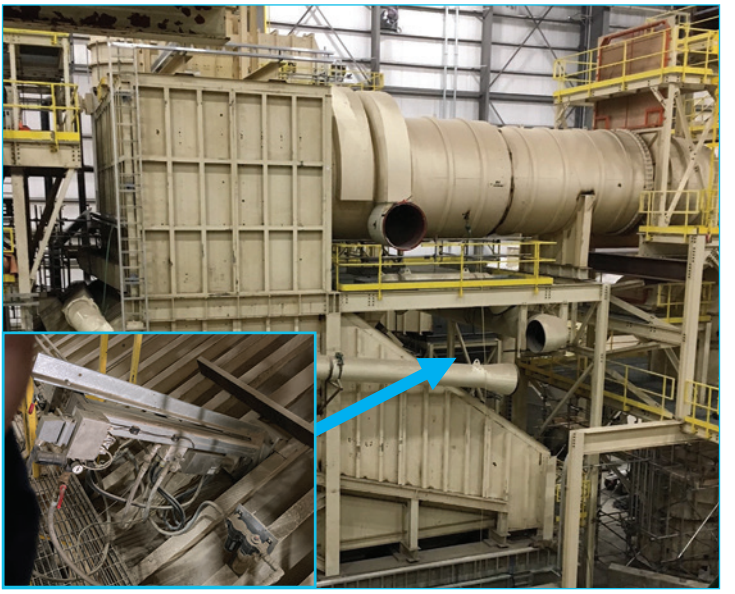


Abb. 7: Installation in Grande Prairie, Alberta, Kanada

Abbildung 7 zeigt die Rostfeuerung in Grand Prairie. Die Biomasse wird links aufgegeben. Die Feuerraumkamera wurde rechts mit pneumatischer Rückzugsvorrichtung installiert, siehe Detailbild in blau eingerahmt.

4.3. Feuerraumkamera mit weitem Blick in den Feuerraum

In allen West Fraser-Projekten wird eine wassergekühlte Feuerraumkamera D-FS2 mit Rückzugsvorrichtung eingesetzt. Aufgrund der großen und kompakten Verbrennungsanlage mit einem sehr breiten Verbrennungsrost wurde speziell für diese Anwendung eine Feuerraumkamera mit einem Weitwinkelendoskop (92° horizontaler Betrachtungswinkel) entwickelt. Durch den vergrößerten Öffnungswinkel ist es möglich, den gesamten Rost mit einer Feuerungskamera zu überwachen und alle für die Automatisierung notwendigen Teile des Rostes im Blick zu haben. Um ausreichend Licht und eine gute optische Auflösung zu gewährleisten, wurde ein Endoskop mit einem Durchmesser von 40 mm verwendet. Wichtig für die Anwendung ist auch, dass die Feuerraumkamera in den Brennraum hineinfährt und nicht lange gewartet oder gereinigt werden muss. Dieser Aspekt hatte in der Vergangenheit in anderen Anlagen mit anderen Systemen zu erheblichen Problemen geführt.

4.5. *Grande Prairie*-Installationsergebnisse

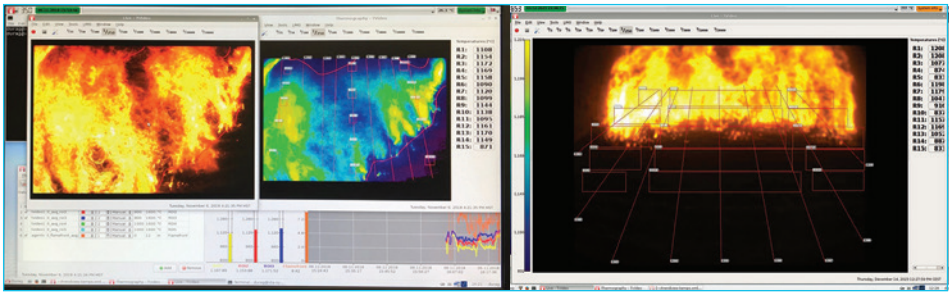


Abb. 8: Thermografiebild in Grande Prairie, Alberta, Kanada: links vor der Optimierung, rechts nach der Optimierung

Die Abbildung 8 links zeigt das System mit der Feuerfront ohne Optimierung. Das Feuer ist unsymmetrisch und endet nicht vor der Abwurfkante.

Nach der Optimierung ergibt sich eine symmetrische Feuerfront (Abbildung, rechts). Die Daten der Feuerraumkameras werden an das Steuerungssystem übertragen und zur automatischen Steuerung der einzelnen Zonen (links, Mitte, rechts) verwendet. Im Bild in Abbildung 6 sieht man die drei Reihen mit je 5 ROIs für (links, Mitte, rechts) und die LOIs zur Bestimmung der Position der Flammenfront. Das Ergebnis für die Flammenfront allein war kein durchschlagender

Erfolg. Erst die Kombination der Temperaturzonen (ROIs) in Verbindung mit den LOIs ermöglichte es, die Regelung so zu gestalten, dass die Flammenfront unabhängig von der Höhe der Belastung in einer Position festgenagelt bleibt.

Die beiden Feuerraumkameras in der Anlage in Grande Prairie, Alberta, sind in die Feuerleistungsregelung integriert und diese wird automatisch rund um die Uhr betrieben. Sowohl über die Temperaturzonen (ROI) als auch über die Flammenfrontdetektion (LOI, Feintuning) wird eine gerade und kontinuierliche Feuerfront erreicht, unabhängig vom Belastungsgrad der Anlage. Dadurch wird das Bedienpersonal entlastet und kann sich auf andere Produktionsprozesse konzentrieren.

4.5. Automatisierung und weltweiter Zugriff

Zur Verarbeitung und Auswertung der Kamerabilder wird üblicherweise ein Industrie-PC mit redundanten Festplattensystem mit entsprechender Thermografie- und Analyse-Software verwendet. Ein Ausfall dieses Industrie-PCs hätte zur Folge, dass die Kamerainformationen nicht mehr für die Feuerleistungsregelung zur Verfügung stehen würden. In diesem Projekt wurde die Software erstmals in einer VM der Kunden-Cloud implementiert, wobei die Feuerraumkameras über Ethernet direkt ins Kundennetzwerk eingebunden ist. Aufgrund von modernem Server-Management und Datensicherungs-Strategien ergibt sich eine deutlich verbesserte, nahezu hundertprozentige Verfügbarkeit.

Selbst der Totalausfall eines gesamten Servers führt nur zu wenigen Sekunden Datenausfall, da automatisch eine neue virtuelle Maschine mit der Software erzeugt und ohne Datenverlust auf einem anderen Server hochgefahren wird. Durch die Nutzung der bestehenden Kunden-IT-Infrastruktur erhält der Kunde weltweiten Zugriff auf das Video- und Thermografie-System.

5. Fazit

Das System ist seit mehr als 5 Jahren in Grande Prairie in Betrieb und die Feuerleistungsregelung wird mehr als 90 % der Zeit genutzt.

West Fraser konnte den Trocknungsgrad der Hackschnitzel von 80 % auf über 90 % steigern. Mit der Automatisierung auf Basis des Video- und Thermografie-Systems sind die Rostfeuerungen in den West Fraser-Anlagen weitgehend unabhängig von den Kenntnissen und Erfahrungen der Bediener.

Über die moderne Kunden-IT-Infrastruktur ist ein sicherer Betrieb, Fernwartung und weltweiter Datenzugriff jederzeit möglich.

6. Quellen

[1] Richtlinie (EU) 2023/2413: http://data.europa.eu/eli/dir/2023/2413/oj (Stand: 15.06.2026).

[2] Richtlinie (EU) 2023/1791: http://data.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj (Stand: 15.06.2026).

[3] Handbuch, Technische Temperaturmessung, Dr.-Ing. Fritz Lieneweg. Karlsruhe.

[4] Website DURAG Group, www.durag.com (Stand: 15.06.2026).

HINNEBURG GmbH
A BUREAU VERITAS COMPANY



EXPERTEN IM STRAHLENSCHUTZ

RÜCKBAU MIT SYSTEM.
SICHERHEIT DURCH ERFAHRUNG.

Finde deinen Job

Scan me!

Hinneburg GmbH
Im Bärenbühl 5
77731 Willstätt-Legelshurst

Betrieb und Instandhaltung

Pocket TrapMan® PT3

Vereinfachen Sie tägliche Prüfungen



→ Kondensatableiter
→ Ventile
→ Wälzlager

Anlagenkennzeichnung
Schnelles Abrufen von Prüfberichten über RFID-Tags oder QR-Codes*

Messung der Oberflächentemperatur
Verwendet einen hochpräzisen Kontaktsensor

Ultraschallaufnahme
Quantifiziert Schwingungen und Geräusche (dB), Abhören via Bluetooth

Schwingungsmessung
Misst Schwingungspegel (Schockimpuls)

Sicherer Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen
Eigensichere Konstruktion, mit IP54-Staubschutz

* Mit der speziellen CMRecorder™-App

TLV Euro Engineering GmbH
Daimler-Benz-Straße 16-18 | 74915 Waibstadt
Telefon +49 7263 9150-0 | www.tlv.com | info@tlv-euro.de

Neuere Methoden zur Beschreibung der Lebensdauer von Hochtemperaturbauteilen bei flexibler Fahrweise in Ergänzung zur derzeitigen Lebensdauerüberwachung

Ansgar Kranz und Albert Bagaviev

1. Zusammenfassung 917

2. Klassische Lebensdauerüberwachung 918

3. Online-Dehnungsmessungen zur Messung von Kriechdehnung und Ermüdung 919

4. Rechnerische Bewertung der Lebensdauer 922

4.1. Bewertung nach Regelwerken 922

4.2. Verbesserte Bewertungsmöglichkeit 923

4.3. Neuere Bewertungsmöglichkeit: Kriechdehnungsmodellierung nach Bolton 924

5. Anwendung: Rohrbogen P92 925

6. Quellen 928

1. Zusammenfassung

Bauteile unter Zeitstandbeanspruchung müssen während der Betriebszeit wiederkehrend hinsichtlich des Schädigungsgrades untersucht werden. Zum einen wird für kritische Bauteile der Erschöpfungsgrad aus den Druck- und Temperaturaufzeichnungen für das Kriechen und die Ermüdung berechnet und mit einem Grenzwert aus den Regelwerken verglichen. Zum anderen werden diese Bauteile in den Stillständen untersucht. Es werden zerstörungsfreie Prüfungen (Rissuntersuchungen, Bestimmung der Wanddicken) durchgeführt und die Untersuchung der Gefügestruktur mittels Replika-Technik vorgenommen. Durch letztere Methode wird eine Klassifizierung des aktuellen Schädigungsgrades (Porendichte, Mikrorisse) vorgenommen und durch Erfahrungen mit

diesen Werkstoffen die Restlebensdauer abgeleitet. Weiterhin wird in den Stillständen die makroskopische Geometrie (Umfang, Durchmesser) mit einfachen Messmitteln überprüft und daraus nach Regelwerk die bleibende Dehnung bestimmt. Eine genauere Methode für eine Restlebensdaueruntersuchung ist die Messung von Dehnungen im Betrieb bei hohen Temperaturen mittels kapazitiver Dehnungssensoren. Aus den aufgezeichneten Dehnungsdaten können sowohl Kriechdehnungen bei konstanter Beanspruchung aber auch Dehnamplituden bei An- und Abfahrten ermittelt werden. Für das Kriechen kann z. B. die Kriechgeschwindigkeit im sicherheitstechnisch relevanten Übergang vom sekundären zum tertiären Kriechen beobachtet werden. Die Fahrweise von konventionellen Kraftwerken wird inzwischen durch die volatile Einspeisung aus den erneuerbaren Energien bestimmt. Die Bauteile werden durch mehr Lastwechsel und höhere Lastgradienten beansprucht. Hierdurch wird die Wechselwirkung von Kriech- und Ermüdungsschädigung zur bestimmenden Größe. Für die relevanten Werkstoffe der niedriglegierten Stähle und der 9–12 % Cr-Stähle verwendet TÜV Rheinland das Characteristic-strain-Modell nach Bolton für die Beschreibung des Kriechens. Mit diesem Modell können nun mittels der veröffentlichten ECCC-Werkstoffkennwerte [1] die kritischen Komponenten auch wirtschaftlich wiederkehrend bewertet werden.

2. Klassische Lebensdauerüberwachung

Die Inhalte für wiederkehrende Prüfungen (hier als klassische Lebensdauerüberwachung bezeichnet) an Rohrleitungen und deren Komponenten in Wärmekraftwerken sind in der VGB-S-509 [2] beschrieben. Hierzu gehören die Methoden der zerstörungsfreien Prüfungen (ZfP) wie die Sichtprüfung (VT, z. B. Endoskopie an Sammlern), Oberflächenrissprüfung (PT, MT), Ultraschallrissprüfung (UT) an Schweißnähten oder Ultraschallwanddickenmessung (z. B. bei Korrosion, Erosion von Kesselrohren), Durchstrahlungsprüfung (RT) an Kesselrohren oder die Härtemessung. Diese Methoden werden meist im Rahmen der wiederkehrenden inneren Prüfung (alle 3 Jahre beim Kessel) durchgeführt. Zusätzlich wird die wiederkehrende Festigkeitsprüfung (alle 9 Jahre beim Kessel) als Wasserdruckprobe durchgeführt. An zeitstandbeanspruchten Bauteilen ist die Auswertung von Gefügeabdrücken (Replica) ebenfalls eine wichtige Methode zur Bewertung der Lebensdauer. Die technischen Vorgaben sind in der VGB-S-517 [3] beschrieben und wurden in den letzten Jahren um verbesserte Methoden für die Bewertung der 9–12 % Cr-Stähle erweitert [4]. Weiterhin gilt, dass bei zeitstandbeanspruchten Anlagen der Nachweis der bleibenden Dehnung zu führen ist. Die Dehnungsmessung wird im einfachsten Fall in Stillständen als sogenannte Umfangs- und Durchmessermessung (Bestimmung der Ovalität an Rohrbögen) durchgeführt und dokumentiert. Überschreitet nach VGB-S-506 [5]

die daraus berechnete Kriechdehnung in Umfangsrichtung einen Wert von 1 %, muss der Betreiber besondere Maßnahmen zur Sicherstellung der Integrität durchführen.

Die rechnerische Lebensdauerüberwachung erfolgt in Deutschland nach der DIN EN 12952-4 [6] an ausgewählten, mechanisch hochbeanspruchten Komponenten (sehr alte Anlagen nach der TRD 508). Eine verbesserten Online-Diagnostik wird ebenfalls in der VGB-S-506 beschrieben. Die Umsetzung für ein Kraftwerk ist in [7] dargestellt. Hier werden auch Online-Dehnungsmessungen angeführt, auf die im folgenden Kapitel näher eingegangen wird.

3. Online-Dehnungsmessungen zur Messung von Kriechdehnung und Ermüdung

Für Online-Dehnungsmessungen sind kapazitive Sensoren die Methode der Wahl. TÜV Rheinland hat seit über 30 Jahren einige hundert Sensoren eingesetzt und somit umfangreiche Erfahrungen im Langzeitbetrieb und mit der Bewertung von Hochtemperaturkomponenten erlangt. Seit einigen Jahren werden nun eigene kapazitive Sensoren, Messelektronik und weitere Hardware- und Software-Komponenten gefertigt, sodass vom Sensor bis zur Onlineübertragung eine vollständige Lebensdaueranalyse ermöglicht wird. In Abbildung 1 (links) ist der schematische Aufbau eines kapazitiven Dehnungssensors Bauart TÜV Rheinland gezeigt. Abbildung 1 (rechts) zeigt eine Variante des Sensors zur Messung von Schweißnahteigenschaften (seitliche Punktbefestigung). Der Sensor kann konkav oder konvex an die Bauteilgeometrie angeformt und durch Punktschweißung befestigt werden. Bei sorgsamer Verwendung ist er auch nach vielen Jahren noch wiederverwendbar, d. h. er kann nach Benutzung vom Bauteil entfernt, neu qualifiziert und wieder auf ein neues Bauteil aufgebracht werden. Auch das unterscheidet ihn von anderen Messmitteln im Hochtemperaturbereich.

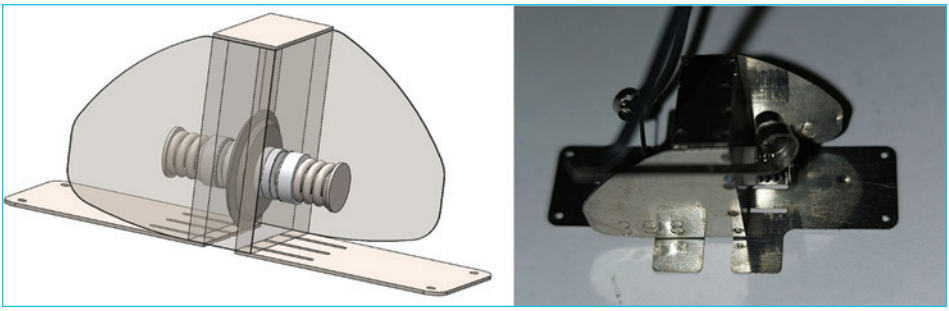


Abb. 1: Kapazitiver Dehnungssensor Bauart TÜV Rheinland; links: schematischer Aufbau; rechts: Variante zur Messung in Schweißnähten (seitliche Punktbefestigung)

Kapazitive Kriechdehnungssensoren setzen eine Längenänderung der Bauteiloberfläche in eine Abstandsänderung zweier Kondensatorplatten um. Nach Gleichung (1) führt diese Längenänderung damit zu einer entsprechenden Änderung der Kapazität als elektrische Messgröße,

$$C = \varepsilon_0 \varepsilon_r \frac{A}{s} \tag{1}$$

mit ε_0 und ε_r als Dielektrizitäts-Konstanten, A als resultierende Querschnittfläche der Kondensatorplatten. Diese drei Größen sind bauartbedingt bzw. konstant bei Messung in trockener Luft. Der aktuelle Abstand s zwischen den beiden Platten bestimmt nun als variable Größe die zu messende Kapazität C. Jeder Sensor wird vor Einsatz kalibriert. Durch die Kalibration wird nun der Zusammenhang zwischen der Kapazität (elektrische Größe) und der Dehnung (mechanische Größe) bestimmt. Abbildung 2 zeigt den nicht-linearen Zusammenhang der beiden Größen, der sehr gut durch ein Polynom beschrieben werden kann. Diese mathematische Funktion lässt sich leicht in Dehnungs-Überwachungssysteme einbinden.

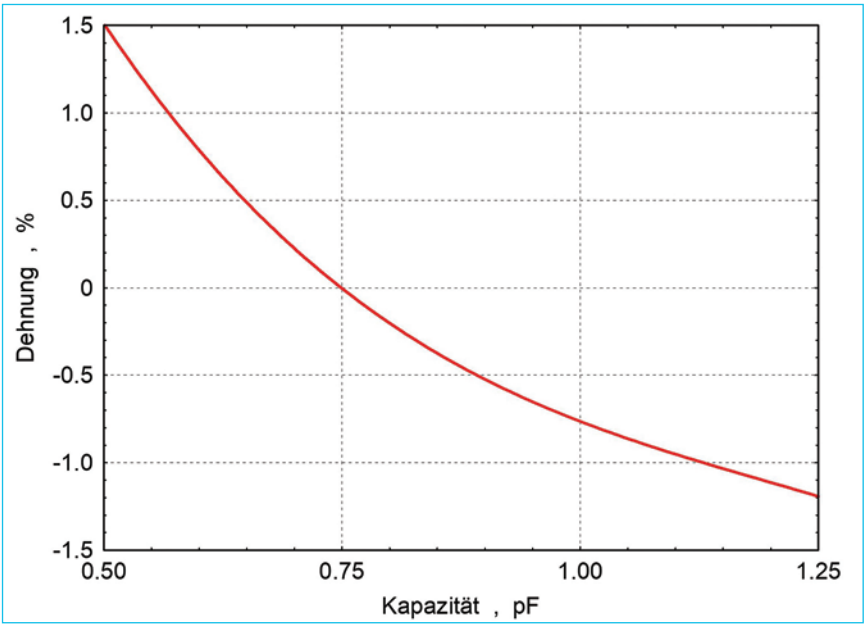


Abb. 2: Zusammenhang zwischen der gemessenen Kapazität in der Einheit [pF] und der Dehnung in der Einheit [%]

Abbildung 3 zeigt zwei Beispiele für die Anbringung der Messsensorik auf Kraftwerksbauteilen (links: Rohrbogen; rechts: T-Stück). Es werden meist langjährige Messungen im Betrieb durchgeführt, mit denen zum Beispiel das Bauteil auf tertiäres Kriechen (Schadenseintritt) überwacht werden kann. Da neben der

Dehnung auch die Metalltemperatur des Bauteils zeitgleich gemessen wird, können somit auch Daten für komplexe Analysen (Kriech-/ Ermüdungswechselwirkung, Bauteilmodellierung) zur Verfügung gestellt werden.



Abb. 3: Dehnungsüberwachung auf einem Rohrbogen (links), T-Stück (rechts)

Die Modellierung wird in Kapitel 4 und ein Anwendungsbeispiel in Kapitel 5 beschrieben. Zur Modellierung muss die online gemessene Gesamtdehnung um Temperaturwechsel und die dadurch hervorgerufenen Eigenschaftsänderungen korrigiert und die Messdaten entsprechend gefiltert werden, sodass nun das Kriechen $\varepsilon_{Kriechen}$ und die Ermüdung $\Delta\varepsilon_{Ermüdung}$ bewertet werden können. In Gleichung (2) wird die allgemeine Bestimmungsgleichung zur Ermittlung der mechanischen Dehnung gezeigt.

$$\varepsilon_{mech(t,T,Werkstoff)} = \frac{\varepsilon_{gemessen(t)} - \varepsilon_{TG(T,Werkstoff)} \pm \varepsilon_{Drift(T,t)}}{\left[1 + \left(T_{Ref} - T\right) \cdot \Delta K\right]} = \varepsilon_{Kriechen}, \Delta\varepsilon_{Ermüdung} \tag{2}$$

Hierbei ist t die Zeit (Betriebsstunden), T die Metall-Temperatur am Dehnungssensor, ε_{TG} der sogenannte Temperaturgang für den spezifischen Bauteilwerkstoff (im Labor ermittelt). Die Drift des Sensors ε_{Drift} bei sehr langen Messzeiten und hohen Temperaturen kann ebenso berücksichtigt werden. Sie ist aber bei kapazitiven Dehnungssensoren nachgewiesenermaßen sehr klein, sodass die kapazitive Messtechnik die Methode der Wahl für die experimentelle Lebensdaueranalyse im Zeitstandsbereich ist. Weitere wichtige Größen für die Ermüdungsberechnung durch Temperaturwechsel sind der Proportionalitätsfaktor ΔK für den Abfall der Sensor-Empfindlichkeit mit steigender Temperatur – eine bauartbedingte Größe und im Labor ermittelt – sowie die Referenztemperatur $T_{Ref} = 20\ °C$. Zur Bestimmung der Ermüdung werden einzelne Zyklen

(Dehnamplituden für Kaltstarts, Warmstarts, Heißstarts) berechnet und mithilfe der klassierten Matrizen der Datenerfassung der Betreiber (Druck, Temperatur) der Anteil der Ermüdung an der Gesamterschöpfung (Kapitel 4) berechnet.

4. Rechnerische Bewertung der Lebensdauer

4.1. Bewertung nach Regelwerken

Die rechnerische Bewertung der Bauteillebensdauer bei Hochtemperaturbeanspruchung besteht generell in der Ermittlung der sog. Werkstoffschädigung *D*. Diese Schädigung wird zumeist in zwei Anteile zerlegt. Die Kriechschädigung D_c ensteht durch Beanspruchung bei hohen Temperaturen, die niederzyklische Ermüdungsschädigung D_F entsteht z. B. aus An- und Abfahrten der Kraftwerksanlage. Häufig darf die Summe aus beiden Anteilen gemäß Gleichung (3) einen maximalen Wert von 100 % (bzw. einen zulässigen Wert von 75 % oder 85 %) für einen sicheren Betrieb nicht überschreiten.

$$D = D_C + D_F \leq 1 \tag{3}$$

Abbildung 4 zeigt die einzelnen Anteile und Bewertung gemäß der Regelwerke ASME Section III, Division 5 und DIN EN 12952-4 (TRD 508). In ASME wird die Kriechermüdungsinteraktion für ferritisch-martensitische Stähle wie P92 (Grade 92) in der Regel über eine bi-lineare Schadensgrenzkurve beschrieben.

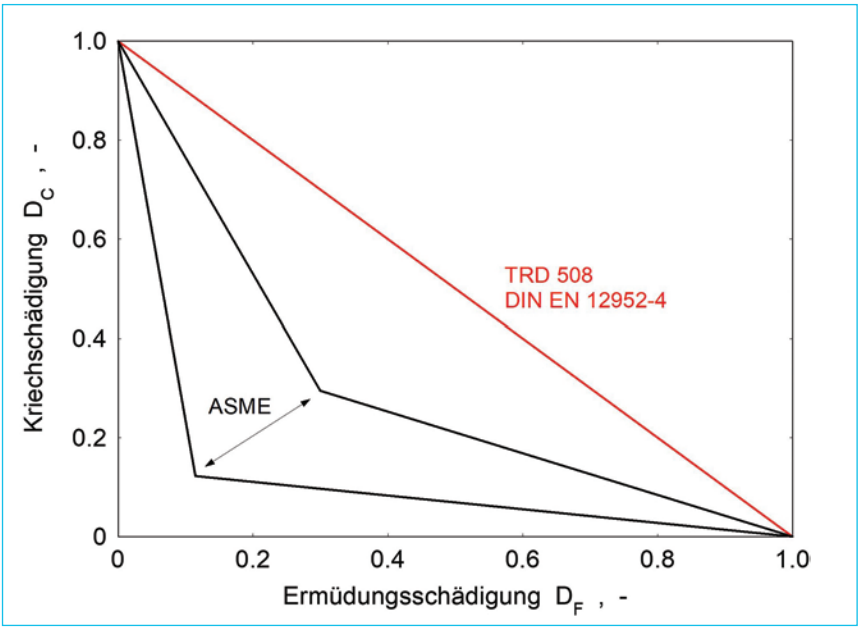


Abb. 4: Kriechermüdungs-Interaktionsdiagramm

Aufgrund der zyklischen Entfestigung, die für P92 typisch ist, wäre eine einfache lineare Schadensakkumulation gemäß DIN EN 12952-4 oder der deutschen TRD 508 (zurückgezogen) nicht konservativ genug. Für P92 und ähnliche hochchromhaltige ferritisch-martensitische Stähle (wie P91) sollte somit eine bi-lineare Interaktionsgrenze verwendet werden, die durch drei Hauptkoordinatenpunkte definiert ist:

- Reine Ermüdungsdominanz: [D_F, D_C] = [1; 0]
- Der Interaktions-Knickpunkt: [D_F, D_C] = [0,3; 0,3]

Einige Regelwerke oder spezifische Werkstoffdatensätze für Grade 92 senken diesen Schnittpunkt bei Temperaturen über 600 °C sogar auf [0,1; 0,1] ab.

- Reine Kriechdominanz: [D_F, D_C] = [0; 1]

Die Kriechschädigung $D_C = D_t$ nach Gleichung (4) wird auf der Grundlage von geschätzten Spannungsverteilungen für stationäres Kriechen zeitbasiert bewertet.

$$D_t = \int_{t_1}^{t_2} \frac{dt}{t_B(\sigma, T)} \approx \sum_i \frac{\Delta t}{t_B(\sigma_i, T_i)} \quad \text{und} \quad D_F = \sum_i^N \frac{N_i}{N_{fi}} \tag{4}$$

Die Werte für die Bruchzeit t_B werden in den werkstoffspezifischen Teilen der Regelwerke wie z. B. DIN EN 10216-2, DIN EN 10028-2 oder VdTÜV-Merkblätter 511/2, 552/2 vorgegeben. Die Datenquelle für die erwähnten Regelwerke stellen die ECCC-Datensätze dar. Alle bis dato durchgeführten Abwertungen der Zeitstandwerte für P91, P92 und E911 in den Jahren 2015, 2017 und 2019 erfolgten auf Basis der von ECCC initiierten Abwertungen der Zeitstandfestigkeitswerte. Die Ermüdung D_F kann ebenfalls spannungsbasiert (über-konservativ) oder dehnungsbasiert ermittelt werden.

4.2. Verbesserte Bewertungsmöglichkeit

Da reines Zeitstandversagen (getrieben durch diffusionsgesteuertes Porenwachstum an Korngrenzen) und reines Dehnungsversagen (getrieben durch makroskopische plastische Instabilität) unterschiedliche Mechanismen darstellen, nutzt man in fortgeschrittenen Schädigungsmodellen eine lineare oder nicht-lineare Kombination der Einzelschäden D_t (Zeitanteil) und D_ε (Dehnungsanteil bzw. Duktilitätserschöpfung) zur Beschreibung der Kriechschädigung D_C. Der Gesamtkriechschaden D_C wird nach Gleichung (5) über einen Gewichtungskoeffizienten A definiert:

$$D_C = A \cdot D_t + (1 - A) \cdot D_\varepsilon \tag{5}$$

Die Kombination erfolgt primär über die gewichtete Summe. Der Gewichtungskoeffizient A spiegelt das Verhältnis zwischen Zeitstandfestigkeit D_t und Verformungsvermögen (Duktilität) D_ε des Werkstoffs wider und kann empirisch durch entsprechende Kriechversuche unter variierenden Spannungen ermittelt werden. Eine andere abschätzende Methode zur Ermittlung des Gewichtungskoeffizienten A stellt die Bewertung bzw. Kategorisierung des Spannungszustandes dar. Hierbei ist maßgeblich, ob es sich um primäre oder sekundäre Spannungen handelt.

4.3. Neuere Bewertungsmöglichkeit: Kriechdehnungsmodellierung nach Bolton

Die Unsicherheit bei der Bestimmung des Gewichtungskoeffizienten A kann mithilfe einer alternativen Vorgehensweise, der Anwendung des sogenannten Characteristic-strain-Modells von Bolton [8] [9], umgangen werden. Bei der direkten Anwendung des Bolton-Modells wird ein separater, additiver Zeitstandschadensanteil (wie das klassische D_t) und somit auch A für die Lebensdauerbewertung nicht mehr benötigt. Das ist der fundamentale Vorteil des Characteristic-strain-Modells. Die kriechdehnungsbasierte Ermittlung der Kriech- bzw. Zeitstandschädigung $D_C = D_\varepsilon$ stellt eine weniger konservative Vorgehensweise dar. Die Gesamtschädigung wird hierbei wie folgt erfasst:

$$D_\varepsilon = \int_{t_1}^{t_2} \frac{\dot{\varepsilon}_C}{\varepsilon_B(\sigma, \dot{\varepsilon}_C, T)} dt \tag{6}$$

Zwar ist diese Vorgehensweise aufwändiger und zeitintensiver und benötigt viel mehr Informationen bezüglich der Kriechgleichungen sowie deren werkstoffspezifischen und temperaturabhängigen Parametern, liefert aber in Kombination mit dem Finite-Elemente-Verfahren immense Vorteile, insbesondere bei der Bewertung der (grenzwertigen) kritischen Bauteile. Das Characteristic-strain-Modell ist ein effektives Kriechmodell in der Beschreibung der Kriechverformung über lange Zeiträume und lässt sich relativ einfach in FE-Programme implementieren. Auf der Grundlage der Analysen von Kriechversuchsdaten erweiterte Bolton das klassische Norton-Modell [10] und schlug die folgende isochrone Beziehung zwischen dem Spannungsexponenten und der Spannung, ausgedrückt als Bruchteil der Zeitstandfestigkeit σ_R, vor:

$$n = \frac{1}{1 - \frac{\sigma}{\sigma_R}} \tag{7}$$

wobei σ_R die Zeitstandfestigkeit für eine bestimmte Zeit bei konstanter Temperatur bezeichnet. Durch Integration der obigen Beziehung erhielt er eine Gleichung für die Kriechdehnung ε_C in der Form:

$$\varepsilon_C = \frac{\varepsilon_\chi}{\frac{\sigma}{\sigma_R} - 1} \tag{8}$$

wobei ε_χ eine charakteristische Kriechdehnung ist, die eine Materialkonstante bei einer bestimmten Zeit und Temperatur darstellt. Die charakteristische Kriechdehnung kann mithilfe von obiger Gleichung und der Kenntnis von zwei Spannungen, d. h. der Zeitstandfestigkeit σ_{R1} zum Zeitpunkt t_1 und der Spannung σ_{D1} zur Erzeugung der Bezugs-Kriechdehnung ε_D zum Zeitpunkt t_1 bewertet werden. Unter dieser Annahme kann die isochrone Spannungs-Dehnungs-Beziehung wie folgt geschrieben werden:

$$\varepsilon_C = \frac{\varepsilon_D \cdot \left(\frac{\sigma_{R1}}{\sigma_{D1}} - 1\right)}{\frac{\sigma_R}{\sigma} - 1} \tag{9}$$

Die Zeitstandfestigkeit wird dann durch eine einfache Potenzgesetz-Beziehung beschrieben:

$$\sigma_R = \sigma_{R1} \left(\frac{t_1}{t}\right)^{1/m} \tag{10}$$

wobei m den Exponenten in der Potenzkriechgesetz-Formel angibt. Der Exponent m kann mithilfe zweier Werte der Bruchfestigkeit zum Zeitpunkt t_1 und t_2 bewertet werden:

$$m = \frac{log\left(\frac{t_2}{t_1}\right)}{log\left(\frac{\sigma_{R1}}{\sigma_{R2}}\right)} \tag{11}$$

Kombiniert man die beiden Gleichungen, so ergibt sich die folgende Relation zwischen Kriechdehnung und Zeit bei einer konstanten Spannung:

σ_{R1} – die Zeitstandfestigkeit zum Zeitpunkt t_1;

σ_{R2} – die Zeitstandfestigkeit zum Zeitpunkt t_2;

σ_{D1} – die der Kriechdehnung ε_D zum Zeitpunkt t_1 entsprechende Spannung.

5. Anwendung: Rohrbogen P92

Ein Beispiel für die Anwendbarkeit des Characteristic-strain-Modells wird durch den Vergleich der gemessenen Kriechdehnungswerte (kapazitiver Sensor) mit den Ergebnissen der entsprechenden numerischen Simulation mittels Finite-Elemente-Analyse demonstriert. Die Kriechdehnungsmessungen wurden an einem 90°-Bogen (Innendurchmesser 250 mm, Nennwanddicke 75 mm) aus dem

Stahl X10CrMoWMoVNb9-2 (P92) durchgeführt. Das Bauteil wird bei Volllast bei ca. 265 bar und einer Metalltemperatur von 595 °C betrieben. Die Ergebnisse über einem Zeitraum von 90.000 Stunden zeigt Abbildung 5.

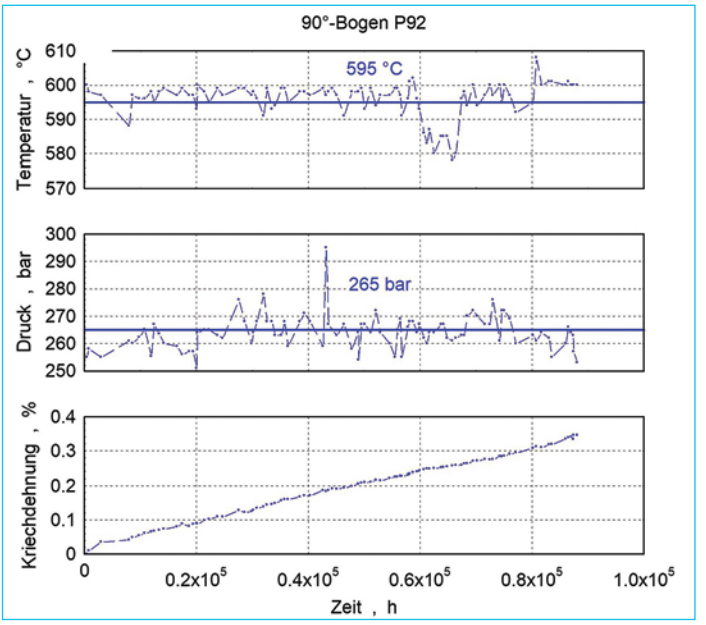


Abb. 5: Kriechverhalten eines 90°-Bogens (P92) bei 595 °C und 265 bar über 90.000 Stunden

Die numerische Kriechanalyse wurde mit dem kommerziellen Finite-Elemente-Programm ABAQUS durchgeführt. Das Characteristic-strain-Modell wurde dazu in die benutzerdefinierte Unterroutine Creep implementiert. Die äquivalente Kriechdehnung CEEQ nach 90.000 Betriebsstunden ist in Abbildung 6 dargestellt.

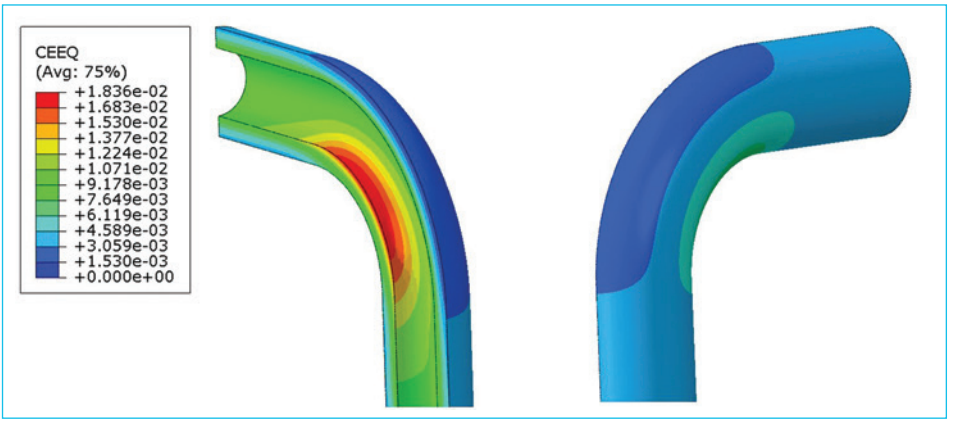


Abb. 6: Verteilung der äquivalenten Kriechdehnung CEEQ nach 90.000 Betriebsstunden

Die in den Regelwerken verfügbaren Werte der Zeitstandfestigkeit stellen Mittelwerte dar. Zur Ermittlung der realen Zeitstandwerte (Lage der P92-Werkstoffcharge im Streuband), die im Modell von Bolton verwendet werden sollen, können die Zeitstanddehnungsmessungen herangezogen werden. Zu diesem Zweck wurde ein Modellanpassungsverfahren angewandt, um die tatsächlichen Kriechfestigkeitswerte anhand der verfügbaren Betriebs-/Messzeit und der gemessenen akkumulierten Dehnungswerte zu ermitteln. Die verifizierten/korrigierten Werte des Kriechbruchs wurden im Kriechmodell verwendet, das in der CREEP-Subroutine im FE-Programm ABAQUS implementiert ist. Abbildung 7 zeigt einen Vergleich der gemessenen Kriechdehnungen in Umfangsrichtung mit der berechneten Kriechdehnungskomponente in derselben Richtung (Umfangsrichtung) und an derselben Stelle (Extrados) des Rohrbogens. Die Position des kapazitiven Dehnungssensors ist ebenfalls in Abbildung 7 dargestellt.

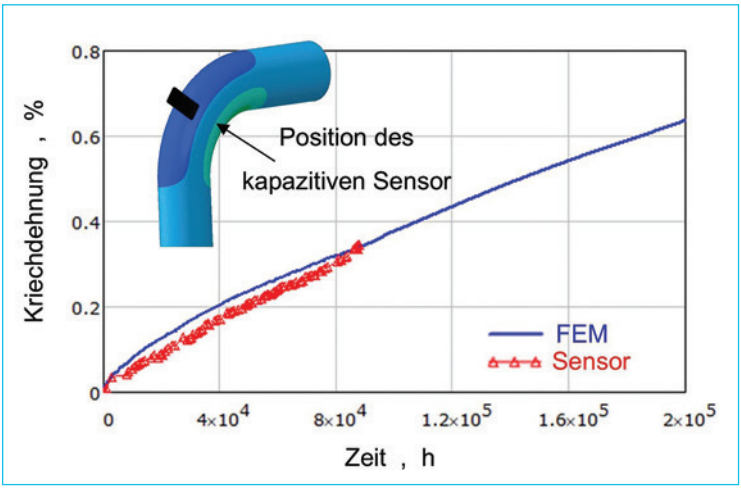


Abb. 7: FEM berechnete Kriechdehnung vs. gemessene Kriechdehnung des kapazitiven Dehnungssensors

Gemäß dieser Abbildung wird deutlich, dass das Characteristic-strain-Modell von Bolton mit statistisch belegten Parametern aus den ECCC-Werkstoffblättern das Kriechverhalten von Bauteilen gut beschreiben kann. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die dehnungsbasierte Vorgehensweise eine weniger konservative und praktikable Bewertung der Lebensdauer für die gängigen Werkstoffe im Kraftwerksbau ermöglicht.

6. Quellen

[1] https://www.eccc-creep.com/ecc-data-sheets.html (Stand: 21.08.2026).

[2] VGB-S-509 (2020). Inhalte wiederkehrender Prüfungen an Rohrleitungen und deren Komponenten in Wärmekraftwerken, 03/2020.

[3] VGB-S-517 (2014). Richtreihen zur Bewertung der Gefügeausbildung und Zeitstandschädigung warmfester Stähle für Hochdruckrohrleitungen und Kesselbauteile und deren Schweißverbindungen, 11/2014.

[4] Schubert, J.; Markgraf, M.: *Verbessertes Verfahren zur Bewertung von Kriechporen in warmfesten 9–12 % Cr-Stählen für eine genauere Lebensdauerbewertung warmgehender Bauteile*. Düsseldorf: 38. FVWHT-Vortragsveranstaltung, 27. Nov. 2015.

[5] VGB-S-506 (2019). Zustandsüberwachung und Prüfung der Komponenten von Dampfkesselanlagen, Druckbehälteranlagen und Wasser oder Dampf führenden Rohrleitungen in Wärmekraftwerken, 05/2019.

[6] DIN EN 12952. Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten (Teile 1–18, div. Ausgabestände).

[7] Hoffman, B.: *Moderne Konzepte für wiederkehrende Prüfungen von Dampfkesselanlagen nach BetrSichV*. Stuttgart: 32. MPA-Seminar *Werkstoff- & Bauteilverhalten in der Energie- & Anlagentechnik*, 5. und 6. Okt. 2006.

[8] Bolton, J.: *A characteristic-strain model for creep*. Materials at high temperatures 25(3), 2008.

[9] Bolton, J.: *Analysis of structures based on a characteristic-strain model of creep*. International Journal of Pressure Vessel and Piping, 85, 2008.

[10] Norton, F. H.: *The Creep of Steel at High Temperatures*. London: McGraw-Hill, 1929.

Rapid Prototyping von Gussteilen zur Verkürzung von Ausfallzeiten

Dirk Strohbach und Ines Popp

1. Der Prozess des Rapid Prototyping von Gussteilen 930

1.1. CAD 930

1.2. Formherstellung 931

1.3. Formmontage 931

1.4. Gießerei und Rohteilnachbehandlung 931

1.5. Rohteilprüfung 932

1.6. Mechanische Bearbeitung 932

1.7. Fertigteilprüfung 933

2. Idee, Nutzen und Realisierung der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen 933

2.1. Idee der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen 933

2.2. Nutzen der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen 933

2.3. Realisierung der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen 934

3. Neue, zusätzliche Optionen 934

4. Beispiel 935

5. Fazit 936

6. Quellen 936

1. Der Prozess des Rapid Prototyping von Gussteilen

Für den klassischen Serienguss ist es üblicherweise erforderlich, eine langlebige Metallform (Kokille) herzustellen. Dies ist sehr kostenintensiv und nimmt vor allem sehr viel Zeit (oft mehrere Wochen) in Anspruch.

Beim Rapid Prototyping von Gussteilen [1] verhält sich das komplett anders. Hier werden die Formen mittels additiver Fertigungsverfahren innerhalb kürzester Zeit hergestellt. Deshalb kann dieser Prozess (Abbildung 1) einen Beitrag dazu leisten, Ausfallzeiten von kraftwerkstechnischen Anlagen im Havariefall zu verkürzen.



Abb. 1: Prozess des Rapid Prototyping

1.1. CAD

Im ersten Schritt, der CAD-Konstruktion, erfolgen alle vorbereitenden Arbeiten für die eigentliche Formherstellung. Dazu gehören u. a. die Erzeugung von Rohteil- und Fertigteildaten aus Zeichnungen oder auf Basis von 3D-Scandaten. Mit diesen Daten erfolgt die Konstruktion der Formteile und Kerne unter Berücksichtigung von Kundenanforderungen, Stückzahl und der Fertigungsverfahren zur Herstellung der Bauteile. Weiterhin werden Anschnitt- und Speisersystem konstruiert, Kernmarken positioniert sowie die Wandstärkenzuschläge für die spätere CNC-Bearbeitung zugegeben. Fester Bestandteil sind auch Formfüllungs- und Erstarrungssimulationen zur Anpassung bzw. Optimierung des Gießsystems.

1.2. Formherstellung

Bei diesem Technologieschritt wird der größte Zeitgewinn der ganzen Fertigungskette generiert. Statt mit einer zeit- und kostenintensiven Modelleinrichtung oder einer Kokille erfolgt die Formherstellung mittels 3D-Druckverfahren, also Rapid Prototyping. Standardprozess ist das 3D-Furanharz-Drucken. Für filigrane und hochfeste Kerne wird das 3D-Phenolharz-Drucken angewandt. Bei beiden Druckprozessen wird zunächst eine ultradünne Sandschicht (ca. 0,2 mm) horizontal aufgebracht, die dann mit dem sogenannten Binder gemäß der Bauteilkontur benetzt wird. Die Sandbox wird nun um die Höhe der Schichtdicke abgesenkt und der Prozess beginnt von vorn. Dies wiederholt sich so lange, bis die Formteile vollständig gedruckt sind.

Für große Formteile, die größer sind als die Sandbox des Druckers, gibt es das direkte Formstofffräsen, bei dem die Bauteilkontur in verschiedenen Feinheitsstufen direkt in einen ausgehärteten Sandblock gefräst wird.

1.3. Formmontage

Nachdem die Formteile zur Verbesserung der Oberflächenrauigkeit mit einer Schlichte überzogen wurden, erfolgt der Formzusammenbau. In einer Art 3D-Puzzle werden pro Gussform bis zu 30 Formteile ineinander gesetzt und per 3D-Scan in die richtigen Positionen justiert. Schließlich wird die Form noch mit gießereiüblichem Zubehör (Filter, Speiserkappen, Kühleisen und -steine) komplettiert und geht in die Gießerei.

1.4. Gießerei und Rohteilnachbehandlung

Vor dem Abguss erfolgt noch die Prüfung der Legierungszusammensetzung mittels Spektralanalyse. Je nach Kundenanforderung werden Proben für die Ermittlung der mechanischen Kennwerte und die metallographische Präparation mitgegossen. Falls erforderlich, kann auch die Abkühlkurve der Sandform aufgezeichnet werden.

Die Rohteilnachbehandlung beinhaltet unterschiedlichste Arbeitsschritte. Standardmäßig erfolgt das Auspacken, Putzen, Feinputzen und zumeist eine Wärmebehandlung oder Spannungsarmglühen. Optional kann auch ein Heißisostatisches Pressen (HIP), eine Imprägnierung, Abrasive Flow Machining (AFM) oder eine Beschichtung erfolgen.

1.5. Rohteilprüfung

Um höchsten Qualitätsansprüchen zu genügen, erfolgt eine umfangreiche Rohteilprüfung. Dazu gehören u. a.:

- Dichtprüfung von medienführenden Gussteilen
- Rissprüfung (Eindring- oder Magnetpulververfahren)
- Durchleuchtung (Radioskopie) und Durchstrahlung (Radiographie)
- Härteprüfung, Zugfestigkeitsprüfung, Kerbschlagbiegeprüfung
- metallographische Präparation
- Endoskopie ab 3,0 mm Kanaldurchmesser
- optische Messung mit Vergleich zum CAD-Datensatz inkl. Protokollierung

1.6. Mechanische Bearbeitung

Bereits mit dem Start der Rohteilfertigung erfolgen die CNC-Programmierung und die Bearbeitungssimulation. Dies spart Zeit und stellt sicher, dass ein geprüftes und freigegebenes Rohteil verzögerungsfrei in die mechanische Bearbeitung gehen kann. Wichtig ist ein modernes, umfangreiches Werkzeugmanagement, um die Bearbeitung der verschiedenartigen Gussteilprototypen zu gewährleisten. Die Gussteilausrichtung in der Maschine erfolgt live mit optischer Messtechnik anhand eines Vergleichs der Rohteildaten gegen CAD-Datensatz. Damit werden die funktionsrelevanten Flächen des Teils (wie z. B. Ein- und Auslasskanäle) optimal ausgerichtet. Mit Wechseltischsystemen und Inprocess-Messtechnik können die Maschinenlaufzeiten erhöht werden.

Je nach Kundenanforderung können diverse Fertigteilnachbehandlungen durchgeführt werden wie z. B.:

- Industrielle Bauteilreinigung (ggf. inkl. Reinheitsanalyse)
- Montage von Anbauteilen (Ventilsitzringe, -führungen, Lagerbügel, Inserts, etc.)
- Montage einzelner Gussteile zu Bauteilgruppen
- Laserbeschriftungen (z. B. Data-Matrix-Codierung)
- Beschichten (Pulverbeschichten, KTL-Beschichten, Lackieren)
- Oberflächenbehandlung (Nitrieren, Eloxieren, Anodisieren, Verzinken)

1.7. Fertigteilprüfung

Bei der Fertigteilprüfung geht es hauptsächlich um die taktile 3D-Messung gemäß Zeichnung mit der dazugehörigen Erstellung des Messberichts. Bei geometrisch einfachen Teilen kann auch eine optische 3D-Messung mit Protokoll ausreichend sein. Optionale Prüfungen können hydrostatische Druckprüfung, Dichtprüfung mit Leckratenmessung oder Kontur- und Rauheitsmessung sowie die Erstellung von Rauheitsprofilen sein.

2. Idee, Nutzen und Realisierung der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen

2.1. Idee der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen

Aus dem oben beschriebenen Rapid Prototyping von Gussteilen entstand die Idee der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen. Wenn ganz zu Beginn des Produktlebenszyklus diese Technologie für Einzelteile genutzt wird, kann dies auch mittendrin oder im späteren Verlauf möglich sein.

Ausgangspunkt war die Frage *Wie kommt man im Havariefall möglichst schnell an ein Erstatzteil, wenn dies nicht vorrätig ist?* Im Sinne des KWTK bedeutet dies die datenbasierte Fertigung von Guss-Ersatzteilen für kraftwerkstechnische Anlagen – das Ganze termingerecht je nach Bedarf. Optimal wäre die Nutzung vorhandener digitaler Informationszwillinge, wie es vom Kollegen Hans Karl Preuß in seinem Vortrag beim 57. Kraftwerkstechnischen Kolloquium 2025 beschrieben wurde. Wenn diese nicht oder noch nicht verfügbar sind, dann ist standardmäßig ein 3D-Scan des Altteils und Reverse Engineering möglich.

2.2. Nutzen der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen

Aus der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen können sich mehrere Vorteile ergeben:

- Reduzierung von Lagerbeständen und -kosten
- Reduzierung der Kapitalbindung im Lager
- Reduzierung von Transportkosten und Lieferzeiten
- Vermeidung von Fehlproduktion
- Verlängerung der Nutzungsdauer der Gesamtanlage

Das alles zielt auf eine Minimierung der Ausfallzeiten und damit einhergehende Ressourcenschonung ab.

2.3. Realisierung der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen

Die Realisierung der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen beginnt mit der Identifikation der größten Anfangspotenziale im Markt. Das sind sicherlich zuerst Anlagen mit hohen Stillstandskosten, z. B. im Energie-/Transportsektor, sowie Güter mit steigender Nachfrage nach Ersatzteilen.

Dann gilt es, die Abläufe für unterschiedliche Szenarien zu organisieren. Bei unvorhergesehenen Ausfällen bleibt nur eine Art *Feuerwehreinsatz*, wo die havarierte Anlage stillsteht und schnellstens Ersatz für das Ausfallteil gefunden werden muss (Kapitel 4). Um das möglichst zu vermeiden, sollte definiert werden, für welche Anlagensegmente physische Ersatzteile vorgehalten werden müssen und für welche Anlagensegmente die o. g. Informationszwillinge als Daten vorgehalten werden.

3. Neue, zusätzliche Optionen

Im Rahmen der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen sind entsprechend Abbildung 2 auch neue, zusätzliche Optionen möglich, wie z. B.:

- bessere Materialeigenschaften durch Verwendung höherwertiger Legierungen
- Topologie-/Geometrieoptimierungen
- mögliche Funktionserweiterungen (Upgrade)

Das bedeutet, dass Ersatzteile durchaus auch Ausgangspunkt neuer Produktentwicklungen sein können.

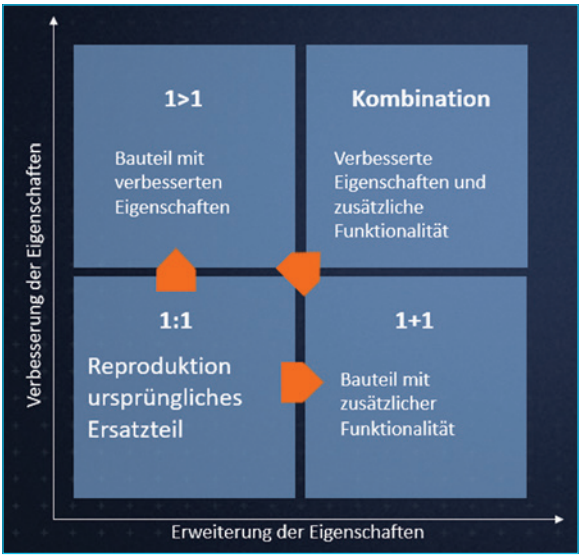


Abb. 2: Zusatzoptionen bei der bedarfsorientierten Fertigung von Guss-Ersatzteilen

4. Beispiel



Abb. 3: Der Eisbrecher Polaris [2]

Der 2015/16 gebaute Eisbrecher Polaris (Abbildung 3) befand sich ab 04/2016 in der Erprobungsphase. Während der Seeerprobung kam es im Juli 2016 zu einem technischen Defekt und Schäden an einer der Azipod-Antriebseinheiten (schwenkbare Schiffsantriebe). Auch die Turbolader waren betroffen (ca. 300 kg, 850 mm × 950 mm × 350 mm). Es drohte eine verspätete Inbetriebnahme und damit verbunden keine Einsatzmöglichkeit im Winter 2016/17.

Durch den Hersteller des Turboladers erfolgte die Beauftragung zur Nachfertigung am 28.07.2016. Daten und Zeichnungen waren natürlich vorhanden, sodass ein sofortiger Projektstart möglich war. Die Gussteilfreigabe erfolgte am 12.08.2016. Damit ergab sich eine Fertigungszeit von lediglich 12 Arbeitstagen für einen etwa 300 kg schweren Turbolader.

Nachfolgend bekam das Teil noch eine seewasserfeste Lackierung durch einen externen Partner, ehe es am 19.08.2016 an den Kunden ausgeliefert werden konnte. Mechanische Bearbeitung und Montage erfolgte durch den Kunden selbst.

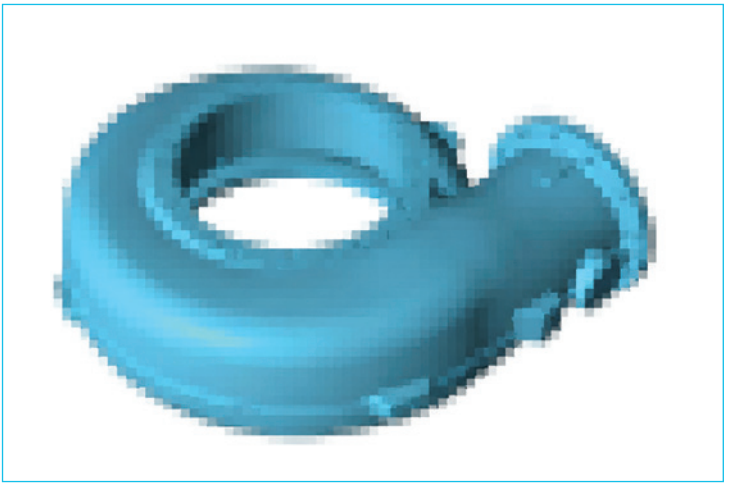


Abb. 4: Guss-Ersatzteil Turbolader (gepixelt) [3]

5. Fazit

Hochmoderne Rapid Prototyping-Verfahren in Kombination mit CNC-Bearbeitung ermöglichen eine extrem schnelle Fertigung nicht nur von Gussteilprototypen im Entwicklungsbereich, sondern auch für das Ersatzteilgeschäft.

Damit kann dieser datenbasierte Fertigungsprozess prinzipiell dazu beitragen, Ausfallzeiten spezifischer Komponenten von kraftwerkstechnischen Anlagen im Havariefall zu verkürzen. Zusätzlich dazu gibt es weitere Optionen, z. B. Funktionserweiterung oder Optimierung der Lagerlogistik. Ob und wie *spare parts on demand* sinnvoll zur Anwendung kommt, muss im Einzelfall bewertet werden.

6. Quellen

[1] https://www.actech.de/kompetenzen

[2] Wikipedia

[3] ACTech GmbH

Neuausgabe EN 10253-4: Edelstahl-Schweißfittings im Umbruch

Axel Willauschus

1. Überblick und Einordnung in die Normenreihe EN 10253 937
2. Die neue EN 10253-4: TC1 und TC2 differenziert nach nahtlos und geschweißt 940
3. Marktvolumina der Fittingausführungen 941
4. Folgerungen für Lagerhalter 945
5. Erweiterung von 6 auf 8 Wanddickenreihen 946
6. Baumaßänderungen 947
7. Oberflächenfehler und Schweißnahtfehler 947
8. Ringaufdornversuch als Regelprüfung < 114,3 mm Außendurchmesser 947
9. Fazit 948
10. Quellen 949

1. Überblick und Einordnung in die Normenreihe EN 10253

Ausgehend von der lange geführten Diskussion um einheitliche Sicherheitsniveaus für die beiden Hauptkomponenten Rohre und Fittings in druckgeführten Rohrleitungen werden mit der Neuausgabe der EN 10253-4:2025-10 [1] die Prüfkategorien TC1 und TC2 auch auf rostfreie Edelstahl-Schweißfittings übertragen. Dieser Beitrag erläutert die normativen Hintergründe, die technischen Unterschiede zwischen nahtlosen und geschweißten Fittings, die Konsequenzen für Typ A- und Typ B-Ausführungen sowie die praktischen Auswirkungen auf Markt, Beschaffung und die Vermarktung bestehender Lagerware nach altem Standard.

Wer sich mit Schweißfittings beschäftigt, sei es als Hersteller, Lagerhalter oder Verwender, dem ist in Europa die Normenreihe EN 10253 (mehr oder weniger) bekannt. Zwei Teile der Norm – die Teile 1 und 3 – behandeln Schweißfittings in Anwendungen, die der Europäischen Bauproduktenverordnung zuzuordnen sind und als Fittings in Heizungsleitungen und auch Geländern als C-Stahlfittings nach EN 10253-1 [2] oder als rostfreie Edelstahlschweißfittings nach der EN 10253-3 [3] in Kläranlagen sowie in der Papier- und Zellstoffindustrie außerhalb von Produktionsleitungen eingesetzt werden. Die Teile 2 und 4 behandeln Schweißfittings, die der Europäischen Druckgeräterichtlinie zuzuordnen sind für Installationen in druckgeführten Rohrleitungen und Anlagen. Die EN 10253-2 [4] definiert die Anforderungen an Schweißfittings aus unlegierten und legierten C-Stählen, die EN 10253-4 [1] die Vorgaben für Schweißfittings aus rostfreien Edelstählen (Abbildung 1).



Abb. 1: Struktur der Normenreihe EN 10253 [5]

Schon kurz nach der Erstausgabe der Normen EN 10253-2 und -4 in 2007 bzw. 2008 [6] [7], die noch keine Unterscheidung von TC1 und TC2 gekannt haben, setzte in den Normungskomitees die Diskussion ein, dass es in Rohrleitungen keine zwei unterschiedlichen Sicherheitsniveaus für Rohre und Fittings geben dürfe und somit TC1 und TC2 nicht nur bei Rohren gelten sollen, sondern auch auf Fittings zu übertragen seien, die der Druckgeräterichtlinie unterliegen.

Die Unterscheidung dieser Sicherheitsniveaus stammt aus den Herstellverfahren nahtloser Stahlrohre aus Vollmaterial, die neben einer Längsstreckung beim Auswalzen zum Rohr auch eine Rotation des Materials beinhalten. Diese Rotation sorgt für längs, quer oder schräg orientierte Fehlertypen auf Außen- und Innenoberflächen von Rohren. Um diese Fehler zu entdecken, müssen nahtlose Rohre einer Wirbelstromprüfung nach ISO 10893-2 [8] oder besser einer Ultraschallprüfung (US-Prüfung) nach ISO 10893-10 [9] auf Oberflächenfehler unterzogen werden. Diese Fehlertypen treten bei einer reinen Längsstreckung einer Bramme zum Blech nicht auf, weshalb Bleche die Prüfkategorien TC1 und TC2 nicht kennen. Bei Blechen können aus der reinen Längsstreckung der Bramme Materialfehler aus ihrem Inneren i. d. R. nur als Dopplungen an der Oberfläche der Bleche auftreten, die über eine US-Dopplungsprüfung erkannt werden können. Dennoch dauerte die Diskussion 14 Jahre, bis das für Fittings aus unlegierten und legierten C-Stählen zuständige Normungskomitee mit der Neuausgabe der EN 10253-2 im November 2021 die Differenzierung nach TC1 und TC2 für aus Rohren umgeformte Schweißfittings offiziell vollzogen hat.

Das für Fittings aus rostfreien Stählen zuständige Komitee konnte sich dem jedoch nicht anschließen. Beim mengenmäßig wichtigsten Fittingtyp, hergestellt aus lasergeschweißten rostfreien Rohren, genormt in der EN 10217-7 [10], unterscheiden sich die Prüfkategorien TC1 und TC2 bei den eingesetzten Rohren nur durch erweiterte mechanische Prüfungen (TC1 ein Zugversuch, TC2 zwei Zugversuche, TC2 10-fache Anzahl Ringproben von TC1) und im Fall einer US-Schweißnahtprüfung durch ein höheres Prüfkriterium (TC1 = U3 = 10 % max. Fehlertiefe, TC2 = U2 = 5 % max. Fehlertiefe). Eine Oberflächenfehlerprüfung gibt es als Differenzierung nicht.

Zudem hat man natürlich auch registriert, dass man die Differenzierung der Prüfkategorien TC1 (ohne US-Oberflächenfehlerprüfung) und TC2 (mit US-Oberflächenfehlerprüfung) von den nahtlosen Rohren der Normenreihe EN 10216 ohne Überprüfung der unterschiedlichen Herstellprozesse von nahtlosen und geschweißten Rohren auf die geschweißte Rohrnormenreihe EN 10217 übertragen hat. Wie beim lasergeschweißten Edelstahlrohr liegt auch beim hochfrequenzinduktionsgeschweißten C-Stahlrohr (kurz HFI-Rohr) eine Schweißung aus Spaltband ohne Schweißzusatzwerkstoff vor. TC1 und TC2 sind also auch für Rohre nach der EN 10217-2, EN 10217-3, EN 10217-4 nicht sinnvoll definiert, weil man hier ebenfalls nur die aus der Längsstreckung der Bramme zum Blech entstehenden Fehler finden kann, aber keine längs-, quer- oder schräg orientierten Oberflächenfehler, da hier ebenso bei der Blechherstellung keine Rotation stattfindet.

Dennoch könnte man natürlich auch für aus geschweißten Rohren hergestellte Schweißfittings oder aus Blech umgeformten und geschweißten Fittings eine sinnvolle Unterscheidung in TC1 und TC2 vornehmen, indem man Bänder/Bleche ohne Dopplungsprüfung als Kategorie TC1 und mit US-Dopplungsprüfung als TC2 definieren würde.

2. Die neue EN 10253-4: TC1 und TC2 differenziert nach nahtlos und geschweißt

Mit der Ausgabe 2025-10 der EN 10253-4 hat man den sachlich notwendigen Kompromiss gefunden, bei den Anforderungen an TC1 und TC2 zwischen nahtlosen und geschweißten Edelstahlrohren als Einsatzprodukte für aus Rohren gefertigte Edelstahl-Schweißfittings zu differenzieren. Bei Fittings aus nahtlosen Rohren unterscheiden sich TC1 und TC2 durch die Oberflächenfehlerprüfung. Bei Fittings aus lasergeschweißten Rohren ist die Schweißnahtprüfung am eingesetzten Rohr das Kriterium: Im Fall einer Wirbelstromprüfung der Schweißnaht, die bis 6 mm Wanddicke zugelassen ist, gibt es keinen Unterschied für TC1 und TC2. In beiden Fällen gelten die Akzeptanzklassen der Wirbelstromprüfung E1H/E2 (Bohrung/Nut). Im Fall der US-Prüfung ist die Differenzierung nach U2 (= TC2) und U3 (= TC1) das Kriterium. Eine Differenzierung nach dem Umfang der mechanischen Prüfungen am Fitting gibt es nicht. Sowohl bei C-Stählen als auch bei Edelstählen sind mit Schweißzusatz geschweißte Rohre für die Umformung zu Fittings ungeeignet, da sich in der Praxis Schweißnahtüberhöhungen bilden. Diese verhindern die Umformung zu Rohrbögen, T-Stücken oder Reduzierungen, sofern die Oberfläche nicht durch ein kostenintensives planes Abschleifen nachbearbeitet wird.

Typ A und Typ B in der EN 10253-2 und -4 sind schon von der Normung der früheren DIN-Schweißfittings als Teil 1 und Teil 2 bekannt. Typ A = Teil 1 definiert Schweißfittings, die in gleicher Wanddicke ausgeführt sind wie das mit dem Fitting verschweißte Rohr. Typ B hat gegenüber dem angeschweißten Rohr höhere verstärkte Wände.

Die Unterschiede von Typ A und Typ B lassen sich am leichtesten am Rohrbogen erklären, gelten aber auch für das T-Stück und die exzentrische Reduzierung. Ein Rohrbogen hat an der Innenseite eine kürzere Sehnenlänge als in der Mitte (die mittlere Sehnenlänge kann als identisch mit der Länge des geraden Rohres angesehen werden) und eine verlängerte Sehne an der Außenseite des Bogens. Hieraus ergibt sich eine erhöhte Druckspannung auf der Bogeninnenseite. Deshalb kann ein Bogen, verglichen mit einem Rohr in gleicher Wandstärke, nur einen geringeren Mediendruck aushalten, sodass man von einem verminderten Ausnutzungsgrad spricht (= Typ A). Um den gleichen Druck wie ein voll ausgelastetes Rohr auszuhalten, muss die Wand des Bogens verstärkt werden ge-

genüber der Wandausführung des Rohres (= Typ B). Es gibt nur deshalb so viele Fittings Typ A, weil sehr viele Leitungen mit niedrigen Drücken von 10 bis 40 bar betrieben werden, bei denen die herstellbaren Wände der nahtlosen bzw. geschweißten Rohre völlig überdimensioniert sind für diese niedrigen Drücke und damit eine Verstärkung der Fittingwände gegenüber der Rohrwand nicht notwendig ist.

3. Marktvolumina der Fittingausführungen

Das Anliegen dieses Abschnitts ist es, dem Leser ein Gefühl dafür zu vermitteln, dass die verschiedenen Fittingtypen eine unterschiedliche Mengenbedeutung haben, wie sich Bestellspezifikationen für Edelstahl-Schweißfittings durch TC1 und TC2 verändern und schließlich, wie sich die im Markt aktuell noch dominierenden Schweißfittings nach alter Normenausgabe 2008 [7] auch weiterhin noch vermarkten lassen.

Den Schwerpunkt der Werkstoffe machen die Austenite als Ti-stabilisierte Güten 1.4541 und 1.4571 aus sowie die doppelt als 1.4301/1.4307 und 1.4401/1.4404 zertifizierten Low-Carbon-Güten. Die Duplex-Werkstoffe mit Schwerpunkt 1.4462 stellen deutlich weniger als 5 % des Marktbedarfs.

Die Hauptverbraucher von druckgeführten Edelstahlrohrleitungen sind Chemie und Petrochemie, bei denen sich die Betriebsdrücke noch stärker als bei den C-Stählen auf Drücke bis PN 16 und Betriebstemperaturen bis 250 °C konzentrieren. Zwei weitere wichtige Verbrauchergruppen sind die Papier- und Zellstoffindustrie sowie Kläranlagen.

Bis zu welchen Drücken Rohre und Fittings Typ A mit vermindertem Ausnutzungsgrad eingesetzt werden können, zeigt die nachstehende Tabelle 1. Hier sind die aufkommensstärksten Durchmesser von 1“ bis 12“ in der jeweils aufkommensstärksten Wandstärke – meist Reihe 2 der EN 10253-4, die der alten DIN-Reihe 1 für Schweißfittings entspricht – gemäß Kesselformel für gleichbleibende Druckführungen in Leitungen berechnet worden, für das gerade Rohr und den aufkommensstärksten Schweißfitting Rohrbogen 90° Typ A Bauart 3 (Krümmungsradius des Bogens = dreifacher Radius des Rohres).

Diese Tabelle macht zweierlei deutlich:

- PN 16 ist weder für das Rohr noch den aufkommensstärksten Rohrbogen ein Thema, nicht einmal bei 400 °C.
- Erst bei Mitteldruck PN 40 muss ab einem Außendurchmesser von 168,3 mm der Bogen verstärkt werden und in Typ B wechseln, ebenso wie bei einem Außendurchmesser von 114,3 mm ab 400 °C Betriebstemperatur. Das Rohr in 168,3 mm Durchmesser muss erst ab Betriebstemperatur 250 °C in einer stärkeren Wand ausgeführt werden.

Der zweitwichtigste Schweißfitting – das T-Stück – muss wegen geringerer Ausnutzungsgrade eher verstärkt werden. Konzentrische Reduzierungen sowie Kappen und Klöpperböden sind in nahezu allen Abmessungen fast durchgehend Typ B ohne notwendige Wandverstärkungen (Tabelle 1).

Tab. 1: Drucklimits in bar für Rohre und Bogen 90° BA3 Typ A in Standardabmessungen [11]

Druckberechnungen für Standardabmessungen Rohr Austenite Typ CrNi und CrNiMo (1.4541/1.4571)

YS in MPa	<=50°C 190	100°C 176	150°C 167	250°C 147	400°C 125
33,7 x 2,0	188	174	165	145	123
48,3 x 2,0	131	121	115	101	86
60,3 x 2,0	105	97	92	81	69
88,9 x 2,3	82	76	72	63,5	54
114,3 x 2,6	72	66,5	63	55,5	47
168,3 x 2,6	49	45	43	38	32
219,1 x 2,6	37,5	34,5	33	29	24,5
323,9 x 4,0	39	36	34	30	25,5

Druckberechnungen für Rohrbogen 90° BA3 Typ A Austenite Typ CrNi und CrNiMo (1.4541/1.4571)

33,7 x 2,0	137	127	120	106	90
48,3 x 2,0	97	89,5	85	74,5	63,5
60,3 x 2,0	79,5	73,5	70	61,5	52,5
88,9 x 2,3	62	57,5	54,5	48	41
114,3 x 2,6	55,5	51	48,5	42,5	36
168,3 x 2,6	37,5	34,5	33	29	24,5
219,1 x 2,6	29	27	25,5	22,5	19
323,9 x 4,0	30,5	28	26,5	23,5	20

Deshalb werden nahezu alle Leitungen bis PN 16 und die meisten bis PN 40 in Chemie und Petrochemie in lasergeschweißten Rohren und aus diesen zum Bogen, T-Stück oder zur Reduzierung umgeformten Fittings installiert. Da es sich um Niederdruckleitungen handelt, reicht hier auch der aus lasergeschweißtem

Rohr gefertigte Fitting in Typ A. Gleiches gilt für die Papier- und Zellstoffbranche sowie den Kläranlagenbetrieb, die beide ebenfalls den Niederdruckbereich repräsentieren.

Erst beginnend ab PN 40, in vielen Abmessungen und Temperaturstufen erst ab PN 63, startet die nahtlose Ausführung aus Rohren und Schweißfittings. Beide sind in der Chemie und Petrochemie verortet.

Für die Beurteilung, welche Ausführungen von Schweißfittings in Typ A bzw. Typ B und in TC1 bzw. TC2 in der Anwendung am aufkommensstärksten zu erwarten und daher in der Lagerhaltung der Spezialhändler für Schweißfittings zukünftig in passenden Größenordnungen vorzuhalten sind, sind in Deutschland und Österreich zu berücksichtigen, dass druckgeführte Leitungen in der Chemie und Petrochemie immer noch vorwiegend nach AD 2000-Regelwerk zur Erfüllung der Druckgeräterichtlinie gebaut werden, sodass die Vorgaben der AD 2000 W2 [12] und W10 [13] zu beachten sind. Für diese Leitungen in der Chemie und Petrochemie gilt zusätzlich noch die Rohrklassennorm DIN 21057 [14], die für in diesen Leitungen verbaute Rohre und Fittings als Regelfall TC2 vorschreibt. Daraus ergibt sich dann für den Fitting zumindest bis PN 16 und auch partiell bis PN 40 der Typ A in TC2 aus lasergeschweißtem Rohr. Dieser ist in Abbildung 2 in *rot* kategorisiert.

Hochdruckleitungen werden i. d. R. nahtlos installiert. Hierbei handelt es sich um außerhalb von Behältern installierte, freiliegende Leitungen. Diese sind gemäß AD 2000 W2 ebenfalls in TC2 zu installieren. Diese Fittings sind in Abbildung 2 deshalb ebenfalls in *rot* kategorisiert.

In Behältern verbaute Rohre werden i. d. R. generell nahtlos ohne jegliche Schweißstellen eingebaut, da Revisionen in Behältern nur erschwert durchzuführen sind. Nur für diese Einbaurohre, die im geschlossenen Behälter verbaut sind, sind TC1-Rohre ohne Oberflächenfehlerprüfung gemäß AD 2000 W2 in Verbindung mit der Chemie-Rohrklassennorm DIN 21057 zugelassen. Hier fallen aber dank der Vermeidung von Schweißstellen keine Fittings an, da U-Rohre in Behältern aus vorwiegend nahtlosen, teils auch lasergeschweißten Edelstahlrohren gebogen werden.

Die Papier- und Zellstoffindustrie arbeitet in ihren Produktionsbereichen bis auf wenige Ausnahmen in Drücken unterhalb 10 bar. Sie liegt damit bei diesen Drücken im Ausnahmebereich der Fluide, der außerhalb des Regelwerks der Druckgeräterichtlinie liegt. Zu beachten ist zudem, dass die Papier- und Zellstoffindustrie in metrischen Abmessungen installiert, mit der Nennweite als exaktem Innendurchmesser. DN 100 ist hier also 103 × 1,5 mm bzw. 104 × 2,0 mm. Ebenso außerhalb des Regelungsbereichs der Druckgeräterichtlinie liegt der Kläranlagenbedarf. Meist unter PN 6, teils auch im Unterdruckbereich. In der Papier- und Zellstoffindustrie und im Kläranlagenbedarf fallen also nennenswerte Mengen

an, die aufgrund der niedrigen Drücke in geschweißten Rohren und Fittings Typ A in TC1 installiert werden können. Diese Fittingmengen sind aber deutlich unter dem Verbrauch der Chemie und Petrochemie einzuschätzen, weshalb sie als Nebenbedarf in *blau* eingestuft sind.

Typ	aus Rohr TC1		aus Rohr TC2		aus Blech
A	nl	Ja	nl	Ja	
	gs	Ja	gs	Ja	Ja
B	nl	Ja	nl	Ja	
	gs	**0**	gs	Ja	Ja

Legende: nl = nahtlos gs = geschweißt
rot = Hauptbedarf **grün** = existierender Bedarf
blau = Nebenbedarf **orange** = nur Konzenter **0** = Randbedarf

Abb. 2: Fittingtypen nach Verbrauchskategorien [15]

Aus Rohren umgeformte Schweißfittings Typ B gibt es bis auf konzentrische Reduzierungen und Kappen, die für fast alle Abmessungen ohne zusätzliche Wandverstärkung automatisch 100 % Ausnutzungsgrad haben und damit dann Typ B sind, praktisch nur als nahtlose, in der Wand verstärkte Rohrbogen, T-Stücke und exzentrische Reduzierungen. Wegen des Einsatzes in Chemie und Petrochemie sind diese aus Rohren TC2 umzuformen. Weil der Bedarf auf Hochdruckleitungen beschränkt und damit erkennbar geringer ist als der Standardbedarf in Typ A, ist er in *grün* markiert.

Aus lasergeschweißten Edelstahlrohren TC2 umgeformt gibt es die konzentrischen Reduzierungen Typ B, die in der Tabelle in *orange* markiert aufgeführt sind.

Ein Bedarf aus lasergeschweißten Rohren TC1 in Typ B ist dem Autor unbekannt. Es müssten Installationen außerhalb der Druckgeräterichtlinie sein – also unter 10 bar bei Fluiden und unter 6 bar bei ungefährlichen Gasen. Diese können aber gemäß Tabelle 1 in Typ A ausgeführt werden und brauchen keine Verstärkungen gegenüber dem Rohr. Der Bedarf ist deshalb in Abbildung 2 in *schwarz* als Randbedarf mit 0 ausgewiesen.

Für aus Blechen eingeformte und verschweißte Fittings gibt es gemäß Normung in der EN 10253-4 wie in der Parallelnorm EN 10253-2 für C-Stahl-Schweißfittings kein TC1 und TC2. Hier wird nur Typ A und Typ B unterschieden. Der ganz überwiegende Bedarf, der sich auf Abmessungen > DN 200 konzentriert, tritt in Typ

A auf und ist hier als Hauptbedarf in *rot* kategorisiert. Bedarf in Typ B ist dem Autor dieses Beitrags nur aus Hochdruckleitungen im Projektgeschäft bekannt. Er ist aufgrund seines geringen Aufkommens *blau* markiert.

4. Folgerungen für Lagerhalter

Es wird deutlich, dass Lagerhalter zukünftig ihre Bestellungen von aus Rohren umgeformten Schweißfittings bei den Herstellern nach TC1 und TC2 differenzieren müssen. Dabei wird die Masse der Fittings Typ A in TC2 sein. Die anderen Varianten sind mengenmäßig geringer. Was der einzelne Lagerhalter zu machen hat, ergibt sich aus seiner Kundenstruktur. Bedient er in größerem Umfang auch Kundengruppen wie die Papier- und Zellstoffindustrie sowie Kläranlagenbetreiber, dann muss er auch aus geschweißten Rohren umgeformte Schweißfittings in TC1 in Typ A lagern.

Bleibt zu klären, wie die noch auf Lager befindlichen Fittings nach alter Normenausgabe 2008-06 zukünftig noch zu vermarkten sind. Formal gelten neue Normenausgaben ohne Übergangsphase. Durch die Veröffentlichung im Europäischen Amtsblatt als harmonisierte Norm kommt eine Übergangsfrist, in der beide Normenausgaben angewendet werden können. Die EN 10253-4:2025-10 ist im Europäischen Amtsblatt L am 26.01.2026 veröffentlicht worden mit einer 18-monatige Übergangsfrist bis zum 26.07.2027.

Sachlich ergeben sich beim Vergleich von Schweißfittings EN 10253-4 nach alter und neuer Ausgabe für die Anwendung folgende Unterschiede:

- Die aus nahtlosen Rohren umgeformten nahtlosen Fittings nach alter Normenausgabe 2008-06 sind meist aus Rohren TC1 ohne US-Oberflächenprüfung hergestellt worden. Diese können dann nur als Aliud zu TC1 vermarktet werden. Sie haben aber offiziell kein TC1 als Merkmal im Zertifikat.
- Die aus nahtlosen Rohren TC2 umgeformten Fittings entsprechen der neuen Vorgabe TC2, haben aber formal auch diese Bestätigung nicht im Zeugnis.
- Die aus lasergeschweißten Rohren mit Wirbelstromprüfung der Schweißnaht umgeformten Fittings haben sowohl die Qualifizierung TC1 als auch TC2. Auch hier gilt aber, dass diese *Alt-Fittings* im Zeugnis keine formale Bestätigung weder als TC1 als TC2 haben.
- In Anlagen mit Betriebsgenehmigung nach alter Normenausgabe können Fittings nach EN 10253-4:2008-06 auch weiterhin ohne Zeitbegrenzung bei Reparaturen und Instandhaltungen eingebaut werden.

5. Erweiterung von 6 auf 8 Wanddickenreihen

Mit der Neuausgabe der EN 10253-4 sind wie bei der EN 10253-2 jetzt 8 Wanddickenreihen genormt. Man hat vor der jetzigen Reihe 4, die im Wesentlichen die geschweißte Normalwand DIN 2458 darstellt, eine neue Reihe 3 (*rot* eingerahmt) eingefügt, damit der Wanddickensprung von der Reihe 2 zur Reihe 4 nicht so groß ist. Gleiches hat man nach der Reihe 5 gemacht, die im Wesentlichen die nahtlose Normalwand nach DIN 2448 repräsentiert, mit der neuen Reihe 6 (ebenfalls *rot* eingerahmt), um den Wanddickensprung zu den traditionellen Chemiedickwandreihen 7 und 8 ebenfalls nicht so groß werden zu lassen (Tabelle 2).

Tab. 2: Wanddickenreihen der neuen EN 10253-4 [16]

D	1 T	2 T	3 T	4 T	5 T	6 T	7 T	8 T
21,3	1,6				2,0	2,6	3,2	4,0
26,9	1,6	2,0			2,3	2,6	3,2	4,0
33,7	1,6	2,0	2,3		2,6	3,2	4,0	4,5
42,4	1,6	2,0	2,3		2,6	3,6	4,0	5,0
48,3	1,6	2,0	2,3		2,6	3,6	4,0	5,0
60,3	1,6	2,0	2,3	2,6	2,9	3,6	4,0	5,6
76,1	1,6	2,0	2,3	2,6	2,9	3,6	5,6	7,1
88,9	2,0	2,3	2,6	2,9	3,2	4,0	5,6	8,0
114,3	2,0	2,6	2,9	3,2	3,6	4,5	6,3	8,8
139,7	2,0	2,6	3,2	3,6	4,0	5,0	6,3	10,0
168,3	2,0	2,6	3,2	4,0	4,5	5,6	7,1	11,0
219,1	2,0	2,6	3,6	4,5	6,3	7,1	8,0	12,5
273,0	2,0	3,6	4,0	5,0	6,3	8,8	10,0	12,5
323,9	2,6	4,0	4,5	5,6	7,1	8,8	10,0	12,5
355,6	2,6	4,0	5,0	5,6	8,0	10,0	12,5	
406,4	2,6	4,0	5,0	6,3	8,8	10,0	12,5	
457	3,2	4,0	5,0	6,3	10,0	11,0	12,5	
508	3,2	5,0	5,6	6,3	10,0	11,0	12,5	
610	3,2	5,0	5,6	6,3	10,0	12,5		
711	4,0	5,6	6,3	7,1	10,0	12,5		
813	4,0	5,6	7,1	8,0	10,0	12,5		
914	4,0	6,3	8,8	10,0	12,5			
1016	4,0	6,3	8,8	10,0	12,5			
1219	4,5	6,3	8,8	10,0	12,5			

Inwieweit sich die neuen Reihen 3 und 6 im Markt durchsetzen, bleibt abzuwarten.

6. Baumaßänderungen

Mit der Neuausgabe der EN 10253-4 hat man die Baumaße der EN 10253-2:2021-11 übernommen. Dies äußert sich in zahlreichen Baulängenänderungen bei T-Stücken und Reduzierungen, die sich aber in den meisten Fällen auf wenige mm +/- beschränken und damit fast immer im Toleranzbereich der Baulängen verbleiben.

Bei den Rohrbogen ergeben sich bei BA2 und BA5 mehrere Radienänderungen. Fast alle liegen in einem Änderungsbereich von +/-0,5 mm und liegen damit im Toleranzbereich. Die einzigen relevanten Veränderungen ergeben bei den Rohrbogen des Durchmessers 21,3 mm.

- Der Radius für Bogen BA2 reduziert sich von 25 mm auf jetzt 17,5 mm.
- Bei BA5 vermindert sich der Radius von 45 mm auf jetzt 42,5 mm.

7. Oberflächenfehler und Schweißnahtfehler

Für beide Fehlertypen hat man in der Neufassung der EN 10253-4 die Regelungen der EN 10253-2:2021-11 nahezu deckungsgleich übernommen. Zur Beschreibung zulässiger Oberflächenunregelmäßigkeiten sowie unzulässiger Oberflächenfehler wurde Tabelle 10 der EN 10253-2 als Tabelle 7 in die EN 10253-4 übernommen. Die aufgeführten Fehlertypen sind im Wesentlichen für nahtlose Schweißfittings relevant. Nur Poren, Schlacken und Kerben treten vorwiegend bei geschweißten Fittings in der Schweißnaht auf. Durch die Tabelle weiß man jetzt aber, nach welchen Fehlertypen man suchen sollte.

Für aus Blech gefertigte Schweißfittings, die durch Einformung und Schmelzschweißen hergestellt werden, sind die Anforderungen an die Schweißnaht präzisiert worden. Wo die Fassung 2008-06 unter 8.2.2.1. nur die unpräzise Vorgabe hatte, *alle Schweißnähte müssen vollständig durchgeschweißt sein*, legt der Abschnitt 8.2.2.3. der Neufassung 2025-10 jetzt eindeutig die ISO 5817 Bewertungsgruppe C fest. Allerdings ist die Anforderung schwächer als in der EN 10253-2, wo die schärfere Bewertungsgruppe B vorgegeben ist.

8. Ringaufdornversuch als Regelprüfung < 114,3 mm Außendurchmesser

Der Zugversuch als mechanische Prüfung am Schweißfitting ist wie bei der Altnorm 2008 auf Fittings ab einem Außendurchmesser von 114,3 mm aufwärts begrenzt. Gemäß Vorgaben der Druckgeräterichtlinie sind zudem bei allen Abmessungen Ergebnisse des Zugversuchs der Vormaterialien Rohr bzw. Blech mitzuliefern. Findet wie bei warmgefertigten Fittings und bei kaltgefertigten

Fittings mit hohem Umformungsgrad und einer Restdehnung < 15 % ein abschließendes Lösungsglühen statt, dann liegen die mechanischen Werte für Streckgrenze, Zugfestigkeit und Dehnung im Größenordnungsbereich der Werte des eingesetzten Vormaterials (i. d. R. Abweichungsbereich ca. +/- 5 %). Liegt Kaltfertigung aus Austeniten vor, bei der keine abschließende Glühung notwendig ist, weil die Dehnung am Fitting > 15 % ist, dann sieht man durch die verbleibende Kaltverfestigung im Fitting erhebliche Abweichungen zwischen Probenwerten des Schweißfittings und des Vormaterials. Es ist keine Besonderheit, wenn aus Rohren kaltumgeformte Schweißfittings um 10–20 Prozentpunkte geringere Dehnungswerte und um 100 MPa höhere Streckgrenzen- und Zugfestigkeitswerte haben als die eingesetzten, meist geschweißten (oder nahtlosen) Rohre.

Bei Fittingabmessungen mit einem Außendurchmesser < 114,3 mm hat sich die Regelprüfung geändert. Bei der Ausgabe 2008 waren an 10 % der Fittings Härteprüfwerte zu ermitteln. Die Ringaufdornprüfung war nur eine Alternativprüfung für kaltumgeformte Schweißfittings und ist jetzt mit der Neuausgabe 2025 zur Regelprüfung für alle Fittings mit einem Außendurchmesser < 114,3 mm geworden. Eine Härteprüfung wird nicht mehr aufgeführt. Der Autor ist ein großer Freund der Härteprüfung, kann man doch mit den aus ihr ermittelten Härtewerten zumindest eine Größenordnung für Zugfestigkeit und Streckgrenze des Fittings abschätzen. Wie für die unlegierten C-Stähle gilt auch für die weichen Austenite die annähernde Größenordnung Härte in HB/HV × 3,5 = Zugfestigkeit. Die Streckgrenze liegt bei den Austeniten in warmgefertigter Ausführung oder abschließend geglüht bei 50–55 % der Zugfestigkeit, bei den kaltumgeformten Austenitfittings ohne abschließende Lösungsglühung bei 60–65 % der Zugfestigkeit. Wie erwähnt, liefert dies nur eine Größenordnungsabschätzung, aber sie verifiziert sich durch Überprüfung an Zeugniswerten.

9. Fazit

Aktuell gibt es noch kein Angebot für Schweißfittings nach neuer Normenausgabe. Da der Markt neben EU-Herstellern, die sich über neue Normenausgaben erfahrungsgemäß recht zeitnah informieren, stark von Drittlandprodukten bestimmt ist, wird es eine Aufgabe der lagerhaltenden Handelsunternehmen sein, diese Drittlandhersteller auf die neue Normenausgabe hinzuweisen und sie über die wesentlichen Neuerungen zu informieren. Sonst wird es schwierig, innerhalb der Übergangsfrist bis zum 26.07.2027 einen angemessenen Lieferantenpool zusammenzubekommen, der rechtzeitig nach neuer Normenausgabe mit der wesentlichsten Änderung von TC1 und TC2 für aus Rohren gefertigte Schweißfittings lieferfähig ist.

10. Quellen

[1] DIN EN 10253-4:2025-10, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 4: Austenitische und Austenitisch-ferritische (Duplex) nichtrostende Stähle mit besonderen Prüfanforderungen*, Deutsche Fassung der EN 10253-4:2025, DIN Media GmbH, Berlin, 2025.

[2] DIN EN 10253-1:1999-11q, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 1: Unlegierter Stahl für allgemeine Anwendungen und ohne besondere Prüfanforderungen*, Deutsche Fassung der EN 10253-1:1999, DIN Media GmbH, Berlin, 2000.

[3] DIN EN 10253-3:2009-02, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 3: Austenitische und Austenitisch-ferritische (Duplex) nichtrostende Stähle ohne besondere Prüfanfordergen*, Deutsche Fassung der EN 10253-3:2008, DIN Media GmbH, Berlin, 2009.

[4] DIN EN 10253-2:2021-11, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 2: Unlegierte und legierte ferritische Stähle mit besonderen Prüfanforderungen*, Deutsche Fassung der EN 10253-2:2021, DIN Media GmbH, Berlin, 2021.

[5] Axel Willauschus, Seminar: *Schweißfittings aus rostfreien Edelstählen bei Voß Edelstahlhandel*, unveröffentlichte Seminarunterlage, April 2026.

[6] DIN EN 10253-2:2008-09, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 2: Unlegierte und legierte ferritische Stähle mit besonderen Prüfanforderungen*, Deutsche Fassung der EN 10253-2:2007, DIN Media GmbH, Berlin, 2028.

[7] DIN EN 10253-4:2008-06, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 4: Austenitische und Austenitisch-ferritische (Duplex) nichtrostende Stähle mit besonderen Prüfanforderungen*, Deutsche Fassung der EN 10253-4:2008, DIN Media GmbH, Berlin, 2008.

[8] DIN EN ISO 10893-2:2020-10, *Zerstörungsfreie Prüfung von Stahlrohren – Teil 2: Automatisierte elektromagnetische Prüfung nahtloser und geschweißter (ausgenommen unterpulvergeschweißter) Stahlrohre zum Nachweis von Unvollkommenheiten (ISO 10893-1:2011 + Amd 1:2020)*, Deutsche Fassung der EN ISO 10893-1:2011 + Amd 1:2020, DIN Media GmbH, Berlin, 2020.

[9] DIN EN ISO 10893-10: 2020-10, *Zerstörungsfreie Prüfung von Stahlrohren – Teil 10: Automatisierte Ultraschallprüfung nahtloser und geschweißter (ausgenommen unterpulvergeschweißter) Stahlrohre über den gesamten Rohrumfang zum Nachweis von Unvollkommenheiten in Längs- und/oder Querrichtung (ISO 10893-10:2011 + Amd 1:2020)*, Deutsche Fassung der EN ISO 10893-10:2011 + Amd 1:2020, DIN Media GmbH, Berlin, 2020.

[10] DIN EN 10217-7:2021-06, Geschweißte Stahlrohre für Druckbeanspruchungen – Technische Lieferbedingungen – Teil 7: Rohre aus nichtrostenden Stählen, Deutsche Fassung der EN 10217-7:2021, DIN Media GmbH, Berlin, 2021.

[11] Axel Willauschus, *Vortrag auf der TUBE 2026 zur EN 10253-4*, unveröffentlichtes Vortragsdokument.

[12] AD 2000-Merkblatt W2:2024-01, *Werkstoffe für Druckbehälter – Austenitische und austenitisch-ferritische Stähle*, DIN Media GmbH, Berlin, 2024.

[13] AD 2000-Merkblatt W10:2025-06, *Werkstoffe für Druckbehälter – Werkstoffe für tiefe Temperaturen – Eisenwerkstoffe*, DIN Media GmbH, Berlin, 2025.

[14] DIN 21057-11:2026-05, *Rohrklassen für verfahrenstechnische Anlagen – Teil 11: Technische Lieferbedingungen für Rohrbauteile aus austenitischen nichtrostenden Stählen der Werkstoffgruppe 8.1*, DIN Media GmbH, Berlin, 2026.

[15] Axel Willauschus, Seminar: *Edelstahlrohre, Fittings, Flansche bei Herregods-Franssen*, unveröffentlichte Seminarunterlage, Februar 2026.

[16] DIN EN 10253-4:2025-10, *Formstücke zum Einschweißen – Teil 4: Austenitische und Austenitisch-ferritische (Duplex) nichtrostende Stähle mit besonderen Prüfanforderungen*, Deutsche Fassung der EN 10253-4:2025, DIN Media GmbH, Berlin, 2025, Auszug aus Tabelle C5.

Reproduzierbare autonome Drohnenflüge als neue Grundlage der zustandsbasierten Instandhaltung am Beispiel GKM Mannheim

Standardisierte Inspektionsrouten statt Einzelflüge – vom Pilotprojekt zur systematischen Zustandsüberwachung

Waltraud Engel und Susanne Kumm

1. Theorie: Was versteht man unter autonomen Drohnenflügen? 952

1.1. Entwicklung und Einsatz autonomer Drohnentechnologien 952

1.2. Reproduzierbare Inspektionsflüge als Grundlage zustandsbasierter Instandhaltung 953

2. Praxis: Pilotprojekt zu reproduzierbaren, autonomen Drohnenflügen am Beispiel des GKM Mannheim 953

2.1. Das Großkraftwerk Mannheim als Testumgebung 953

2.2. Zielsetzung des Projekts ARIF 954

2.3. Durchführung des Referenzfluges und Definition der POIs.....955

2.4. Autonomer Wiederholungsflug im ARIF-Modus 956

2.5. Erkenntnisse und Potenziale für industrielle Inspektionen.....957

2.6. Potenziale und Grenzen autonomer Drohneninspektionen.....958

3. Fazit: Zukunftsweisende Technik mit hoher Skalierbarkeit.....959

3.1. Potenziale reproduzierbarer autonomer Drohneninspektionen....959

3.2. Bedeutung autonomer Flugsysteme für zukünftige Instandhaltungsstrategien.....960

4. Quelle 960

1. Theorie: Was versteht man unter autonomen Drohnenflügen?

Autonome Technologien prägen zunehmend unseren Alltag und verändern Industrie, Mobilität und Infrastruktur grundlegend. Automobilhersteller entwickeln selbstfahrende Fahrzeuge, moderne Schiffe werden teilautonom navigiert und auch in Logistik sowie Produktion übernehmen intelligente Robotersysteme immer häufiger eigenständig Aufgaben. Möglich wird diese Entwicklung durch Fortschritte in den Bereichen künstliche Intelligenz, Sensorik und Softwareentwicklung. Systeme können ihre Umgebung heute in Echtzeit erfassen, Daten auswerten und selbstständig Entscheidungen treffen.

Besonders in anspruchsvollen, schwer zugänglichen oder sicherheitskritischen Einsatzbereichen eröffnen autonome Technologien neue Möglichkeiten. Prozesse lassen sich effizienter und reproduzierbarer gestalten, während gleichzeitig die Arbeitssicherheit steigt. Insbesondere die Drohnentechnologie hat in den vergangenen zehn Jahren große Fortschritte gemacht. Moderne Drohnen sind längst nicht mehr nur fliegende Kameras, sondern hochspezialisierte Werkzeuge für Inspektion, Vermessung und Datenerfassung – sowohl im Außenbereich als auch in komplexen Industrieanlagen.

1.1. Entwicklung und Einsatz autonomer Drohnentechnologien

Ausgestattet mit moderner Sensorik können Drohnen heute neben hochauflösenden Bild- und Videoaufnahmen auch Messdaten wie Temperaturverläufe, Wand- oder Schichtdicken erfassen und auswerten. Besonders in der Instandhaltung bieten diese Technologien großes Potenzial. Der Drohnenpilot bleibt außerhalb der Anlage, während die Drohne schwer zugängliche Bereiche sicher und effizient inspiziert. Dadurch werden Risiken für Mitarbeitende reduziert und kostenintensive Gerüste häufig überflüssig.

Dank ihrer kompakten Bauweise können moderne Drohnen auch enge oder verwinkelte Bereiche schnell sichtbar machen, vermessen und digital dokumentieren. Anlagenkomponenten, die früher nur mit erheblichem Aufwand erreichbar waren, lassen sich heute effizient inspizieren. Bisher beschränkte sich dies jedoch meist auf einzelne Inspektionsflüge, bei denen Auffälligkeiten dokumentiert wurden, spätere Vergleichsaufnahmen jedoch nur mit hohem manuellem Aufwand möglich waren.

1.2. Reproduzierbare Inspektionsflüge als Grundlage zustandsbasierter Instandhaltung

In der Praxis bedeutete dies bislang, dass Auffälligkeiten oder Schäden bei einer ersten Drohneninspektion dokumentiert wurden und in der nächsten Revision – sofern ein mittels drohnenbasiertem Laserscanner erzeugter Laserscan vorlag – über die entsprechenden Koordinaten erneut angeflogen werden konnten. Ohne Laserscan mussten die Stellen manuell lokalisiert und angeflogen werden.

Dank einer Entwicklungszusammenarbeit mit einem Schweizer Drohnenhersteller sind nun reproduzierbare autonome Drohnenflüge möglich. Dadurch können standardisierte Inspektionsrouten erstellt und die Grundlage für eine zustandsbasierte Instandhaltung geschaffen werden. Die Drohne wiederholt einmal definierte Flugrouten autonom, umfliegt Hindernisse selbstständig und erfasst Bild- und Videodaten aus identischen Positionen.

2. Praxis: Pilotprojekt zu reproduzierbaren, autonomen Drohnenflügen am Beispiel des GKM Mannheim

2.1. Das Großkraftwerk Mannheim als Testumgebung

Das Großkraftwerk Mannheim (GKM) ist der größte Energiestandort Baden-Württembergs. Direkt am Rhein in Mannheim-Neckarau gelegen, produziert das Kraftwerk Strom für Privathaushalte, Gewerbe und Industrie sowie Fernwärme für die gesamte Metropolregion Rhein-Neckar.

Der Kraftwerkspark umfasst insgesamt vier Anlagen beziehungsweise Blöcke: Block 6, 7, 8 und 9. Aktuell befinden sich nicht alle Blöcke im regulären Dauerbetrieb. Während insbesondere Block 9 als modernster und leistungsstärkster Kraftwerksblock aktiv betrieben wird, wurden die Blöcke 7 und 8 bereits zur endgültigen Stilllegung angemeldet und befinden sich derzeit in der sogenannten Netzreserve. Das bedeutet, dass diese Anlagen nur noch auf Anforderung des Netzbetreibers zur Sicherung der Netzstabilität eingesetzt werden.

Mit einer installierten Nettoleistung von rund 2.000 MW zählt das GKM zu den leistungsstärksten Kraftwerksstandorten Deutschlands. Zusätzlich verfügt die Anlage über eine Fernwärmeleistung von rund 1.500 MW_{th} und versorgt damit etwa 120.000 Haushalte in Mannheim und der umliegenden Region mit Wärme [1].

2.2. Zielsetzung des Projekts ARIF

Um eine möglichst realitätsnahe Testumgebung für die autonomen Drohnenflüge im Rahmen des Projekts ARIF (Autonomous Repeat Inspection Flight) zu schaffen, wurde der Kraftwerkskamin des Block 7 der GKM-Anlage als Testobjekt ausgewählt. Die Wahl fiel bewusst auf diese Anlage, da hier Bedingungen herrschen, die den späteren praktischen Einsatzszenarien sehr nahekommen und somit eine belastbare Bewertung der Technologie ermöglichen.

Reale Testbedingungen sind für die unabhängige Einschätzung der zukünftigen Einsatzmöglichkeiten von entscheidender Bedeutung. Faktoren wie Staubbelastung, Luftströmungen, wechselnde Lichtverhältnisse oder potenzielle Hindernisse innerhalb der Anlage lassen sich in Laborumgebungen nur eingeschränkt oder gar nicht realitätsgetreu simulieren. Gerade bei autonomen Flugsystemen können diese Einflüsse jedoch erhebliche Auswirkungen auf Navigation, Sensorik und Flugstabilität haben.

Aus diesem Grund ist InspecDrone gemeinsam mit dem Schweizer Drohnenhersteller regelmäßig auf Praxistests unter realen Betriebsbedingungen angewiesen. Insbesondere vor der Veröffentlichung neuer Software- oder Hardwareversionen dienen diese Testflüge dazu, die Zuverlässigkeit, Sicherheit und Leistungsfähigkeit der Systeme unter tatsächlichen Einsatzbedingungen zu überprüfen und mögliche Optimierungspotenziale frühzeitig zu identifizieren.

Die erste Drohnenbefliegung – und damit zugleich der Referenzflug für das Pilotprojekt zu reproduzierbaren, autonomen Drohnenflügen – fand im November 2025 statt. Ziel dieses initialen Einsatzes war es, eine belastbare Datengrundlage zu schaffen, auf deren Basis zukünftige autonome Wiederholungsflüge exakt nachvollziehbar und vergleichbar durchgeführt werden können.

Für die Befliegung wählte der Drohnenpilot einen Zugang von unten über den Rauchgaskanal in den Kamin und führte zunächst einen regulären visuellen Inspektionseinsatz durch. Abhängig von Höhe und Durchmesser des jeweiligen Kamins besteht eine vollständige Inspektion grundsätzlich aus mehreren Einzelflügen, da die begrenzte Flugzeit der Drohne eine abschnittsweise Erfassung erforderlich macht. Während jedes Fluges werden hochauflösende Bild- und Videodaten aufgenommen. Parallel dazu erfolgt über einen Lidar-Sensor die präzise räumliche Verortung sämtlicher Aufnahmen innerhalb einer dreidimensionalen Punktwolke. Dadurch lassen sich erkannte Auffälligkeiten exakt lokalisieren und auch bei späteren Wiederholungsflügen zuverlässig wiederfinden.

Darüber hinaus bietet das System grundsätzlich die Möglichkeit, zusätzliche Messdaten – beispielsweise Wanddicken- oder Schichtdickenmessungen – direkt in die 3D-Punktwolke zu integrieren. Auf diese Weise können nicht nur visuelle Veränderungen, sondern auch materialtechnische Entwicklungen über längere Zeiträume dokumentiert und analysiert werden. Im Rahmen des Praxis-

tests im GKM kam diese Funktion jedoch noch nicht zum Einsatz, da der Fokus zunächst auf der Erprobung und Bewertung der autonomen Flugrouten sowie der reproduzierbaren Datenerfassung lag.

Ein einzelner Drohnenflug dauert in der Regel etwa sieben bis zehn Minuten. Die tatsächliche Flugzeit ist dabei unter anderem von der Leistungsfähigkeit der Akkus, den Umgebungsbedingungen innerhalb des Kamins oder anderen Bauteilen sowie der Komplexität des jeweiligen Flugmanövers abhängig.

2.3. Durchführung des Referenzfluges und Definition der POIs

Im Rahmen der ersten Befliegung wurden insgesamt drei Einzelflüge durchgeführt. Dabei konnten rund 140 relevante Beobachtungspunkte identifiziert und dokumentiert werden. Diese sogenannten POIs (Points of Interest) markieren Stellen innerhalb des Bauwerks, die im weiteren Verlauf kontrolliert werden sollen. Dabei kann es sich sowohl um unkritische Auffälligkeiten als auch um potenzielle Schäden, Anbackungen, Ablagerungen oder stark korrodierte Bereiche handeln. Die systematische Erfassung dieser Punkte bildet die Grundlage für zukünftige Vergleichsflüge und ermöglicht eine deutlich effizientere Zustandsüberwachung des Kamins über längere Zeiträume hinweg.

Der zweite Testflug fand rund drei Wochen nach der ersten Befliegung statt und diente der Überprüfung, inwieweit sich der zuvor aufgezeichnete Referenzflug reproduzierbar autonom durchführen lässt. Die Ausgangssituation entsprach dabei bewusst möglichst exakt den Bedingungen des ersten Einsatzes: Der Kamin war erneut außer Betrieb, da die eingesetzte Drohnentechnik aufgrund ihrer hochsensiblen Sensorik und Elektronik nur bei Umgebungstemperaturen von maximal 50 °C betrieben werden kann. Zudem wählte der Drohnenpilot erneut denselben Startpunkt, um identische Rahmenbedingungen für den Vergleich der beiden Flüge zu schaffen.



Abb. 1: Links: Alexander Friedland (InspecDrone GmbH), rechts daneben: Mitarbeiter des Drohnenherstellers während eines autonomen Drohnenflugs, bei dem kein menschliches Eingreifen für die Durchführung des erneuten Inspektionsflugs erforderlich ist. Außerdem zu sehen ist rechts die Drohne im autonomen Flugmodus im Zugangsbereich der Rauchgasleitung in den Kamin.

2.4. Autonomer Wiederholungsflug im ARIF-Modus

Nach dem Start im ARIF-Modus absolvierte die Drohne den zuvor definierten Flugpfad vollständig autonom (Abbildung 1). Ein Eingreifen des Drohnenpiloten war während des gesamten Fluges nicht erforderlich. Die Drohne navigierte selbstständig entlang der gespeicherten Route und steuerte die festgelegten Inspektionspunkte präzise an. Besonders bemerkenswert war dabei, dass sämtliche Video- und Bilddaten erneut an exakt denselben Positionen aufgenommen wurden wie beim Referenzflug. Dadurch konnten identische Blickwinkel und Aufnahmeabstände reproduziert werden, was einen direkten Vergleich der Bilddaten ermöglicht und die Grundlage für eine langfristige Zustandsüberwachung schafft.

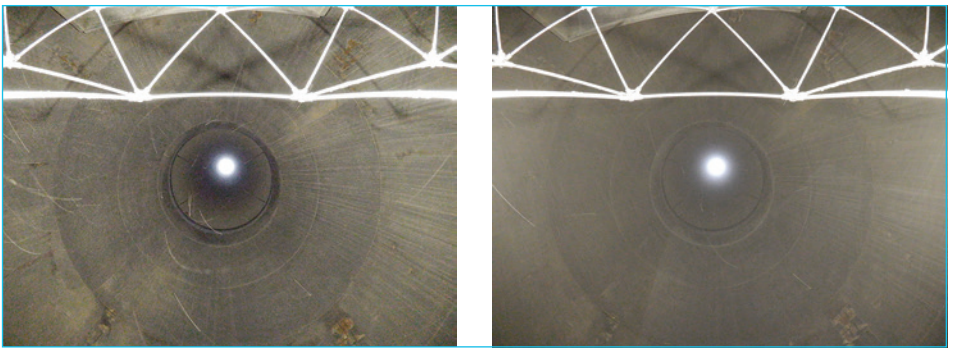


Abb. 2: Links: Visuelle Aufnahme der Rauchgasröhre mit Blick zur Mündung beim Referenzflug im November 2025. Rechts: Visuelle Aufnahme des autonomen Drohnenflugs an exakt derselben Position im Kraftwerkskamin des GKM Mannheim im Dezember 2025



Abb. 3: Links: Visuelle Aufnahme des Futtermauerwerks oberhalb der Rauchgaszuführung beim Referenzflug im November 2025. Rechts: Visuelle Aufnahme des autonomen Drohnenflugs an exakt derselben Position im Kraftwerkskamin des GKM Mannheim im Dezember 2025

Auch die Landung erfolgte vollständig autonom und ohne aktives Zutun des Drohnenpiloten. Der erfolgreiche Ablauf des zweiten Testfluges bestätigte damit die grundsätzliche Funktionsfähigkeit des ARIF-Systems unter realen Einsatzbedingungen und zeigte das Potenzial autonomer Wiederholungsflüge für standardisierte Inspektionsaufgaben in industriellen Anlagen.

Insbesondere die Möglichkeit, Schäden, Ablagerungen oder Korrosionserscheinungen über wiederkehrende Flüge exakt aus derselben Perspektive zu dokumentieren, eröffnet neue Ansätze für eine objektive und nachvollziehbare Zustandsbewertung. Veränderungen können dadurch schneller erkannt und Entwicklungen über längere Zeiträume deutlich präziser analysiert werden.

2.5. Erkenntnisse und Potenziale für industrielle Inspektionen

Zusammengefasst ermöglichen die im Rahmen des Projekts gewonnenen Erkenntnisse eine neue Form der systematischen Zustandsüberwachung von Industrieanlagen. Der entscheidende Vorteil liegt dabei in der Wiederholbarkeit der Inspektionsflüge: Ein einmal durch den Drohnenpiloten definierter Flug kann theoretisch zu jedem beliebigen Zeitpunkt erneut durchgeführt werden. Die Software der Drohne fliegt dabei die zuvor festgelegten POIs (Points of Interest) – also die beim ersten Flug verorteten relevanten Stellen – selbstständig und reproduzierbar an. Sowohl Aufnahmen aus der Nähe als auch Übersichtsaufnahmen für einen ersten Eindruck können auf diese Art und Weise gewonnen werden.



Abb. 4: Links: visuelle Aufnahme des Futtermauerwerks und Kompensator auf ca. 62 m Höhe beim Referenzflug im November 2025. Rechts: Visuelle Aufnahme des autonomen Drohnenflugs an exakt derselben Position im Kraftwerkskamin des GKM Mannheim im Dezember 2025

Dadurch entfällt ein großer Teil der bislang notwendigen manuellen Flugplanung und Navigation innerhalb der Anlage. Die automatisierte Ansteuerung der Inspektionspunkte spart nicht nur Zeit, sondern erhöht gleichzeitig auch die Präzision und Vergleichbarkeit der aufgenommenen Daten. Insbesondere bei wiederkehrenden Inspektionen entsteht so ein erheblicher Effizienzgewinn. Verkürzte Inspektionszeiten führen wiederum dazu, dass Stillstände von Anlagen reduziert und Ressourcen nachhaltiger eingesetzt werden können. Gleichzeitig ermöglicht die kontinuierliche Beobachtung auffälliger Bereiche über längere Zeiträume eine deutlich bessere Planbarkeit notwendiger Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen.

Sollten während eines autonomen Fluges Hindernisse auftreten, ist die Drohne zudem in der Lage, selbstständig darauf zu reagieren. Zwar trat ein solcher Fall während des ersten Praxistests im GKM nicht auf, jedoch konnte die Funktion bereits in Labortests sowie bei weiteren Einsätzen bei anderen Industriekunden erfolgreich nachgewiesen werden. Mithilfe ihrer Sensorik und der gespeicherten Umgebungsdaten erkennt die Drohne Hindernisse eigenständig, berechnet eine alternative Flugroute und kehrt anschließend auf schnellstem Weg zur ursprünglich vorgesehenen Inspektionsroute zurück.

2.6. Potenziale und Grenzen autonomer Drohneninspektionen

Trotz der Möglichkeiten des autonomen Fliegens bleibt der Mensch – in diesem Fall der Drohnenpilot – ein unverzichtbarer Bestandteil des Gesamtsystems. Er definiert beim Erstflug die Flugroute sowie die relevanten POIs und bringt die notwendige fachliche Expertise zur Bewertung der aufgenommenen Daten ein. Die Drohne ist derzeit noch nicht in der Lage, Schäden oder Auffälligkeiten eigenständig zu erkennen, zu interpretieren oder fachlich zu beurteilen. Auch

wenn das System Hindernissen autonom ausweichen kann, ist es bei unvorhersehbaren Einflüssen, wie starken oder wechselnden Luftströmungen, weiterhin auf das Eingreifen eines erfahrenen Piloten angewiesen.

Ebenso können die durch Wanddickenmessungen oder andere zerstörungsfreie Prüfverfahren gewonnenen Daten bislang nicht automatisiert bewertet werden. Für die fachgerechte Interpretation dieser Messergebnisse sind nach wie vor Erfahrung, technisches Urteilsvermögen sowie die entsprechende ZfP-Qualifizierung erforderlich. Dennoch zeigen die autonomen Wiederholungsflüge eindrucksvoll das Potenzial dieser Technologie. Die Kombination aus hoher Präzision, schneller Durchführung und nahezu unbegrenzter Wiederholbarkeit macht den ARIF-Modus zu einem bedeutenden Fortschritt für die zustandsbasierte Instandhaltung industrieller Anlagen. Langfristig eröffnet die Technologie die Möglichkeit, Inspektionsprozesse effizienter, planbarer und nachhaltiger zu gestalten und gleichzeitig die Qualität der Zustandsüberwachung weiter zu verbessern.

3. Fazit: Zukunftsweisende Technik mit hoher Skalierbarkeit

3.1. Potenziale reproduzierbarer autonomer Drohneninspektionen

Autonome Drohneninspektionen zeigen bereits heute das Potenzial moderner Technologien für die industrielle Instandhaltung. Auch wenn die Systeme derzeit noch auf einen initialen Referenzflug sowie die fachliche Bewertung erkannter Auffälligkeiten angewiesen sind, stellen sie einen wichtigen Schritt hin zur vorausschauenden und datenbasierten Instandhaltung dar. Insbesondere die Möglichkeit, Inspektionsflüge präzise und reproduzierbar zu wiederholen, schafft eine neue Qualität der Anlagenüberwachung.

Während bisher häufig nur punktuelle Einzelaufnahmen zur Verfügung standen, ermöglicht die autonome Flugtechnologie die kontinuierliche Erfassung vergleichbarer Bilddaten und Messungen über mehrere Revisionszyklen hinweg. Veränderungen am Anlagenzustand lassen sich dadurch objektiv dokumentieren, frühzeitig erkennen und zuverlässiger bewerten. Exakt reproduzierbare Flugrouten, identische Kamerawinkel und gleichbleibende Beleuchtung reduzieren zudem Fehlerquellen, die bei manuellen Wiederholungsflügen auftreten können.

3.2. Bedeutung autonomer Flugsysteme für zukünftige Instandhaltungsstrategien

Neben der höheren Datenqualität überzeugen autonome Drohneninspektionen vor allem durch ihre Effizienz und Skalierbarkeit. Einmal definierte Inspektionsrouten können ohne großen Zusatzaufwand regelmäßig durchgeführt und auf unterschiedliche Anlagenbereiche übertragen werden. Die erfolgreiche Anwendung im Rahmen des Pilotprojekts mit dem GKM in Mannheim zeigt, dass sich dieses Konzept nicht nur für Kraftwerkskamine, sondern ebenso für Kraftwerkskessel, Rauchgasreinigungsanlagen sowie thermische Abfallbehandlungsanlagen und vergleichbare Industrieanlagen mit regelmäßigen Wartungsintervallen eignet.

Damit entwickeln sich autonome Drohnensysteme zunehmend von einem reinen Inspektionswerkzeug zu einem integralen Bestandteil moderner Instandhaltungsstrategien. Sie tragen dazu bei, Wartungsprozesse sicherer, wirtschaftlicher und planbarer zu gestalten und schaffen die Grundlage für eine nachhaltige und zustandsorientierte Anlagenüberwachung.

4. Quelle

[1] Großkraftwerk Mannheim: https://www.gkm.de/unternehmen/#n2 (Stand: 21.05.26).

Tribologische Grenzschichtsysteme als konstruktives Element in konventionellen und regenerativen Kraftwerksanlagen

Thomas Müller

1. Einleitung 962
2. Tribosystem und Kontaktmechanik 963
2.1. Reale Kontaktfläche im Mikrobereich 963
2.2. Einfluss der Fertigung auf die Funktionsfläche 964
3. Gleitlack als tribologisches Konstruktionselement 965
3.1. Aufbau und Vernetzung 966
3.2. Wirkmechanismus und Einlauf 967
4. Auslegung nach dem Beanspruchungskollektiv 967
4.1. Kombinationsschmierung 969
5. Anwendungen in Kraftwerksanlagen 969
5.1. Konventionelle und thermische Anlagen 969
5.2. Regenerative Energieanlagen 970
6. Anwendungsbeispiel Schraubenverbindung 971
7. Prüfung und Nachweisführung 972
8. Arbeitsschutz und Instandhaltung 974
9. Zusammenfassung und Ausblick 974
10. Quellen 975

1. Einleitung

Die Betriebs- und Instandhaltungszuverlässigkeit von Kraftwerksanlagen wird nicht allein durch die Auslegung großer Hauptkomponenten bestimmt. Zahlreiche Funktionsstörungen entstehen an kleinen, hoch belasteten Kontaktstellen: an Gewinden, Passungen, Führungen, Spindeln, Bolzen, Gelenken, Stellmechanismen oder langsam bewegten Antriebselementen. Treffen hohe Flächenpressungen, geringe oder intermittierende Relativbewegungen, erhöhte Temperaturen, korrosive Medien und lange Stillstandszeiten zusammen, arbeitet der Kontakt häufig im Bereich der Grenz- oder Mischreibung. Die Eigenschaften der unmittelbar wirksamen Grenzschicht beeinflussen dann Reibung, Verschleiß, Lösbarkeit und Funktionssicherheit des gesamten Bauteils.

Flüssige oder konsistente Schmierstoffe bleiben für schnell laufende Lager, Getriebe und hydrodynamische Kontakte unverzichtbar. Sie erreichen ihre Wirkung jedoch nicht in jeder Betriebsphase gleichermaßen. Beim Anfahren, nach langen Stillständen, bei oszillierenden Kleinstbewegungen oder unter sehr hoher lokaler Pressung kann der tragende Schmierfilm unvollständig sein. Auch an offenen Kontaktstellen können Abwanderung, Verdampfung, Oxidation, Staubbindung oder eine ungleichmäßige Applikation die Reibverhältnisse verändern. Eine fest mit der Oberfläche verbundene Gleitlackschicht kann hier als funktionale Grenzschicht wirken. Sie wird als Trockenschmierung oder als Grundschicht in Kombination mit Öl oder Fett beziehungsweise Paste eingesetzt.

Die zentrale These dieses Beitrags lautet deshalb: Die Leistungsfähigkeit einer tribologischen Grenzschicht entsteht nicht allein durch den ausgewählten Gleitlack. Sie ist das Ergebnis des abgestimmten Zusammenwirkens von Werkstoff, Fertigungsverfahren, Oberflächenmikrogeometrie, Vorbehandlung, Beschichtungsprozess, Vernetzung und realer Kontaktmechanik. Der Ansatz geht damit über das nachträgliche *Lackieren* eines fertigen Bauteils hinaus. Die beschichtete Oberfläche wird als konstruktiv und fertigungstechnisch auszulegende Funktionsfläche verstanden.

Ausgehend von den Grundlagen des Tribosystems werden zunächst die Mikrokontakte realer Oberflächen und der Einfluss der Fertigung erläutert. Anschließend werden Aufbau und Wirkmechanismus vernetzter Gleitlacksysteme, ihre Auslegung nach dem Beanspruchungskollektiv sowie typische Anwendungen in konventionellen und regenerativen Kraftwerksanlagen betrachtet. Schraubenverbindungen dienen als vertieftes Beispiel, weil sich an ihnen der Einfluss definierter Reibwerte auf Montage, Vorspannkraft und spätere Demontierbarkeit besonders deutlich zeigen lässt.

2. Tribosystem und Kontaktmechanik

Tribologische Vorgänge sind systemgebunden. Eine Werkstoff- oder Schmierstoffkennzahl besitzt nur dann Aussagekraft, wenn Grundkörper, Gegenkörper, Zwischenstoff, Systemumgebung und Beanspruchungskollektiv gemeinsam betrachtet werden. Zum Beanspruchungskollektiv gehören insbesondere Normalkraft, Bewegungsart, Relativgeschwindigkeit, Temperatur, Beanspruchungsdauer und Umgebungsmedium. Schon die Veränderung eines einzelnen Parameters kann den Kontakt von einer überwiegend elastischen Mikrokontaktbeanspruchung in plastische Deformation, adhäsiven Verschleiß oder abrasiven Materialabtrag überführen. Das GfT-Arbeitsblatt 7 ordnet Reibung und Verschleiß entsprechend als Ergebnis eines tribologischen Systems ein [1].

Für die Anwendung im Kraftwerk ist diese Systembetrachtung besonders wichtig. Eine Armaturenspindel, die wenige Male im Jahr bewegt wird, unterliegt anderen Randbedingungen als ein dauerhaft rotierendes Lager. Eine Turbinenverschraubung wird während der Montage relativ bewegt, danach über lange Zeit statisch und thermisch belastet und erst bei der Revision wieder gelöst. Eine Rauchgasklappe kann langsam oszillieren und zugleich durch Temperatur, Kondensate und Partikel beansprucht werden. Ein einheitlicher Schmierstoffansatz ohne Betrachtung dieser zeitlichen Betriebsphasen ist daher nicht zielführend.

2.1. Reale Kontaktfläche im Mikrobereich

Technische Oberflächen berühren sich nicht über ihre gesamte geometrisch erkennbare Fläche. Die Last wird zunächst über eine begrenzte Zahl von Rauheitsspitzen übertragen. Die reale Kontaktfläche ist deshalb wesentlich kleiner als die nominelle Kontaktfläche. In den Mikrokontakten entstehen lokale Pressungen, die deutlich über der aus Kraft und scheinbarer Fläche berechneten mittleren Pressung liegen können. Abbildung 1 zeigt dieses Prinzip schematisch.

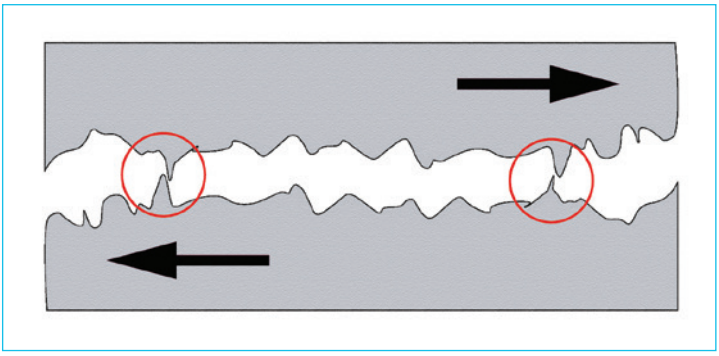


Abb. 1: Schematische Darstellung der nominellen Kontaktfläche und der lasttragenden Mikrokontakte; punktuelle Überlastung

Punktuelle Überlastungen können in Verbindung mit Relativbewegungen zu einem abrasiven Einlaufvorgang führen, bei dem exponierte Rauheitsspitzen verformt, geglättet oder abgetragen werden. Unter Belastung erfahren einzelne Rauheitsspitzen zunächst elastische und bei Überschreitung der lokalen Fließgrenze auch plastische Verformungen. Fehlt eine wirksame Trennschicht, können sich an den metallischen Mikrokontakten adhäsive Verbindungen ausbilden. Während der Relativbewegung entstehen und lösen sich diese Verbindungen fortlaufend. Daraus können Materialübertragungen, erhöhter Verschleiß, gesteigerte Losbrechkräfte sowie ein instabiler Übergang zwischen Haft- und Gleitbewegung resultieren.

Die Aufgabe einer funktionalen Grenzschicht beschränkt sich daher nicht auf die Verringerung des mittleren Reibungskoeffizienten. Sie muss die metallischen Kontaktpartner auch bei hohen lokalen Flächenpressungen zuverlässig voneinander trennen, eine definierte Scherung innerhalb der Schicht ermöglichen und den Einlaufvorgang kontrollieren. Ein begrenzter Abtrag exponierter Schicht- oder Rauheitsspitzen kann dabei funktional erwünscht sein, sofern sich dadurch die reale Kontaktfläche vergrößert und lokale Spannungsspitzen abgebaut werden, ohne dass die schützende Grenzschicht vollständig durchbrochen wird.

Die Kontaktmechanik erklärt zugleich, warum die Schichtdicke allein kein ausreichendes Auslegungskriterium darstellt. Eine dünne, gut abgestützte und fest mit dem Substrat verankerte Schicht kann funktionaler und belastbarer sein als eine dickere, mechanisch schwache Beschichtung. Entscheidend sind vielmehr das Verhältnis der Schichtdicke zur Oberflächentopografie, die Tragfähigkeit des Substrats, die Härte und Rauheit der Reibpartner, die Haftfestigkeit der Beschichtung sowie die Fähigkeit des Gesamtsystems, lokale Überlastungen durch einen kontrollierten Einlauf abzubauen.

2.2. Einfluss der Fertigung auf die Funktionsfläche

Die Mikrogeometrie entsteht bereits durch die Herstellung des Bauteils. Drehen, Fräsen, Schleifen, Honen, Strahlen, Gleitschleifen oder chemische Vorbehandlungen erzeugen jeweils charakteristische Rauheitsprofile, Bearbeitungsrichtungen und Materialanteile. Zwei Flächen mit gleichem arithmetischen Mittenrauwert können deshalb ein unterschiedliches Tragverhalten, eine andere Schmierstoffspeicherung und eine abweichende Beschichtungshaftung besitzen. Für die Auslegung sind neben Einzelwerten wie Ra oder Rz insbesondere das vollständige Profil, der Materialanteil, die Spitzenform, die Welligkeit und die Bearbeitungsrichtung zu bewerten. Darüber hinaus ist das Profil dieser Rautiefe entscheidend – in Bezug auf das Potenzial des Formschluss des Gleitlacks auf dem Substrat.

Eine zu glatte Oberfläche kann die mechanische Verankerung des Beschichtungssystems begrenzen. Eine sehr grobe oder spitze Struktur kann die Schicht lokal durchdringen und zu ungleichmäßiger Lastübertragung führen. Ziel ist keine maximal raue, sondern eine funktional vorbereitete Oberfläche. Sie soll genügend Haftfläche bieten, die Grenzschicht mechanisch abstützen und nach dem Einlauf eine tragfähige Topografie bilden. Vorbehandlung und Beschichtung sind deshalb als aufeinanderfolgende Fertigungsschritte zu spezifizieren und zu überwachen.

In der Praxis sind auch Form- und Maßabweichungen, Kanten, Gewindegründe, Hinterschneidungen sowie mögliche lokale Schichtanhäufungen zu berücksichtigen. Gleitlackschichten passen sich während des Einlaufvorgangs bis zu einem gewissen Grad an den Reibpartner an. Überschüssiges Material wird an den Kontaktstellen verdrängt beziehungsweise als weiterhin schmierwirksamer Abrieb abgetragen. Daher muss die Schichtdicke bei üblichen, ausreichend tolerierten Anwendungen konstruktiv in der Regel nicht gesondert vorgehalten werden. Besondere Beachtung ist jedoch bei engen Passungen, präzisen Gewinden und maßkritischen Funktionsflächen erforderlich, da die Beschichtung hier das wirksame Maß beeinflussen und zu Montage- oder Funktionsproblemen führen kann.

3. Gleitlack als tribologisches Konstruktionselement

Gleitlacke sind applizierbare organische Kunstharzbeschichtungen, deren funktioneller Anteil größtenteils aus Festschmierstoffen besteht (Abbildung 2). Ein Bindersystem fixiert diese Partikel nach der Trocknung beziehungsweise Vernetzung dauerhaft an der Bauteiloberfläche. Abhängig von Reibpartner, Temperatur, Medium und gewünschtem Reibwert kommen unter anderem Molybdändisulfid, Zinksulfid, Eisensulfid, Wolframdisulfid, Grafit, Polytetrafluorethylen oder weitere Festschmierstoffkombinationen zum Einsatz. Anders als bei einem dekorativen oder ausschließlich korrosionsschützenden Lack wird die Schicht gezielt durch tribologische Beanspruchung genutzt.

Festschmierstoffe besitzen unterschiedliche Wirkfenster. Lamellar aufgebaute Werkstoffe können aufgrund leicht scherbarer Ebenen geringe Scherkräfte in der Grenzschicht ermöglichen. Polymere Festschmierstoffe können insbesondere niedrige Reibwerte und chemische Beständigkeit beitragen. Bindersysteme bestimmen Haftung, mechanische Stützung, Temperaturbeständigkeit und Medienresistenz. Die Rezeptur ist deshalb stets zusammen mit Substrat, Gegenkörper, Vorbehandlung und Applikation zu beurteilen.

Das technische Merkblatt zum Gleitlack als Konstruktionselement beschreibt Gleitlacksysteme entsprechend als Kombination von Substrat, Haftschicht, Applikation und funktionaler Schicht [4].

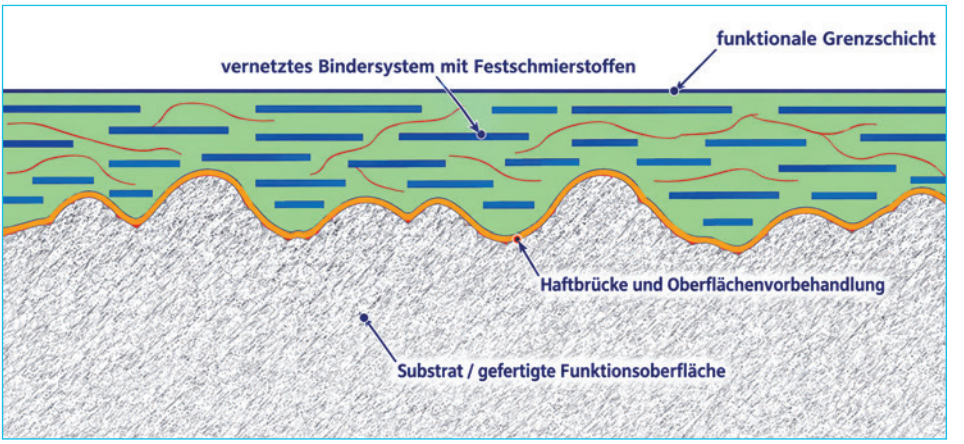


Abb. 2: Funktionaler Aufbau eines vernetzten Gleitlacksystems

3.1. Aufbau und Vernetzung

Ein belastbares Gleitlacksystem entsteht in mehreren Prozessschritten. Zunächst müssen Fertigungsrückstände, Öle, Oxide und Verunreinigungen entfernt werden. Anschließend wird die Oberfläche mechanisch oder chemisch so vorbereitet, dass eine reproduzierbare Haftbrücke entsteht. Der Gleitlack wird beispielsweise durch Spritzen, Tauchen oder Trommeln aufgebracht. Nach dem Vortrocknen erfolgt die Vernetzung entsprechend dem Bindersystem bei Umgebungstemperatur oder thermisch im Ofen. Erst der vollständig beherrschte Prozess erzeugt die geforderte Schichthaftung und Belastbarkeit.

Zu den prozessrelevanten Merkmalen gehören Reinigungszustand, Oberflächenenergie, Rauheit, Nassfilmauftrag, Trocknung, Vernetzungstemperatur, Haltezeit und Bauteiltemperatur. Bei massiven oder geometrisch komplexen Werkstücken kann die tatsächliche Bauteiltemperatur deutlich zeitversetzt zur Ofentemperatur ansteigen. Eine nur nominell eingehaltene Ofeneinstellung garantiert daher noch keine vollständige Vernetzung. Prozessfenster und Prüfmerkmale sollten in der Fertigungslenkung dokumentiert werden.

Die Auswahl der Applikationsmethode beeinflusst Schichtdickenverteilung, Kantenabdeckung und Wirtschaftlichkeit. Spritzen ermöglicht eine gezielte oder partielle Beschichtung; Tauchen und Trommeln sind für bestimmte Serienbauteile geeignet. Funktionsflächen, die nicht beschichtet werden dürfen, müssen maskiert werden. Nacharbeit und Prüfung sind so auszulegen, dass kein unkontrollierter Materialabtrag an kritischen Kontaktzonen entsteht.

3.2. Wirkmechanismus und Einlauf

Während der ersten Relativbewegungen wird die Gleitlackoberfläche an die Gegenfläche angepasst. Hervorstehende Bereiche werden nicht zwangsläufig abrasiv abgetragen; abhängig vom System können Festschmierstoff und Binder lokal umgelagert, verdichtet oder eingeebnet werden. Dadurch wächst der tragende Flächenanteil, während scharf ausgeprägte Spannungsspitzen reduziert werden. Dieser kontrollierte Einlauf ist von einem unkontrollierten Schichtversagen zu unterscheiden.

Im Betrieb liegt die bevorzugte Scherzone innerhalb der Grenzschicht oder an einer definierten Grenzfläche. Der direkte metallische Kontakt wird verhindert, sodass sich die Reibpartner nicht adhäsiv verbinden können. Bei geeigneter Auslegung bleibt der Unterschied zwischen Haft- und Gleitreibung klein; dies unterstützt ruhige Bewegungen und reduziert Stick-Slip. Gleichzeitig wird die Oberfläche gegenüber Montagebeschädigungen geschützt. Die NASA-Übersicht zu Festschmierstoffen zeigt die große Bandbreite gebundener Festschmierstoffsysteme und verdeutlicht, dass Auswahl und Leistungsfähigkeit stets von den Betriebsbedingungen abhängen [6].

Die erreichbare Lebensdauer ist keine konstante Stoffeigenschaft. Sie hängt unter anderem von Schichtsystem, Festschmierstoff, Binder, Substrathärte, Gegenkörper, Vorbehandlung, Schichtdicke, Pressung, Geschwindigkeit, Temperatur, Medium und Zahl der Lastwechsel ab. Eine belastbare Aussage zur Standzeit erfordert daher eine anwendungsnahe Prüfung des gesamten Tribosystems.

4. Auslegung nach dem Beanspruchungskollektiv

Die Auswahl einer Schmierungsstrategie beginnt mit einer strukturierten Beschreibung des Lastkollektivs. Hohe Pressung und geringe Geschwindigkeit sprechen häufig für den Einsatz einer fest verankerten Grenzschicht. Steigt die Geschwindigkeit und kann sich ein tragender Flüssigkeitsfilm aufbauen, gewinnen Öl- oder Fettschmierung an Bedeutung. Zwischen diesen Bereichen kann eine Kombinationsschmierung Vorteile bieten. Abbildung 3 dient ausschließlich der qualitativen Einordnung; die Grenzen sind werkstoff- und anwendungsspezifisch.

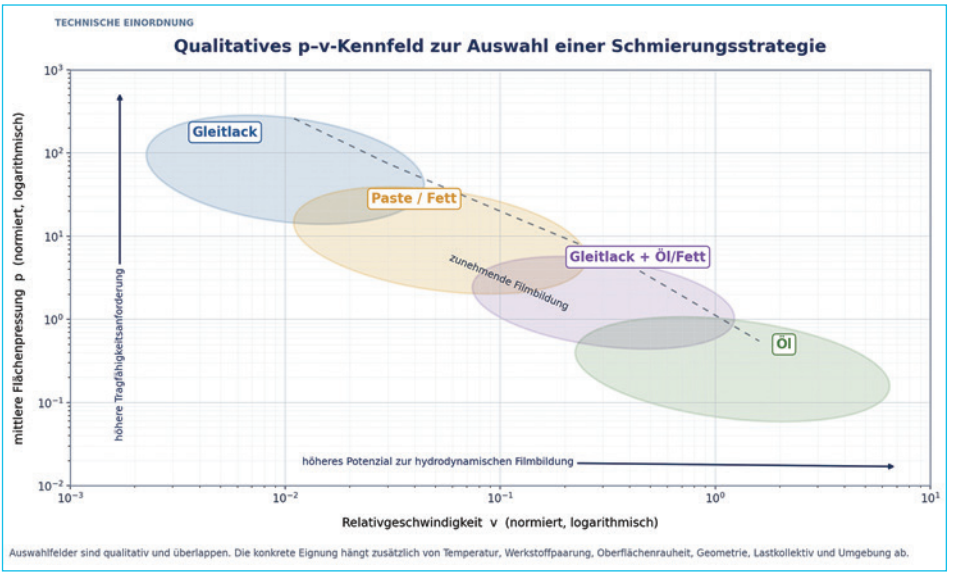


Abb. 3: Qualitative Einordnung von Schmierungsstrategien nach Pressung und Relativgeschwindigkeit

Tab. 1: Auslegungsgrößen eines tribologischen Grenzschichtsystems

Einflussgröße	Fragestellung für die Auslegung	Mögliche Folge bei Fehlanpassung
Normalkraft/ Pressung	Wie hoch sind nominelle und lokale Kontaktpressung?	Durchdringung, plastische Deformation, Schichtablösung
Bewegung	Rotierend, oszillierend, intermittierend oder einmalige Montage?	Stick-Slip, ungleichmäßiger Einlauf, vorzeitiger Verbrauch
Geschwindigkeit	Kann ein hydrodynamischer Film entstehen?	Grenzreibung trotz vorhandenen Öls oder Fetts
Temperatur	Dauer-, Spitzen- und Bauteiltemperatur?	Binderabbau, Oxidation, Viskositätsänderung
Zeit/Lastwechsel	Stillstand, Lebensdauer, Zahl der Hübe oder Montagen?	Alterung, Fretting, Verlust der Reproduzierbarkeit
Umgebung	Staub, Wasser, Dampf, Prozessgas, Reinigungsmedium?	Abrasion, Korrosion, chemische Schädigung

Neben den Betriebswerten müssen auch Montage, Transport, Zwischenlagerung und Instandhaltung betrachtet werden. Eine Schicht kann während des eigentlichen Betriebs statisch belastet sein, aber bei der Montage hohen lokalen Gleitwegen ausgesetzt werden. Umgekehrt kann ein nur selten bewegtes Bauteil gerade nach langer Stillstandszeit eine besonders niedrige und reproduzierbare Losbrechkraft benötigen. Die Auslegung muss daher alle Lebensphasen der Kontaktstelle umfassen (Tabelle 1).

4.1. Kombinationsschmierung

Gleitlack und Öl, Fett oder Paste schließen sich nicht aus. Bei der Kombinationsschmierung bildet der Gleitlack eine fest haftende Grund- und Einlaufschicht. Der zusätzliche Schmierstoff übernimmt je nach Anwendung Wärmeabfuhr, Abdichtung, Korrosionsschutz, Dämpfung, Nachschmierung oder den Transport von Additiven in den Kontakt. Wird der flüssige beziehungsweise konsistente Schmierstoff lokal verdrängt oder ist er beim Anfahren noch nicht vollständig verfügbar, bleibt die beschichtete Oberfläche als Schutzebene wirksam.

Die Kombination muss allerdings auf chemische und mechanische Verträglichkeit geprüft werden. Öl oder Fett können ein Bindersystem anquellen, die Haftung beeinträchtigen oder den Reibwert unerwünscht verändern. Umgekehrt kann die Gleitlackoberfläche die Benetzung oder Additivwirkung des Sekundärschmierstoffs beeinflussen. Die Entscheidung erfolgt daher nicht nach dem *Prinzip mehr Schmierstoff ist besser*, sondern auf Grundlage eines geprüften Gesamtsystems.

5. Anwendungen in Kraftwerksanlagen

5.1. Konventionelle und thermische Anlagen

In thermischen Kraftwerks- und Verbrennungsanlagen finden sich zahlreiche langsam, intermittierend oder nur während Montage und Revision bewegte Kontaktstellen. Geeignete Kandidaten sind Spindeln und Führungen von Armaturen, Klappenwellen, Bolzen und Gelenke von Stellmechanismen, Pass- und Steckverbindungen, Führungen an Reinigungs- und Austragssystemen sowie hoch belastete Schraubenverbindungen. Die Eignung des Schmiersystems ist für jede Kontaktstelle gesondert zu prüfen; schnell laufende Wälzlager oder dauerhaft rotierende Getriebe bleiben grundsätzlich Anwendungsfelder für Öl und Fett.

Bei Rauchgas- und Feuerungskomponenten können Temperatur, korrosive Kondensate und abrasive Partikel gleichzeitig auftreten. Eine offen liegende Fettschicht kann Partikel binden, während eine vernetzte Trockenschicht keine vergleichbare klebrige Oberfläche bildet. In anderen Fällen ist gerade die Dicht- oder Korrosionsschutzwirkung eines Fettes erwünscht. Die Wahl zwischen Trocken- und Kombinationsschmierung folgt deshalb dem konkreten Lastkollektiv und der Zugänglichkeit für Nachschmierung.

Für Armaturen sind gleichmäßige Betätigungskräfte, geringe Losbrechmomente und Korrosionsschutz von Bedeutung. An Spindeln, Führungsflächen und Stellmechanismen kann eine geeignete Grenzschicht die Werkstoffpartner trennen und das Risiko adhäsiver Verbindungen vermindern. Bei hohen Temperaturen sind Binderstabilität, Gegenwerkstoff und Umgebungsatmosphäre besonders zu berücksichtigen. Aussagen zur Eignung dürfen nicht allein aus der maximalen Temperaturangabe eines Produktdatenblatts abgeleitet werden; entscheidend ist die Temperatur an der tatsächlichen Reibstelle unter Last.

5.2. Regenerative Energieanlagen

Regenerative Energieanlagen besitzen vergleichbare tribologische Grundaufgaben, jedoch unterschiedliche Umgebungsbedingungen. In Windenergieanlagen kommen hoch belastete Schraubenverbindungen, Passungen, Verzahnungen, Pitch- und Yaw-Komponenten sowie Montageflächen in Betracht. Wasserkraftanlagen enthalten langsam bewegte Leit- und Laufschaufelverstellungen, Schütze, Klappen, Spindeln und Gelenke. Biomasseanlagen weisen zusätzlich staub- und aschebelastete Förder-, Rost- und Austragssysteme auf. In solarthermischen und geothermischen Anlagen sind Stellmechanismen, Armaturen und temperaturbeeinflusste Verbindungen mögliche Einsatzorte.

Der Begriff *regenerativ* ändert die tribologische Auslegungsmethodik nicht. Maßgeblich bleiben Kontaktpaarung, Lastkollektiv und Umgebung. Unterschiede ergeben sich beispielsweise aus Offshore-Korrosion, Feuchtigkeit, biologisch abbaubaren Betriebsmitteln, abrasivem Biomassestaub oder langen Wartungsintervallen. Gerade bei schwer zugänglichen Bauteilen kann eine dauerhaft haftende Grenzschicht die Robustheit gegenüber Mangelschmierung während einzelner Betriebsphasen erhöhen (Tabelle 2).

Tab. 2: Auswahl möglicher Gleitlackanwendungen in Kraftwerksanlagen

Anlagenbereich	Beispiele geeigneter Kontaktstellen	Bevorzugte Funktion der Grenzschicht
Kessel/Feuerung	Klappen, Führungen, Bolzen, Reinigungsmechanismen	Trennung, Einlauf, Schutz bei langsamer Bewegung
Armaturen	Spindeln, Gleitführungen, Stellmechanismen	definierte Betätigung, Korrosions- und Losbrechschutz
Schrauben/ Flansche	Gewinde, Kopf- und Mutterauflagen, Passflächen	reproduzierbare Vorspannung, Demontierbarkeit
Förder-/ Austragstechnik	Gelenke, Führungen, Bolzen, Kettenelemente	Schutz bei Staub und intermittierender Bewegung
Windenergie	Montageflächen, Passungen, ausgewählte Stellkontakte	Montageschutz, Fretting- und Korrosionsschutz
Wasserkraft	Leitapparat, Klappen, Schütze, Spindeln	Schutz bei langsamer Bewegung und Feuchtigkeit

6. Anwendungsbeispiel Schraubenverbindung

Bei drehmomentgesteuert montierten Schraubenverbindungen wird nur ein Teil des eingebrachten Anziehdrehmoments in Vorspannkraft umgesetzt. Der überwiegende Anteil wird durch Reibung im Gewinde und unter der Kopf- beziehungsweise Mutterauflage verbraucht. Die genaue Verteilung hängt von Geometrie und Reibungszahlen ab; die häufig verwendete Darstellung von ungefähr 40 % Gewindereibung, 50 % Auflagereibung und 10 % nutzbarer Vorspannarbeit ist deshalb als anschauliche Größenordnung und nicht als universelle Konstante zu verstehen (Abbildung 4). VDI 2230 Blatt 1 behandelt die systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen und berücksichtigt die Bedeutung der Reibungszahlen für Montage und Vorspannung [2].



Abb. 4: Schematische Aufteilung des Anziehdrehmoments bei einer Schraubenverbindung bei μ_{tot} = 0,12 [5]

Vereinfacht kann der Zusammenhang zwischen Anziehdrehmoment M_A und Montagevorspannkraft F_M über Reibungsanteile im Gewinde und an der Auflage beschrieben werden. Bereits geringe Schwankungen der Reibungszahlen können bei konstantem Drehmoment zu erheblichen Streuungen der Vorspannkraft führen. Für die Betriebssicherheit ist deshalb nicht zwingend der niedrigste, sondern ein definierter und reproduzierbarer Reibwert entscheidend. Prüfungen nach ISO 16047 erfassen den Zusammenhang zwischen Drehmoment und Klemmkraft sowie die Reibungsanteile unter festgelegten Bedingungen [3].

Eine vernetzte Gleitlackschicht kann die Reibpartner im Gewinde und an der Auflage zuverlässig trennen. Dadurch werden direkte metallische Kontakte und adhäsive Werkstoffverbindungen verhindert. Im Unterschied zu einer lose aufgebrachten Paste ist die funktionale Schicht an der vorgesehenen Oberfläche fixiert. Dies kann die Gleichmäßigkeit der Applikation, die Sauberkeit der Handhabung und die Reproduzierbarkeit der Montage unterstützen. Die konkrete Eignung hängt jedoch von Werkstoff, Gewindegeometrie, Vorbehandlung, Schichtdicke, Gegenfläche und gefordertem Reibwertfenster ab.

Für Kraftwerksrevisionen ist neben der Montage besonders die spätere Demontage relevant. Lange thermische Beanspruchung, Oxidation, korrosive Medien und hohe Flächenpressung können die Lösbarkeit verschlechtern. Die Grenzschicht muss deshalb sowohl beim Anziehen als auch nach der Betriebszeit funktionsfähig bleiben. Ein geeigneter Nachweis umfasst nicht nur die anfängliche Reibungszahl, sondern Alterung beziehungsweise Temperaturauslagerung, anschließendes Lösemoment, Sichtprüfung der Kontaktflächen und Bewertung von Materialübertragungen.

7. Prüfung und Nachweisführung

Laborprüfungen dienen zunächst dem Vergleich und der Vorauswahl. Ihre Aussagekraft ist an die Übereinstimmung mit dem realen Tribosystem gebunden. Die ASTM G99 weist für Pin-on-Disk-Prüfungen ausdrücklich darauf hin, dass Verschleiß und Reibung von Last, Geschwindigkeit, Gleitweg, Umgebung, Werkstoffen und Maschinenbedingungen abhängen und Laborwerte nicht ohne Weiteres auf abweichende Betriebsbedingungen übertragen werden können [7]. Gleiches gilt für andere Modellprüfungen.

Der Brugger-Test kann Unterschiede im Lasttragevermögen von Schmierstoffen unter einer definierten Linienberührung sichtbar machen. Für die Bewertung einer Schraubenverbindung oder Armatur bildet er jedoch weder Kontaktgeometrie noch Bewegungsablauf vollständig ab. Er eignet sich deshalb als Screening, nicht als alleiniger Freigabenachweis. Im vorliegenden Datenbestand wird für ein synthetisches Motoröl ein Brugger-Wert von 45 und für eine Kombination aus offen härtendem Gleitlack und Hochleistungspaste ein Wert von 187 angegeben (Abbildung 5) [5]. Diese Werte belegen einen deutlichen Unterschied innerhalb dieses Prüfverfahrens; sie dürfen nicht als direkte Lebensdauerprognose für eine Kraftwerkskomponente interpretiert werden.



Abb. 5: Beispiel eines Brugger-Vergleichs als Screening einer Kombinationsschmierung [5]

Für eine anwendungsbezogene Freigabe wird eine Prüfkette empfohlen: Werkstoff- und Oberflächencharakterisierung, Schichtdicken- und Haftungsprüfung, Modelltest unter abgestimmter Pressung und Geschwindigkeit, Bauteiltest sowie gegebenenfalls Felderprobung. Bei Schraubenverbindungen sind Drehmoment-Klemmkraft-Prüfungen, Wiederholmontage, Temperaturauslagerung und Demontageprüfung sinnvoll. Bei Stell- oder Führungselementen sind Betätigungskraft, Losbrechkraft, Verschleißbild, Korrosionsbeanspruchung und Funktionsreserve nach Stillstand zu erfassen (Tabelle 3).

Tab. 3: Empfohlene Nachweiskette für tribologische Grenzschichtsysteme

Prüfebene	Typische Merkmale	Aussage
Oberfläche/ Schicht	Rauheit, Materialanteil, Sauberkeit, Schichtdicke, Haftung, Vernetzung	Fertigungs- und Prozessfähigkeit
Modellkontakt	Reibwert, Verschleiß, Lasttragevermögen, Temperatur und Medium	vergleichende Systemauswahl
Bauteilprüfung	Kraft-/Momentverlauf, Einlauf, Wiederholung, Lösemoment	Funktion in realer Geometrie
Alterung/Feld	Standzeit, Stillstand, Korrosion, Demontagezustand	Eignung über den Lebenszyklus

8. Arbeitsschutz und Instandhaltung

Neben der tribologischen Leistung beeinflussen Handhabung, Sauberkeit und Gefahrstoffeinstufung die Auswahl von Schmierstoffen. Wessely hat sich unter anderem auf weiße Hochleistungspasten spezialisiert. Die weiße Farbe kann die Sichtkontrolle und saubere Anwendung unterstützen, ist jedoch kein Kriterium für die gefahrstoffrechtliche Einstufung. Ob ein konkretes Produkt gemäß CLP-Verordnung kennzeichnungspflichtig ist, ergibt sich ausschließlich aus Rezeptur, Einstufung und aktuellem Sicherheitsdatenblatt [8].

Nicht kennzeichnungspflichtige Pasten können die Gefährdungsbeurteilung und Handhabung im Instandhaltungsumfeld erleichtern, sofern ihre technische Leistungsfähigkeit für die Kontaktstelle nachgewiesen ist. In Kombination mit einem Gleitlack können sie zusätzliche Schmier-, Dicht- oder Korrosionsschutzfunktionen übernehmen. Produktbezeichnungen und pauschale Aussagen zur Kennzeichnungsfreiheit sollten im Manuskript nur verwendet werden, wenn die zum Zeitpunkt der Veröffentlichung gültigen Sicherheitsdatenblätter dies bestätigen.

Aus Sicht der Instandhaltung bietet die konstruktive Auslegung der Grenzschicht einen weiteren Vorteil: Der Schmierstoff wird nicht erst bei der Wartung als Hilfsmittel hinzugefügt, sondern die vorgesehene Kontaktfunktion wird in Zeichnung, Fertigungsplan, Beschichtungsspezifikation und Prüfplan verankert. Damit werden Zuständigkeiten, Schichtzonen, zulässige Reibwerte und Freigabekriterien reproduzierbar festgelegt.

9. Zusammenfassung und Ausblick

Vernetzte Gleitlackbeschichtungen können in Kraftwerksanlagen als funktionales Konstruktionselement eingesetzt werden. Sie bilden eine fest haftende tribologische Trennschicht, verhindern den direkten metallischen Kontakt und ermöglichen definierte Reib- und Einlaufverhältnisse. Ihr Potenzial liegt insbesondere bei hoher Flächenpressung, geringer oder intermittierender Bewegung, langen Stillständen, Montage- und Demontagevorgängen sowie Kontaktstellen, an denen Öl oder Fett allein keine ausreichend robuste Grenzschicht sicherstellt.

Die Funktion entsteht nicht durch das Beschichten allein. Entscheidend ist die systematische Abstimmung von Werkstoffpaarung, Fertigungsverfahren, Oberflächenmikrogeometrie, Vorbehandlung, Schichtaufbau, Vernetzung und Beanspruchungskollektiv. Diese Betrachtung auf Mikroebene verbindet Konstruktion und Fertigung mit der späteren Betriebs- und Instandhaltungsaufgabe. Schrau-

benverbindungen verdeutlichen, dass definierte Reibwerte sowohl für reproduzierbare Vorspannkräfte als auch für die zuverlässige Demontage nach thermischer Langzeitbeanspruchung relevant sind.

Gleitlacke können als Trockenschmierung oder als Grundschicht einer Kombinationsschmierung mit Öl, Fett oder Paste eingesetzt werden. Für eine belastbare Freigabe müssen Labor-, Bauteil- und Alterungsprüfungen das reale Tribosystem ausreichend abbilden. Zukünftige Arbeiten sollten deshalb anwendungsbezogene Kennfelder aus Pressung, Geschwindigkeit, Temperatur, Medium und Lastwechselzahl sowie standardisierte Prüfketten für ausgewählte Kraftwerkskomponenten entwickeln. Auf dieser Grundlage kann die tribologische Grenzschicht frühzeitig in Konstruktion und Instandhaltungsstrategie integriert werden.

10. Quellen

[1] Gesellschaft für Tribologie e. V.: GfT-Arbeitsblatt 7 (2002). Tribologie – Verschleiß, Reibung – Definitionen, Begriffe, Prüfung, technische Regel, 09/2002.

[2] VDI 2230 Blatt 1 (2015). Systematische Berechnung hochbeanspruchter Schraubenverbindungen – Zylindrische Einschraubenverbindungen, VDI-Richtlinie, 11/2015.

[3] ISO 16047 (2005). Fasteners – Torque/clamp force testing, International Standard, 02/2005, bestätigt 2018; mit Amendment 1:2012.

[4] Wessely Ges.m.b.H.: Gleitlackbeschichtungen – Ein Schmierstoff als *Konstruktionselement*. Korneuburg, 2015.

[5] Wessely Ges.m.b.H.: Tribologie – Schraubtechnik. Präsentationsunterlagen, Stand 15.07.2024.

[6] McMurtrey, E. L.: Lubrication Handbook for the Space Industry. Part A: Solid Lubricants. Part B: Liquid Lubricants. NASA Technical Memorandum 86556, Marshall Space Flight Center, 1985.

[7] ASTM G99-23 (2023). Standard Test Method for Wear and Friction Testing with a Pin-on-Disk or Ball-on-Disk Apparatus, ASTM International, 2023.

[8] Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen (CLP-Verordnung), konsolidierte Fassung.

Innovation & Kreislaufwirtschaft
Sachsen e.V.

REGIONALE NETZ-WERKE FÜR DIE KREIS-LAUFWIRTSCHAFT

ARBEITSSCHWERPUNKTE

- **Energie**
  Energie ist der zentrale Rohstoff einer funktionierenden Kreislaufwirtschaft
- **Rohstoffe | Wertstoffe**
  Innovative Verfahren zur Wertstoffrück-gewinnung
- **Standortentwicklung**
  Die Entwicklung einer synergetischen Stoff- und Energiestromwirtschaft ist das Ziel zukunftsfähiger Industriestandorte
- **Zirkuläres Bauen**
  Eine enge Verzahnung von Planung, Bau und Rückbau



Innovation & Kreislaufwirtschaft e. V.
www.ik-sachsen.de

Vermeidung von Druckstößen und Kondensationsschlägen bei der Schnellabsperrung von Zweizonenspeichern in Fernwärmesystemen

Andreas Dudlik

1. Einführung zu Strömungsprozessen in Zweizonenspeichern 978
2. Modellierung 982
3. Ergebnisse.....984
4. Quellen 989

Zweizonenspeicher (ZSp) sind aufgrund der folgenden beiden Anforderungen gegen Unter- und Überdruck durch Druckstöße und Kondensationsschläge zu schützen:

1. Die maximale Heißwasser-Zulauftemperatur zum ZSp muss begrenzt werden.Ausdampfung und unkontrollierte Re-Kondensation im ZSp müssen vermieden werden. Beim raschen Absperren der VL-Armaturen des Zweizonenspeichers können Druckstöße in den Zulaufleitungen zum ZSp entstehen.
2. Vermeidung einer zu großen Druckdifferenz (zwischen oberer Zone und unterer Zone) auf das Zwischendach des ZSp: Große ZSp sind anfällig für Druckschwankungen, die auf das Zwischendach wirken. Diese Druckschwankungen entstehen aus den Ausgleichsvolumenströmen, die sich beim Be- und Entladen des ZSp durch die Ausgleichsleitungen (AGL) zwischen oberer und unterer Zone des ZSp ergeben. Diese Volumenströme sind zeitlich nicht konstant und müssen somit dynamisch berechnet werden.

Dieser Beitrag befasst sich mit der Modellierung und Berechnung der Schnellabschaltung von Zweizonenspeichern in Fernwärmesystemen. Es treten hierbei erhebliche Druckstöße und Kondensationsschläge auf, die durch Windkessel, Blasenspeicher und durch eine geeignete Schließcharakteristik der schnell absperrenden Armaturen gedämpft werden.

Bei der Modellierung des Speichers ist darauf zu achten, den Speicher mit der tatsächlichen Elastizität zu modellieren, um zu konservative Ergebnisse zu vermeiden. Weitere wichtige Kenngrößen sind Typ und Schließcharakteristik der eingesetzten Rückschlagarmaturen sowie die Trägheitsmomente der Vor- und Rücklaufpumpen.

1. Einführung zu Strömungsprozessen in Zweizonenspeichern

Die beiden übereinanderliegenden Zonen sind mit Wasser gefüllt und durch ein Zwischendach voneinander getrennt. Durch kommunizierende Röhren werden die Zonen verbunden, sodass die obere Zone Druck auf die untere Zone ausübt (Abbildung 1). Die Wärmespeicheranlage in diesem Beispiel besteht aus einem Zweizonen-Speicherbehälter (ZSp) mit einem Bruttovolumen von 55.000 m^3 und einem für die Speicherung von Wärme nutzbaren Volumen von ca. 45.000 m^3. Dies entspricht einem Wärmespeichervermögen von ca. 2000 MWh. Der ZSp ist mit je 3 × 50 % Vorlauf-(VLP) und 3 × 50 % Rücklaufpumpen (RLP) mit nachgeschalteten Regelarmaturen ausgestattet, über die man den ZSp mit einer Wärmeleistung von bis zu 200 MW be- und mit bis zu 230 MW entladen kann. Die maximale Temperatur für die Beladung des ZSp beträgt 98 °C. Hierzu ist zwischen den Förderpumpen und dem Anbindepunkt zum Fernwärmenetz eine Beimischstation installiert, die eine maximale Beladetemperatur von 98 °C ±1 K gewährleistet. Der Druck am Boden des ZSp wird über die dem Speicher zugeordnete Wassermanagementanlage am Standort in den zulässigen Grenzen gehalten. Der atmosphärische Speicher ist mit einer *schwimmenden* oberen Düse ausgestattet (Abbildung 1).

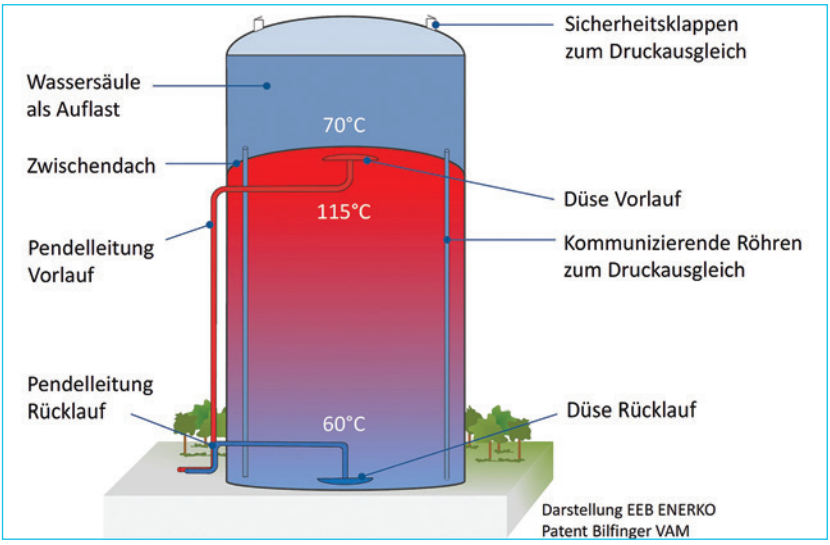


Abb. 1: Prinzip Zweizonenspeicher (ZSp) [1]

Im Folgenden werden die Druckverhältnisse in den Grenzsituationen skizziert (Abbildung 2).

Fall A: Beide Zonen haben die gleiche Temperatur (Ausgangszustand oder vollständige Entladung). Es wird mit gleichen Temperaturen be- und entladen. Es entstehen keine Strömungsvorgänge in den Ausgleichsleitungen (AGL) im Speicher, damit ist der Druck über und unter dem Zwischendach gleich. Es entstehen keine Lasten auf das Zwischendach (Abbildung 2, links).

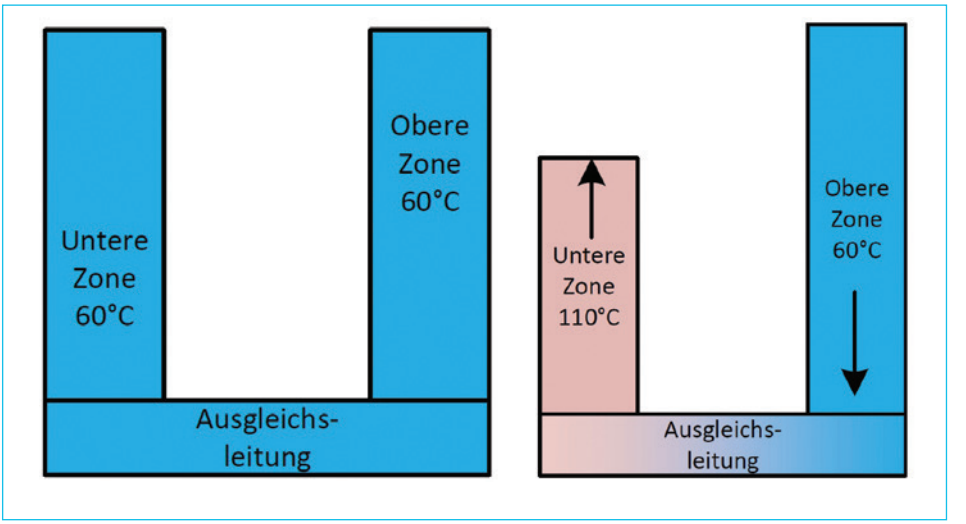


Abb. 2: Druckverhältnisse beim massengleichen Be- und Entladen mit gleichen Temperaturen (Grenzfall, links) sowie bei vollständig aufgeladenem Speicher (rechts).

Fall B: Der Speicher ist voll beladen, die untere Zone ist vollständig mit heißem Wasser (115 °C) gefüllt. Die Dichte des heißen Wassers ist geringer als die Dichte des kalten, somit entsteht eine positive Druckdifferenz auf das Zwischendach (Abbildung 2, rechts).

Bei einer Höhe der Flüssigkeitssäule in der oberen Zone von 10 m, Temperaturen von 60 °C bzw. 115 °C beträgt diese Druckdifferenz ca. 35 mbar. Dies erscheint zunächst gering, die entstehenden Kräfte bei einem Speicher mit 40 m Durchmesser betragen hierbei jedoch + 4.400 kN, welche die Zwischendachkonstruktion abfangen muss.

Fall C: Ent- und Beladen

Beim Entladen strömt nun (bei massegleicher Zu- und Abfuhr) durch die Pendelleitungen (Vor- und Rücklaufleitungen, Abbildung 1) weniger Kaltwasservolumen pro Zeit zu als Heißwasservolumen abgeführt wird. Es erfolgt ein Ausgleichsvolumenstrom durch die Verbindungsleitungen AGL (kommunizierende Röhren)

aus dem oberen Teil des Speichers heraus in den unteren Teil. Die positive Druckdifferenz über dem Zwischendach nimmt beim Entladen ab. Analog ist die Situation beim Beladen – mit umgekehrter Strömungsrichtung in den Verbindungsleitungen (AGL) und Zunahme der Druckdifferenz über das Zwischendach. Da die Strömungsvorgänge in den Verbindungsleitungen Druckverluste erzeugen, kann nicht mit beliebig hohen Massenströmen be- und entladen werden: Beim Entladen wird die Abnahme der Druckdifferenz auf das Zwischendach durch zunehmende Entladegeschwindigkeiten verringert. Es kommt zu Reibung in den Verbindungsleitungen, dadurch entsteht ein positiver Effekt in Form von geringerer Druckdifferenz auf das Zwischendach. Beim Beladen ist es umgekehrt: Es entsteht ein negativer Effekt, die positive Druckdifferenz wird im o. g. Beispiel größer als 35 mbar, wenn der Speicher fast vollständig beladen ist (Tabelle 1, Tabelle 2).

Der maximal zulässige Differenzdruck in einem großen ZSp, der für Druckverluste in den Verbindungsleitungen zur Verfügung steht, liegt in der Größenordnung von +20 / -15 mbar. Dies erscheint zunächst gering, die entstehenden Kräfte bei einem Speicher mit 40 m Durchmesser betragen hierbei jedoch ca. +2.500 / -1875 kN.

Für den Normalbetrieb sind die Druckverluste gering, bei Pumpenausfall bzw. Notabsperrung entstehen jedoch sogenannte Bilanzfehler: Es wird gegenüber der massegleichen Zu- und Abfuhr temporär mehr oder weniger Masse zu- bzw. abgeführt als stationär geplant.

Würde man z. B. beim Beladen mit Volllast beladen und nicht abpumpen, entstehen bei einem Beladevolumenstrom von 5.300 t/h und 60 °C die in Tabelle 1 und Tabelle 2 dargestellten hydraulischen, stationär ermittelten Druckverluste in den Verbindungsleitungen.

Tab. 1: Druckverluste in den Ausgleichsleitungen (Verbindungsleitungen) des ZSp – Nennweite DN 600 bei Ausfall der Rücklaufpumpengruppe

Summe Druckverluste		[mbar]	Bemerkung	Anzahl Ausgleichsleitungen
Strömung von unten nach oben:	mbar	68,6	Summe Druckverluste aus Einlauf unten, Konfusor, Rohrleitung & Auslauf oben	2 * DN 600
Strömung von oben nach unten:	mbar	76,2	Summe Druckverluste aus Einlauf oben, Rohrleitung, Diffusor & Auslauf unten	
Strömung von unten nach oben:	mbar	17,2	Summe Druckverluste aus Einlauf unten, Konfusor, Rohrleitung & Auslauf oben	4 * DN 600
Strömung von oben nach unten:	mbar	19,1	Summe Druckverluste aus Einlauf oben, Rohrleitung, Diffusor & Auslauf unten	

Es wird deutlich, dass bereits unter stationären Bedingungen der Druckverlust in einem System mit zwei Verbindungsleitungen DN 600 so groß werden kann, dass er die zulässigen Werte für das Zwischendach überschreitet. Zusätzliche oder größer dimensionierte Verbindungs- oder Ausgleichsleitungen verschaffen Abhilfe, sind jedoch teuer.

Tab. 2: Druckverluste in den (Verbindungsleitungen) des ZSp – Nennweite DN 700 bei Ausfall der Rücklaufpumpengruppe

Summe Druckverluste		[mbar]	Bemerkung	Anzahl Ausgleichsleitungen
Strömung von unten nach oben:	mbar	34,6	Summe Druckverluste aus Einlauf unten, Konfusor, Rohrleitung & Auslauf oben	2 * DN 700
Strömung von oben nach unten:	mbar	38,7	Summe Druckverluste aus Einlauf oben, Rohrleitung, Diffusor & Auslauf unten	
Strömung von unten nach oben:	mbar	8,7	Summe Druckverluste aus Einlauf unten, Konfusor, Rohrleitung & Auslauf oben	4 * DN 700
Strömung von oben nach unten:	mbar	9,7	Summe Druckverluste aus Einlauf oben, Rohrleitung, Diffusor & Auslauf unten	

Fall D: Notabsperrung und Bilanzfehler

Im Falle einer Notabsperrung, beispielsweise im potenziellen Szenario, dass Erzeugerwasser mit Temperaturen über 115 °C in den Speicher gelangt oder dass es zu Pumpenausfällen kommt, genügt die stationäre Betrachtung der Strömungsprozesse nicht mehr. Es erfolgen trägheitsbedingte, zeitliche Änderungen des Druckes im Speicher durch plötzliche oder schnelle Änderung der Be- und Entladeströme in bzw. aus dem Speicher (Abbildung 3).

Die Anforderungen an die Schnelltrennung des ZSp sind daher wie folgt:

- genügend schnelles Absperren der Zu- und Ablaufleitungen zur Vermeidung von größeren Bilanzfehlern und zur Vermeidung von hohen Druckdifferenzen auf das Zwischendach;
- genügend schnelles Absperren der Zulaufleitungen zur Vermeidung des Eintritts von zu heißem Wasser in den ZSp;
- genügend langsames Absperren der Pendelleitungen (Ausgleichs- oder Verbindungsleitungen) zur Vermeidung von Druckstößen in den Zu- und Ablaufleitungen des ZSp.

2. Modellierung

An dem in Abbildung 3 skizzierten Beispiel erkennt man, dass der Bodendruck p_B in der heißen unteren Zone zunimmt, wenn infolge einer Ausgleichsströmung kaltes Wasser von unten nach oben steigt (Druckverlust). Dadurch steigt dann auch der Druck auf das Zwischendach an.

Man erkennt weiterhin an den Bilanzgleichungen, dass der Druckverlust in den Ausgleichsleitungen (Δp_{AGL}) durch dynamische Prozesse durch die Veränderung der Strömungsgeschwindigkeit v zeitlich abhängig wird (Abbildung 3).

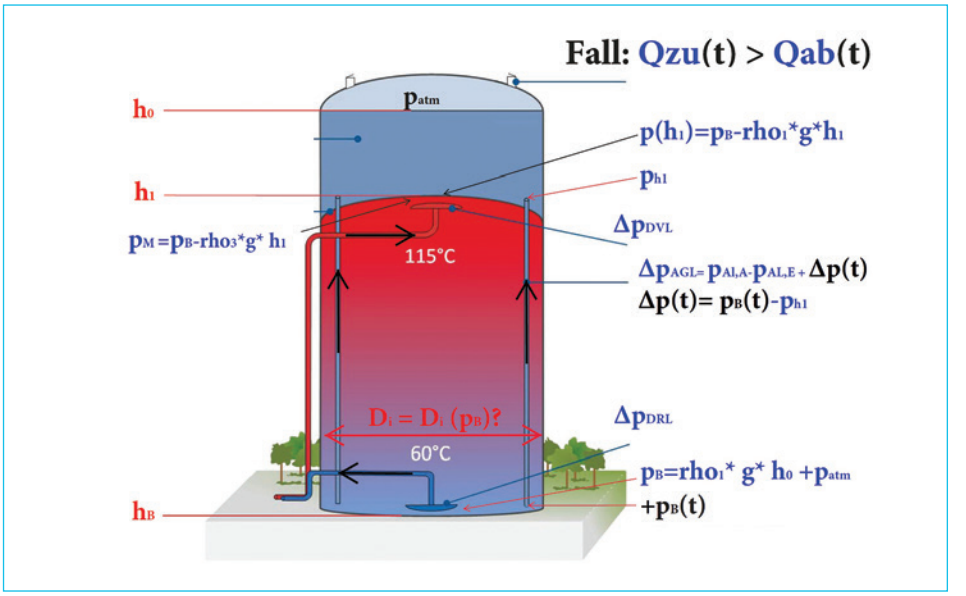


Abb. 3: Druckverhältnisse beim massengleichen Beladen und bei Pumpenausfall von Rücklaufpumpen [2]

Diese zeitliche Abhängigkeit ist bei der Modellierung zu berücksichtigen, um allzu konservative Voraussagen zu vermeiden. Der Behälter wird nun in einem eindimensional rechnenden Druckstoß-Berechnungsprogramm als elastisches Rohrleitungselement analog zu handelsüblichen Rohrleitungen gerechnet. Voraussetzung dafür ist, dass die Elastizität des Speichers aus Messdaten oder einer Festigkeitsberechnung bekannt ist. In Abbildung 4 ist die berechnete Dehnung des Speichers grafisch dargestellt.

Beispiel: Für einen ZSp mit einem Durchmesser von 39 m erhält man eine Druckwellengeschwindigkeit von ca. 288 m/s, wenn man das E-Modul des Stahls sowie die Wanddicke zugrunde legt. Gemäß exakter Festigkeitsberechnung beträgt die tatsächliche Druckwellengeschwindigkeit nur ca. 118 m/s. Dies

bedeutet, dass der Speicher in Realität deutlich weicher ist als ein Rohr mit entsprechendem Durchmesser und gleicher Wanddicke (Tabelle 3). Der Speicher ist also besser in der Lage, Druckänderungen durch Dehnung abzuschwächen.

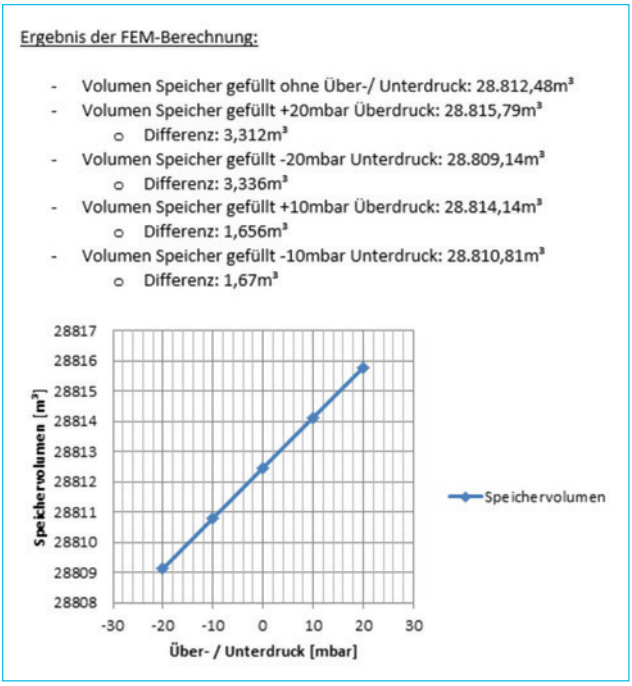


Abb. 4: FEM-Berechnung der Volumenänderung des ZSp bei Druckänderung

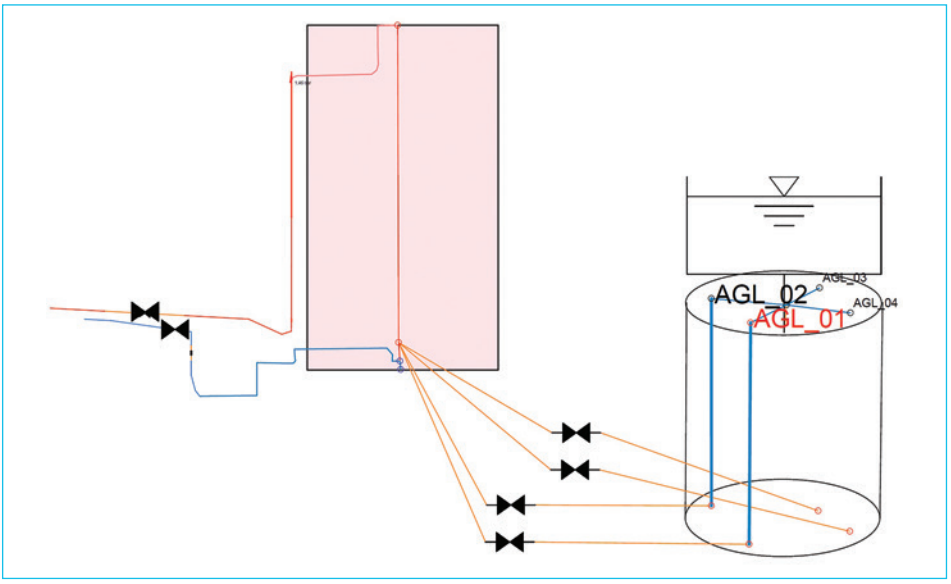


Abb. 5: Modellüberblick Zweizonenspeicher (ZSp)

Tab. 3: Ermittlung und Vergleich der Druckwellengeschwindigkeiten aus den Stoffdaten

$$a_R = \frac{1}{\sqrt{\rho\left(\frac{1}{K} + \frac{d_i}{E_1 s_1 + E_2 s_2}\right)}}$$

					Werte	Einheit
Flüssigkeit		Dichte	ρ	=	1000,3	kg/m³
		Kompressionsmodul	K	=	2,03E+09	N/m²
		Schallgeschwindigkeit Wasser	**a_0**	=	1,42E+03	m/s
Rohr		Innendurchmesser	d_i	=	39000,0	mm
	Material 1	Elastizitätsmodul	E_1	=	2,10E+11	N/m²
		Wandstärke	s_1	=	16,0	mm
	Material 2	Elastizitätsmodul	E_2	=	0,0	N/m²
		Wandstärke	s_2	=	0,0	mm
Speicher		Volumenänderung	dV	=	6,330	m³
		Druckänderung	dp	=	2000	Pa
		Gesamtvolumen ZSp	V	=	44169	m³
Schallgeschwindigkeit		Rohr	**a_R**	=	**287,4**	**m/s**
Schallgeschwindigkeit		ZSp	**a_{eff} (p)**	=	**117,7**	**m/s**

Daraufhin können Speicher und Rohrleitungen mit einem Druckstoß-Berechnungsprogramm modelliert werden (Abbildung 5). Hierbei ist der Speicher selbst, nicht wie sonst üblich, eine feste Druckrandbedingung, sondern ein System aus einem großen Rohr (der Speicher selbst) sowie den Verbindungs- oder Ausgleichsleitungen.

Auswirkungen auf das FW-System können mit modelliert werden. Dies wird jedoch im Rahmen dieses Beitrags nicht diskutiert. Generell gilt: Werden die dynamischen Druckänderungen beherrscht, sind die Auswirkungen auf das Gesamtnetz gering.

3. Ergebnisse

Szenario: Ausfall aller Speicherpumpen mit Schnellabschaltung des Speicherbehälters bei zugeschalteten Windkesseln

Die Berechnungen wurden mit dem Programm SIR-3S, Fa. 3S Consult, Garbsen, durchgeführt. Wird die Schnellabschaltung durch einen Stromausfall (Schwarzfall) ausgelöst, fallen zunächst die Speicherpumpen aus. Erst nach

einer Verzögerung durch Messung, Informationsverarbeitung und Ausgabe wird die Schnellabschaltung des Wärmespeichers, also das noch fehlende Schließen aller Schnellschlussklappen (SSV), ausgelöst. Die Totzeit beträgt 3 s.

Abbildung 6 zeigt die entstehenden Bilanzfehler (Differenz zwischen zeitlichem Verlauf des Zu- und Ablaufs) bei Ausfall der Pumpen beim Beladen des ZSp.

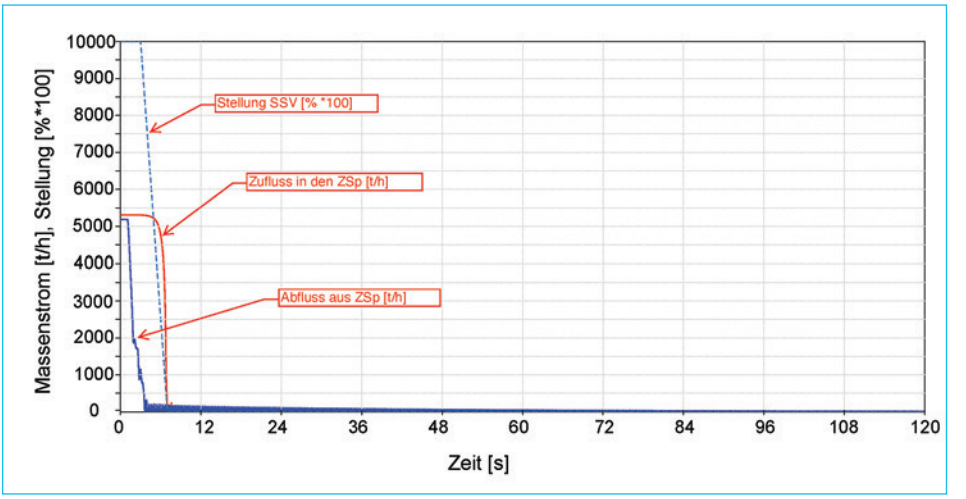


Abb. 6: Zeitliche Verläufe des Massenstroms [t/h] in den ZSp bzw. aus dem ZSp und Stellung der Schnellschussarmaturen des Zu- und Ablaufs [%*100]

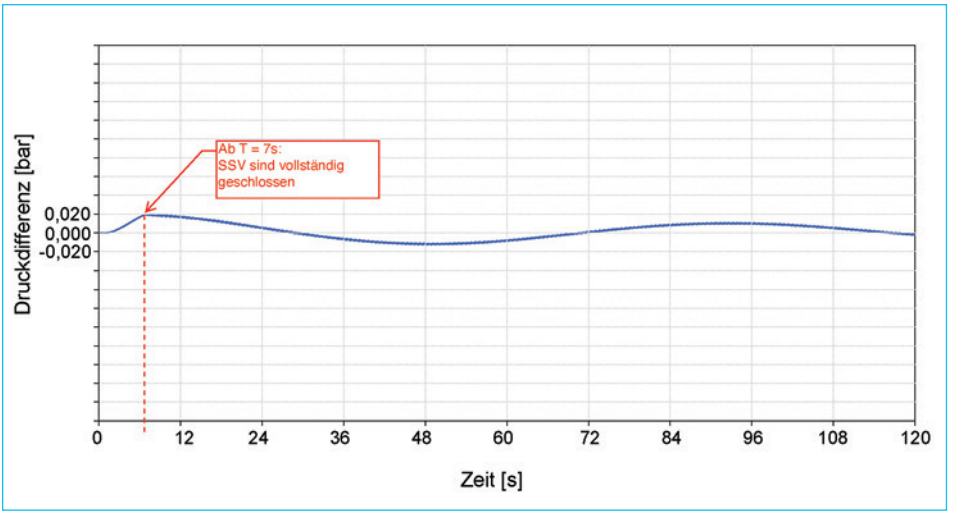


Abb. 7: Druckverlauf über dem Zwischendach nach Schnellabsperrung des ZSp innerhalb von 4 s (zzgl. 3 s Totzeit)

Um die hydraulisch bedingten Druckschwankungen bei dem o.g. Bilanzfehler von 5.300 t/h in den geforderten Grenzen zu halten (+20 / -15 mbar), ist ein Absperren der Zu- und Ablauf-Schnellschlussklappen innerhalb von 4 s erforderlich (Abbildung 7, Abbildung 8).

In Abbildung 8 sind die zeitlichen Verläufe des Überdruckes [bar,ü] und der Armaturenstellung [%] in den VL-Leitungen dargestellt. Man erkennt, dass der Druck hinter der SSV auf 0,43 bar,ü abfällt. Da die Temperatur des Wassers an dieser Stelle 110 °C im ungünstigsten Fall nicht unterschreitet, wird Dampfdruck erreicht. Die Berechnung erfolgt mit einem Windkessel, dessen Volumen 8 m^3 beträgt.

Die zunächst recht unscheinbar wirkende Druckschwankung hinter den Schnellschlussventilen (SSV; 5,1 bar) führt zu dynamischen Halterungslasten von 1,5 kN/m, bezogen auf eine gerade Rohrleitung zwischen zwei 90° Bögen. Bei einer geraden Länge von 130 m wird unter der Annahme eines dynamischen Lastfaktors von 2,0 die maximale Last von 200 kN erreicht. Wird ohne Windkessel gefahren, würden in diesem Falle die in Abbildung 9 dargestellten Druckverläufe entstehen (p_{max} ca. 39 bar). Entsprechend proportional höher sind in diesem Fall die dynamischen Lasten auf die Halterungen.

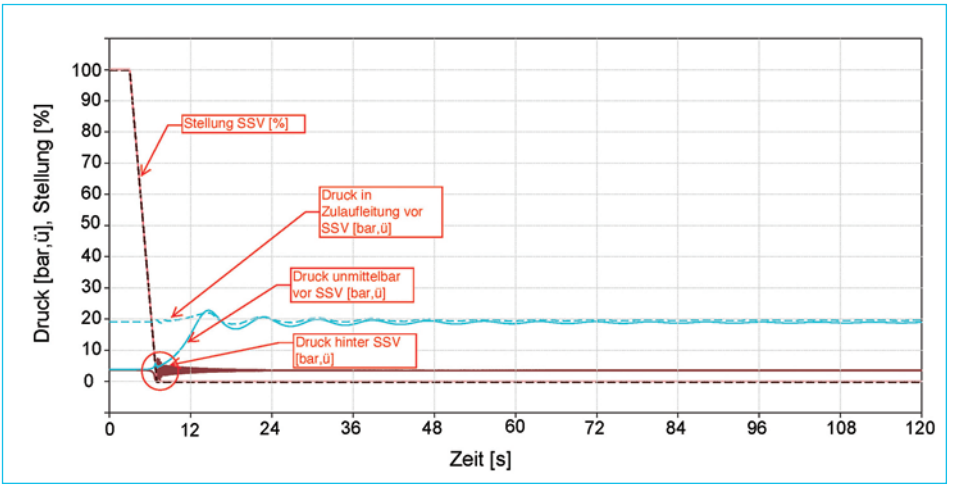


Abb. 8: Zeitliche Verläufe des Überdruckes [bar,ü] und der Armaturenstellung [%] in den VL-Leitungen, Ergebnisse mit Windkessel im Vor- und Rücklauf, Volumen je 8 m^3

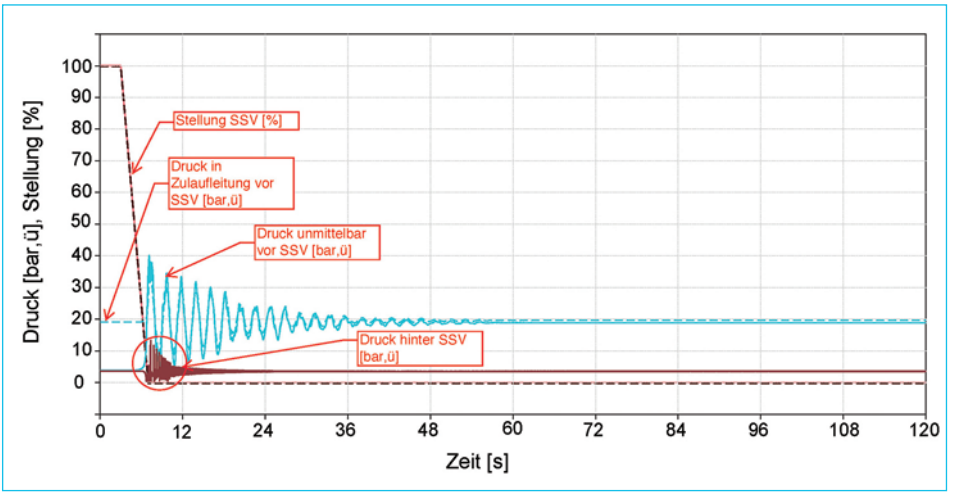


Abb. 9: Zeitliche Verläufe des Überdruckes [bar,ü] und der Armaturenstellung [%] in den VL-Leitungen ohne Blasenspeicher/Windkessel

In Abbildung 10 sind die zeitlichen Verläufe des Überdrucks [bar,ü] in den RL-Leitungen bei jeweils maximalem stationärem Betriebsdruck dargestellt. Aufgrund der zusätzlichen Rückschlagklappe und des Durchmessersprungs im RL erfolgen höherfrequente Druckoszillationen im Nebensystem in den ersten 12 Sekunden. Die Hauptschwingungen entsprechen den Reflektionszeiten gemäß Modell. In der Realität werden die Amplituden infolge von Teilreflektionen aus dem System stärker gedämpft als in der Simulation. Aufgrund des Windkessels im RL des Hauptsystems gibt es dort noch eine zusätzliche Hauptschwingung mit sehr niedriger Frequenz. In diesem Fall wird nur ein Windkessel für das Hauptsystem benötigt (Volumen: 8 m^3), im Nebensystem sind die auftretenden Druckschwankungen hinreichend klein. Ohne Windkessel betragen die Druckstöße etwa 30 bar,ü.

Hinweis: Die Berechnung erfolgte unter Verwendung von Düsen-Rückschlagventilen. Bei Nutzung trägerer Rückschlagklappen (RSK) wurden hier deutlich höhere Druckoszillationen ermittelt.

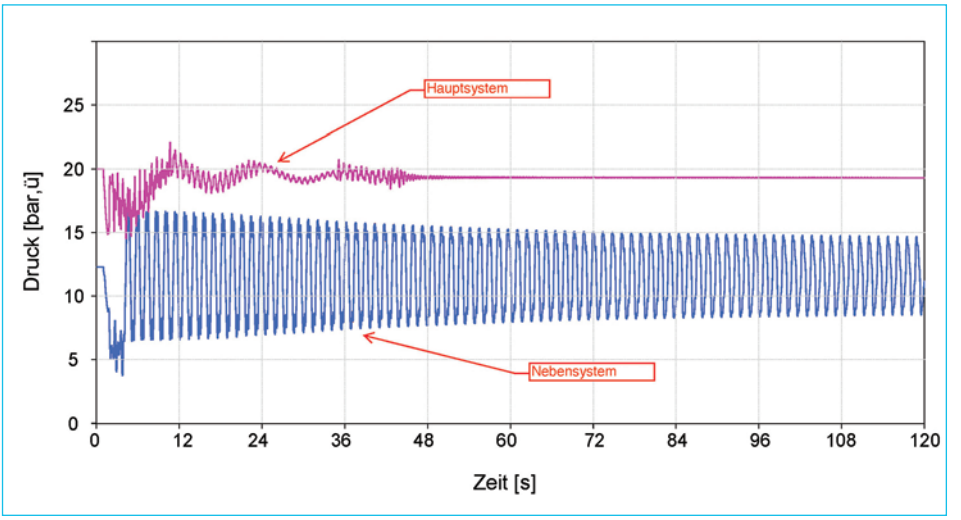


Abb. 10: Zeitliche Verläufe des Überdruckes [bar,ü] in den RL-Leitungen bei jeweils maximalem stationärem Betriebsdruck

In Abbildung 11 ist der Füllstandsverlauf in den Windkesseln dargestellt. Der grüne Kurvenverlauf zeigt den Füllstand beim Beladen im Vorlauf (Zustrom) an, wenn die SSV geschlossen werden. Der blaue Kurvenverlauf ist der Füllstand im Windkessel im Rücklauf, wenn die Rücklaufpumpen ausfallen. Wichtig ist, dass weder der maximale Füllstand von 100 % noch der minimale Füllstand von 0 % erreicht werden. Der Ausgangsfüllstand von 28 % ist dahingehend optimiert worden. Bei einer Änderung des Netzdruckes muss dieser Füllstand durch Nachspeisen oder Ablassen von Stickstoff gehalten werden. Aufgrund der vergleichsweise geringen Füllstandsschwankungen im Windkessel im RL ließe sich dieser Windkessel noch weiter verkleinern. Eine weitere Verkleinerung lässt sich ggf. durch Verwendung von Blasenspeichern erreichen.

Abbildung 12 zeigt die Volumenstromschwankungen in den AGL des Speichers. Weiterhin ist der Verlauf der Pumpendrehzahl dargestellt. Diese ist entscheidend abhängig vom Trägheitsmoment der Pumpe inkl. des Motors. Ein höheres Trägheitsmoment würde dazu führen, dass die Schließzeiten der SSV größer gestaltet werden könnten.

Die Druckänderungen im ZSp (Abbildung 7) führen zu einer Flüssigkeitsoszillation in den Ausgleichsleitungen zwischen oberer und unterer Zone von ca. 84 s, wobei die Extrema des Massenstroms denen des Drucks im ZSp um ca. 18–20 s zeitlich *hinterherlaufen*.

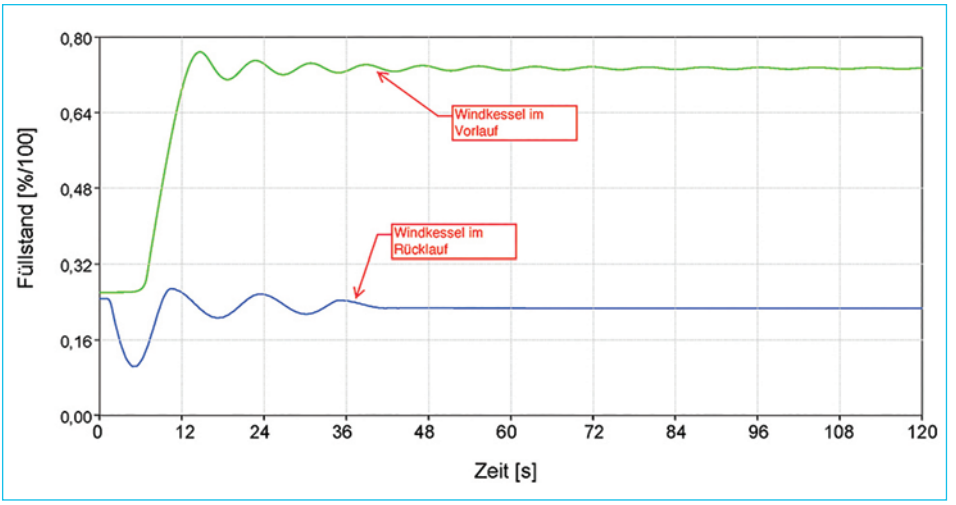


Abb. 11: Zeitliche Verläufe des volumetrischen Füllstandes [%] in den drei Windkesseln bei jeweils maximalem stationären Betriebsdruck

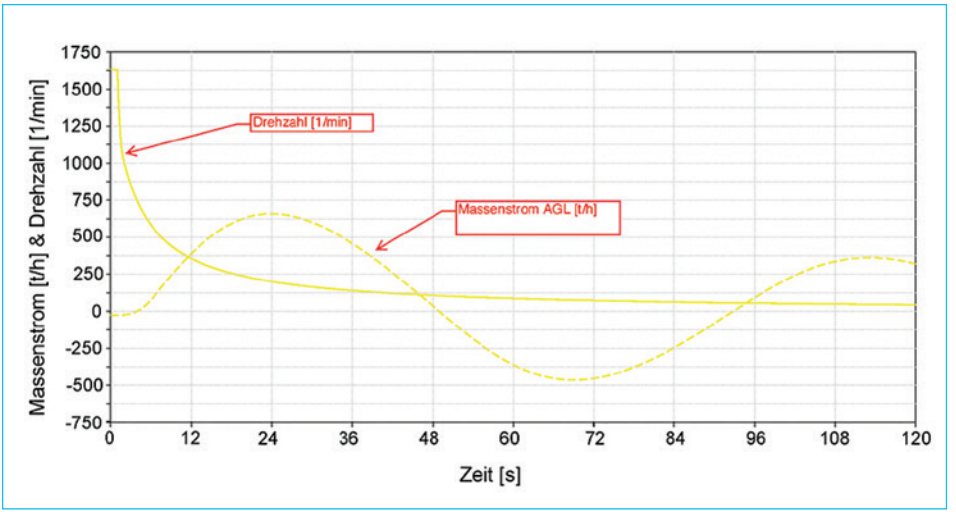


Abb. 12: Zeitliche Verläufe des Massenstroms [t/h] in den Ausgleichsleitungen des ZSp (AGL) und Pumpendrehzahl der ZSp-Pumpen (Abbildung 7)

4. Quellen

[1] https://enerko.de/wp-content/uploads/2025/04/Waermespeicher-in-NRW.pdf (Stand: 30.04.2026)

[2] https://enerko.de/themenspecial/enerko-plant-einen-der-groessten-fernwaerme-speicher-deutschlands/ (Stand: 17.04.2026)



Foto: ©istockphoto.com/sandsun

Kraftwerk für Ideen mit Herz & Hirn

KONZEPTION & BERATUNG | SATZ & LAYOUT | CORPORATE DESIGN
PRINT | DIGITAL & WEB | SOCIAL MEDIA | TEXT & WERBELEKTORAT
SLOGANS & CLAIMS | ILLUSTRATION | FOTOGRAFIE | MESSE & EVENT

taktiker
WERBEAGENTUR

taktiker Werbeagentur GmbH
Bautzner Str. 189 | 01099 Dresden
t +49 (0)351 563943-11 | f +49 (0)351 563943-10
post@die-taktiker.de | www.die-taktiker.de

Dank

Mit dem Abschluss des Lektorats, des Satzes und der redaktionellen Bearbeitung der Manuskripte ist es uns als Herausgeber ein großes Anliegen, allen Personen und Unternehmen herzlich zu danken, die zur Entstehung dieses Buches beigetragen haben.

Unser besonderer Dank gilt den Autoren sowie den Co-Autoren. Es ist keineswegs selbstverständlich, neben den beruflichen Aufgaben und oftmals unter Einsatz wertvoller Freizeit ein Manuskript zu verfassen. Ihre Beiträge bilden die fachliche Grundlage dieses Buches und verdienen hohe Anerkennung. Sie geben einen fundierten Einblick in aktuelle Entwicklungen der Energie- und Kraftwerkstechnik und zeigen zugleich, mit welchem Engagement, Zeitaufwand und Ideenreichtum technische Lösungen entwickelt und in die Praxis überführt werden. Damit besitzt das Buch auch in diesem Jahr einen hohen dokumentarischen Wert.

Viele unserer Autorinnen und Autoren kennen die engen Zeitvorgaben für die Erstellung und Abstimmung der Manuskripte bereits aus den vergangenen Jahren. Sie haben ihre Beiträge erneut zuverlässig, pünktlich und in hoher Qualität vorgelegt. Auch die zahlreichen Erstautoren haben sich dieser Herausforderung mit großem Engagement gestellt und das Buch durch hervorragende Beiträge bereichert. Alle Autorinnen und Autoren sowie Co-Autorinnen und Co-Autoren sind am Ende des Buches namentlich aufgeführt.

Dass das Buch auch 2026 in der für das Kraftwerkstechnische Kolloquium bewährten Qualität erscheinen kann, verdanken wir nicht zuletzt der Unterstützung der inserierenden Unternehmen, Sponsoren und Förderer. Unser ausdrücklicher Dank gilt den Unternehmen ABB AG, CheMin GmbH, DURAG Group, Enverum GmbH, Estaro GmbH Edelstahl-Bedarf, Hinneburg GmbH, Indaver Gruppe Deutschland, IRS GmbH, MARTIN GmbH für Umwelt- und Energietechnik, Meeraner Dampfkesselbau GmbH, Power Service Solutions GmbH, PreZero Pyral GmbH, RWE Technology International GmbH, Saale Energie GmbH, SachsenEnergie AG, Steinmüller Engineering GmbH, TBF + Partner AG, TLV Euro Engineering GmbH, TÜV SÜD Industrie Service GmbH und Umka Energie-Technik GmbH, die die Herausgabe des Buches durch ihre Beiträge wesentlich unterstützt haben.

Das Kraftwerkstechnische Kolloquium und die Herausgabe des begleitenden Fachbuches leben ganz wesentlich vom Engagement, den Ideen und der verlässlichen Zusammenarbeit unseres gesamten Teams. Frau Juliane Jentschke und Frau Sandra Leik haben mit großer Sorgfalt die Abstimmung mit den Autoren, den Lektoren, dem Verlag und unseren weiteren Partnern koordiniert. Ihre zuverlässige Organisation und ihre stets freundliche Kommunikation haben maßgeblich zum Gelingen des Buches beigetragen.

Unser besonderer Dank gilt ebenso den Lektoren Dr.-Ing. Daniel Bernhardt, Dr. rer. nat. Kathrin Gebauer, Matteo Giesen, M.Sc., Juliane Jentschke, M.A., Dr. rer. nat. Janine Kleemann, Florian Langner, M.Sc., Sandra Leik, M.A., Qiu Lu, M.Sc., Dipl.-Ing. Jerome Michel, Steve Müller, M.Sc., Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Rochau, Dipl.-Ing. Valentin Scheffel, Antonia Sikotakopoulou, M.Sc., Dipl.-Ing. Min Su Sohn, Dr.-Ing. Simon Unz und Luis Wunder, M.Eng. Durch ihre sorgfältige Durchsicht, ihre fachkundige redaktionelle Bearbeitung und die enge Abstimmung mit den Autoren haben sie einen wesentlichen Beitrag zur sprachlichen und formalen Qualität der Beiträge geleistet.

Für ihre tatkräftige und zuverlässige Unterstützung bei allen administrativen und finanziellen Fragen danken wir Frau Michaela Engel und Frau Susanne Kessinger sehr herzlich.

Ein ebenso herzlicher Dank gilt Frau Silke Schulze und Frau Gala Goebel von der Agentur *die taktiker*. Mit großem Engagement und der gewohnt hohen Sorgfalt haben sie zahlreiche organisatorische Aufgaben begleitet, den Satz des Buches realisiert und die Vorlage für das E-Book erstellt.

Nicht zuletzt danken wir dem Verlag *Innovation und Kreislaufwirtschaft Sachsen IKS e.V.* und insbesondere Herrn Erich Fritz für die vertrauensvolle Zusammenarbeit und die Möglichkeit, dieses Buch auch im Jahr 2026 in seinem Hause veröffentlichen zu dürfen.

August 2026

Michael Beckmann, Antonio Hurtado

Autorenverzeichnis

David Albus **Seite 853**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71342-33
E-Mail: albus@eutech.de

Jacob Allinson **Seite 341**
RWE Technology UK
Trigonos, Windmill Hill Business Park
Swindon, SN5 6PB45141
England
Tel.: 07876 138430
E-Mail: jacob.allinson@rwe.com

Inês Almeida, M.Sc. **Seite 275**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-43239
E-Mail: ines.almeida@tu-dresden.de

Dr.-Ing. Paul Alps **Seite 439**
Alps Energie | System | Beratung GmbH
c/o Campus-Office
Markt 10
38350 Helmstedt
Tel.: 0151 17487844
E-Mail: paul@alps-esb.de

Enrique Attinger Monfil **Seite 451**
GICON – Großmann Ingenieur Consult GmbH
Tiergartenstraße 48
01219 Dresden
Tel.: 0351 47878-80
E-Mail: e.attingermonfil@gicon.de

Richard Aumann **Seite 589**
Orcan Energy AG
Isarwinkel 14
81379 München
Tel.: 0175 4265253
E-Mail: richard.aumann@orcan-energy.com

Dr.-Ing. Albert Bagaviev **Seite 917**
TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH
Am Grauen Stein
51105 Köln
Tel.: 0221 806-5754
E-Mail: albert.bagaviev@de.tuv.com

Devinder Singh Bamrah **Seite 611**
Siemens Energy India Limited
Plot no. 405B, Udyog Vihar Phase II Road Gurugram
122008 Gurugram
Indien
Tel.: +91 9714033988
E-Mail: devinder.bamrah.ext@siemens-energy.com

Christian Baum, M.Sc. **Seite 399**
Universität Stuttgart
Institut für Energieverfahrenstechnik und Dynamik
in Energiesystemen
Pfaffenwaldring 23
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 685-68940
E-Mail: christian.baum@ied.uni-stuttgart.de

Prof. Dr.-Ing. Michael Beckmann **Seite 1, 109, 275, 289, 461, 485**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-34493
E-Mail: michael.beckmann@tu-dresden.de

Dr.-Ing. Ralph Behrend **Seite 217**
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Professur für Gas- und Wärmetechnische Anlagen
Gustav-Zeuner-Straße 7
09599 Freiberg
Tel.: 03731 394341
E-Mail: ralph.behrend@iwtt.tu-freiberg.de

Polina Belyavskaya **Seite 145**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 789504-17
E-Mail: polina.belyavskaya@steinmueller.com

Dr. Florian Berchtold **Seite 265**
Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit gGmbH
Schwertnergasse 1
50667 Köln
Tel.: 089 32004-450
E-Mail: florian.berchtold@grs.de

Prof. Dr.-Ing. Heinz Peter Berg **Seite 35**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Verbrennungskraftmaschinen und Flugantriebe
Siemens-Halske-Ring 14
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-4592
E-Mail: peter.berg@b-tu.de

Dr.-Ing. Daniel Bernhardt **Seite 109, 461**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463- 33143
E-Mail: daniel.bernhardt@tu-dresden.de

Dipl.-Ing. (FH) Alexander Bibow **Seite 191**
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
Vetschauer Straße 24
03048 Cottbus
Tel.: 0175 5707376
E-Mail: alexander.bibow@de.tuv.com

Dipl.-Ing. Florian Birkeneder **Seite 191**
TÜV Rheinland Industrie Service GmbH
Alboinstraße 56
12103 Berlin
Tel.: 0172 3262028
E-Mail: florian.birkeneder@de.tuv.com

Dr. Wolfgang Bloss **Seite 409**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-375
E-Mail: wolfgang.bloss.ext@steinmueller.com

Iris Böhm **Seite 51**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Kraftwerk Jänschwalde
03185 Peitz
Tel.: 035601 963051
E-Mail: iris1.boehm@leag.de

Kai Uwe Braekler **Seite 357**
STEAG Iqony Group
Rüttenscheider Straß 1–3
45128 Essen
Tel.: 0173 7221578
E-Mail: kai-uwe.braekler@iqony.energy

Dr. rer. nat. Martin Brodeck **Seite 891**
Bonnenberg & Drescher GmbH
Galileo-Allee 8
52457 Aldenhoven
Tel.: 02464 5810
E-Mail: martin.brodeck@budi.de

Dr.-Ing. Thomas Brunne **Seite 513**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Am Kraftwerk
02943 Boxberg
Tel.: 035774 43561
E-Mail: thomas.brunne@leag.de

Dr.-Ing. Marcus Budt **Seite 589**
Fraunhofer UMSICHT
Osterfelder Straße 3
46047 Oberhausen
Tel.: 0208 8598-1293
E-Mail: marcus.budt@umsicht.fraunhofer.de

Dr.-Ing. Karl-Kiên Cao **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Vernetzte Energiesysteme
Pfaffenwaldring 38–40
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6862-459
E-Mail: karl-kien.cao@dlr.de

Dipl.-Ing. Holger Carstens, M.Sc. **Seite 173**
M&S Combustion Technologies GmbH
Rondenbarg 11–17
22525 Hamburg
Tel.: 040 2533056-31
E-Mail: carstens@munds.de

Dr. Sam Clayton **Seite 325**
HRL Technology Group Pty Ltd
Unit Two 33–37 Rosedale Street
PO Box 139 Coopers Plains
QLD Australia 4108
Australien
Tel.: +61 3 9565-9864
E-Mail: sclayton@hrl.com.au

Dipl.-Ing. Klaus Czirr **Seite 903**
DURAG GmbH
Kollaustraße 105
20453 Hamburg
Tel.: 040 5542-18 4101
E-Mail: klaus.czirr@durag.com

Dr. Steffen Dahms **Seite 109**
ifw Jena, Günter-Köhler-Institut für Fügetechnik und Werkstoffprüfung GmbH
Ernst-Ruska-Ring 3
07745 Jena
Tel.: 03641 204-119
E-Mail: sdahms@ifw-jena.de

Volkan Demirel **Seite 853**
İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş.
Mahmutbey Mah. Dilmenler Cad. No: 20
Bağcılar – Istanbul
Türkei
Tel.: +90 532 640-2431
E-Mail: volkan.demirel@icdas.com.tr

Dr.-Ing. Ralph-Uwe Dietrich **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38–40
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6862-8251
E-Mail: ralph-uwe.dietrich@dlr.de

Dr.-Ing. Andreas Dudlik **Seite 977**
Dr. Dudlik Hydraulische Systeme
Lerchenstraße 17
47057 Duisburg
Tel.: 0160 77 25 032
E-Mail: adudlik@t-online.de

Prof. Dr.-Ing. Roland Dückershoff **Seite 35**
Technische Hochschule Mittelhessen
Fachgebiet Strömungsmaschinen
Wilhelm-Leuschner-Straße 13
61169 Friedberg
Tel.: 06031 604-3351
E-Mail: roland.dueckershoff@m.thm.de

Axel Ehret **Seite 425**
RWE Technology International
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: 01525 1526902
E-Mail: axel.ehret@rwe.com

Waltraud Engel **Seite 951**
InspecDrone GmbH
Johannes-Krämer-Straße 34
70597 Stuttgart
E-Mail: waltraud.engel@inspecdrone.eu

Samet Erkurt **Seite 853**
İÇDAŞ Elektrik Enerjisi Üretim ve Yatırım A.Ş.
Mahmutbey Mah. Dilmenler Cad. No: 20
Bağcılar – Istanbul
Türkei
Tel.: +90 539 568-3711
E-Mail: samet.erkurt@icdas.com.tr

Dipl.-Ing. Axel Fehlert **Seite 513**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Leagplatz 1
03050 Cottbus
Tel.: 01520 1547498
E-Mail: axel.fehlert@leag.de

Torben Fendel, M.Sc. **Seite 75**
Power Service Solutions GmbH
Kuhlenwall 54
47051 Duisburg
Tel.: 0160 90782534
E-Mail: t_fendel@power-service.com

Fernando Ferrero **Seite 341**
RWE Technology International GmbH
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: +44 7833 236015
E-Mail: fernando.ferrero@rwe.com

Andreas Findeisen **Seite 647**
Energy Saxony e. V.
Plauenscher Ring 29
01187 Dresden
Tel.: 0179 5466104
E-Mail: andreas.findeisen@energy-saxony.net

Dr.-Ing. Quentin Fradet **Seite 385**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für CO_2-arme Industrieprozesse
Äußere Oybiner Straße 14/16
02763 Zittau
Tel.: 0355 35564514
E-Mail: quentin.fradet@dlr.de

Dr.-Ing. Rüdiger Franke **Seite 665**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel.: 0171 5529353
E-Mail: ruediger.franke@de.abb.com

Dr. Christoph Gerhards **Seite 451**
GICON – Großmann Ingenieur Consult GmbH
Eilenburger Straße 4
04317 Leipzig
Tel.: 0341 90999-53
E-Mail: c.gerhards@gicon.de

Stefano Giuliano **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Solarforschung
Pfaffenwaldring 38–40
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6862-633
E-Mail: stefano.giuliano@dlr.de

Josephine Glandien, MBA **Seite 265**
DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Karl-Heine-Straße
04229 Leipzig
Tel.: 0341 2457-141
E-Mail: josephine.glandien@dbi-gruppe.de

Tejinder Singh Grewal **Seite 611**
Siemens Energy India Limited
Plot no. 405B, Udyog Vihar Phase II Road Gurugram
122008 Gurugram
Indien
Tel.: +91 8800378201
E-Mail: tejinder.grewal.ext@siemens-energy.com

Prof. Dr.-Ing. habil. Jochen Großmann **Seite 451**
GICON - Großmann Ingenieur Consult GmbH
Tiergartenstraße 48
01219 Dresden
Tel.: 0351 47878-10
E-Mail: j.grossmann@gicon.de

Dr.-Ing. Florian Grote **Seite 133**
Indaver Deutschland GmbH
Borsigstraße 2
22113 Hamburg
Tel.: 040 73351-558
E-Mail: florian.grote@indaver.com

Robert Guder **Seite 51**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Am Kraftwerk 1
03185 Peitz
Tel.: 035601 93520
E-Mail: robert.guder@leag.de

Dipl.-Ing. (FH) Marcel Günther **Seite 679**
F&S PROZESSAUTOMATION GmbH
Gewerbering 35
01809 Dohna
Tel.: 0173 3590450
E-Mail: marcel.guenther@fs-aut.de

Ankur Gupta **Seite 341**
RWE Technology International GmbH
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: +44 7386 658352
E-Mail: ankur.gupta@rwe.com

Woldemar Haak **Seite 843**
Integrated Global Services
Brněnská 289
664 61 Holasice
Tschechische Republik
Tel.: 0176 84271549
E-Mail: woldemar.haak@integratedglobal.com

Felix Hack , M.Sc. **Seite 553**
MVV Umwelt GmbH
Otto-Hahn Straße 1
68169 Mannheim
Tel.: 0621 290-1323
E-Mail: felix.hack@mvv.de

Kevin Hahn **Seite 881**
CMV-Systems GmbH & Co. KG
Robert-Bosch-Straße 9
41363 Jüchen
Tel.: 0216 8791523
E-Mail: k.hahn@cmv-systems.de

Raphael Halbe **Seite 409**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950503
E-Mail: raphael.halbe@steinmueller.com

Dipl.-Ing. Thomas Hausmann **Seite 229**
Dieffenbacher Energy GmbH
Schönbrunner Straße 131/1.04
1050 Wien
Österreich
Tel.: +43 664 8130950
E-Mail: thomas.hausmann@dieffenbacher.com

Martin Hefele, M.Sc. **Seite 217**
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Professur für Gas- und Wärmetechnische Anlagen
Gustav-Zeuner-Straße 7
09599 Freiberg
Tel.: 03731 394048
E-Mail: martin.hefele@iwtt.tu-freiberg.de

Dr.-Ing. Stefan Heidinger **Seite 325, 853**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 7142-43
E-Mail: heidinger@eutech.de

Dr.-Ing. Christoph Helling **Seite 133**
Indaver Deutschland GmbH
Borsigstraße 2
22113 Hamburg
Tel.: 040 73351-129
E-Mail: christoph.helling@indaver.com

Dr.-Ing. Hagen Hilse **Seite 451**
GICON - Großmann Ingenieur Consult GmbH
Tiergartenstraße 48
01219 Dresden
Tel.: 0351 47878-42
E-Mail: h.hilse@gicon.de

Dipl.-Ing. Axel Himmelberg **Seite 35**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Verbrennungskraftmaschinen und Flugantriebe
Siemens-Halske-Ring 14
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-5030
E-Mail: axel.himmelberg@b-tu.de

Alexander Hlawenka **Seite 853**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 7142-30
E-Mail: hlawenka@eutech.de

Dipl.-Ing. Dipl. UWT Thomas Hörtinger **Seite 553**
Grosskraftwerk Mannheim AG
Marguerrestraße 1
68199 Mannheim
Tel.: 0621 868-3000
E-Mail: thomas.hoertinger@gkm.de

Waldemar Hoffmann **Seite 145**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 789504-16
E-Mail: waldemar.hoffmann@steinmueller.com

Dipl.-Ing.-Univ. Pierre Huck **Seite 257**
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Westendstraße 199
80686 München
Tel.: 0175 5608625
E-Mail: pierre.huck@tuvsud.com

Matthias Huster **Seite 51**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Kraftwerk Jänschwalde
03185 Peitz
Tel.: 035601 93253
E-Mail: matthias.huster@leag.de

Javier Iñigo-Labairu **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Solarforschung
Linder Höhe
51147 Köln
Tel.: 02203 601-4804
E-Mail: javier.inigolabairu@dlr.de

Dipl.-Ing. Judith Jäger **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38–40
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6862-8481
E-Mail: judith.jaeger@dlr.de

Benjamin Jendryke **Seite 181**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Kraftwerk Boxberg
02943 Boxberg/Oberlausitz
Tel.: 035774 4-3182
E-Mail: benjamin.jendryke@leag.de

Stefan Kiene **Seite 833**
PLANTLOGIQ GmbH
Kreuzmattenstraße 13
79276 Reute
Tel.: 07641 9328521
E-Mail: stefan@plantlogiq.com

Taskin Kilincat **Seite 799**
Honeywell GmbH
Ostpreußenstraße 9
63069 Offenbach am Main
Tel.: 0160 99298773
E-Mail: taskin.kilincat@honeywell.com

Dr.-Ing. Jens Kitzhofer **Seite 501**
APEX HEAT TRANSFER
Maanweg 174
2516 AB, The Hague
Niederlande
Tel.: +31 70 850 5773
E-Mail: jkl@apexgroup.eu

Dr. rer. nat. Janine Kleemann **Seite 485**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463- 39502
E-Mail: janine.kleemann@tu-dresden.de

Marko Kleissl, M.Sc. **Seite 35**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Verbrennungskraftmaschinen und Flugantriebe
Siemens-Halske-Ring 14
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-5187
E-Mail: marko.kleissl@b-tu.de

Wolfgang Klink **Seite 611**
Siemens Energy Global GmbH & Co. KG
Schuckertstraße 1
91058 Erlangen
Tel.: 0173 2385711
E-Mail: klink.wolfgang@siemens-energy.com

Ismail Korkmaz **Seite 325, 853**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71-34251
E-Mail: korkmaz@eutech.de

Dr.-Ing. Ralf Koschack **Seite 881**
Ingenieurbüro Dr. Koschack
Hauptstraße 35
18469 Velgast
Tel.: 038324 65545
E-Mail: ingenieurbuero.r.koschack@gmx.de

Marcel Kotte **Seite 705**
LEAG Akademie
Straße des Friedens 26
03222 Lübbenau
Tel.: 03542 874-364
E-Mail: marcel1.kotte@leag.de

Dr.-Ing. Ansgar Kranz **Seite 917**
TÜV Rheinland Werkstoffprüfung GmbH
Am Grauen Stein
51105 Köln
Tel.: 0221 8062383
E-Mail: ansgar.kranz@de.tuv.com

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Krause **Seite 217**
Technische Universität Bergakademie Freiberg
Professur für Gas- und Wärmetechnische Anlagen
Gustav-Zeuner-Straße 7
09599 Freiberg
Tel.: 03731 393940
E-Mail: hartmut.krause@iwtt.tu-freiberg.de

Jens Kuckelkorn, B.Sc. **Seite 537**
Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279
45133 Essen
Tel.: 0160 97072973
E-Mail: j.kuckelkorn@vdh-group.de

Malina Kück, M.Sc. **Seite 475**
Dr. Born – Dr. Ermel GmbH
Christoph-Rapparini-Bogen 27
80639 München
E-Mail: mak@born-ermel.de

Stefan Kuitunen **Seite 599**
Cloud&Heat Technologies GmbH
Königsbrücker Straße 96 (Halle 15)
01099 Dresden
Tel.: 0351 479367-05
E-Mail: stefan.kuitunen@cloudandheat.com

Susanne Kumm **Seite 951**
InspecDrone GmbH
Johannes-Krämer-Straße 34
70597 Stuttgart
Tel.: 0711 765491-1
E-Mail: susanne.kumm@inspecdrone.eu

Laura Kuukkanen **Seite 623**
Valmet Technologies Oy
Lentokentänkatu 11
FI-33101 Tampere
Finnland
Tel.: +358 40 7437376
E-Mail: laura.kuukkanen@valmet.com

Raghavan Lakshmanan, M.Sc. **Seite 439**
aixprocess GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Tel.: 0241 4134492-29
E-Mail: lakshmanan@aixprocess.de

Dr.-Ing. Thomas Lanz **Seite 865**
LANZ Energietechnik
Mühlenwinkelsweg 43
47239 Duisburg
Tel.: 0171 1158959
E-Mail: thomas.lanz@ib-lanz.com

Dirk Lehmann **Seite 705**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen
Siemens-Halske-Ring 13
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-4032
E-Mail: dirk.lehmann@b-tu.de

Ulrich Lieske **Seite 731**
datablogs GmbH
Töpferstraße 1
01968 Senftenberg
E-Mail: info@datablogs.de

Agnes Lindmüller, M.Eng. **Seite 199**
Technische Universität Clausthal
Institut für Energieverfahrenstechnik und Brennstofftechnik
Agricolastraße 4
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-3583
E-Mail: agnes.lindmueller@tu-clausthal.de

Qiu Lu, M.Sc. **Seite 485**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463- 39503
E-Mail: qiu.lu@tu-dresden.de

Dr. Peter Lucas **Seite 647**
Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Klimaschutz
Wilhelm-Buck-Straße 2
01097 Dresden
E-Mail: peter.lucas@smwa.sachsen.de

Dr. Nicholas Francis Lynn **Seite 245**
Technische Universität Chemnitz
Professur Chemische Technologie
Straße der Nationen 62
09111 Chemnitz
E-Mail: nicholas-francis.lynn@chemie.tu-chemnitz.de

Dr.-Ing. Marcus Maeder **Seite 35**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Akustik mobiler Systeme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching b. München
Tel.: 089 289-55123
E-Mail: marcus.maeder@tum.de

Dipl.-Ing. Jörg Maier **Seite 399**
Universität Stuttgart
Institut für Energieverfahrenstechnik und Dynamik
in Energiesystemen
Pfaffenwaldring 23
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6856-3396
E-Mail: joerg.maier@ied.uni-stuttgart.de

PD Dr.-Ing. habil. Marco Mancini **Seite 199**
Technische Universität Clausthal
Institut für Energieverfahrenstechnik und
Brennstofftechnik
Agricolastraße 4
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-3585
E-Mail: marco.mancini@tu-clausthal.de

Nils Eike Martensen **Seite 853**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 71342-25
E-Mail: martensen@eutech.de

Dr.-Ing. Hans-Peter Martin **Seite 109**
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien und Systeme
Winterbergstraße 28
01277 Dresden
Tel.: 0351 2553-7744
E-Mail: hans-peter.martin@ikts.fraunhofer.de

Dipl.-Ing. (FH) Mario Mehlhorn **Seite 513**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Am Kraftwerk
02943 Boxberg
Tel.: 035774 42961
E-Mail: mario.mehlhorn@leag.de

Rizwan Mehmood M.Sc **Seite 385**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für CO_2-arme Industrieprozesse
Äußere Oybiner Straße 14/16
02763 Zittau
Tel.: 0358 35854536
E-Mail: rizwan.mehmood@dlr.de

Dipl.-Ing. Jerome Michel **Seite 109**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463- 37434
E-Mail: jerome.michel@tu-dresden.de

Thomas Müller **Seite 961**
Wessely Ges.m.b.H
Girakstraße 13
2100 Korneuburg
Österreich
Tel.: 0151 42386643
E-Mail: thomas.mueller@wessely.co.at

Dipl.-Ing. Samir Nasri **Seite 75**
Power Service Solutions GmbH
Suitbertusstraße 164
40223 Düsseldorf
Tel.: 0160 91610264
E-Mail: s_nasri@power-service.com

Dipl.-Wirt.-Ing (FH) Jessica Nentwich **Seite 821**
GABO IDM mbH
Am Weichselgarten 9
91058 Erlangen
Tel.: 0160 2755361
E-Mail: j.nentwich@gabo-idm.de

Maik Nestler **Seite 773**
DURAG data systems GmbH
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 03731 3004-47
E-Mail: maik.nestler@durag.com

Dipl.-Ing. Jörg Niemann **Seite 425**
RWE Technology International
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: 0172 2332152
E-Mail: joerg.niemann@rwe.com

Selina Nieß **Seite 245**
Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: 0341 2434-420
E-Mail: selina.niess@dbfz.de

Felix Öffner **Seite 217**
LiPRO Energy GmbH
Ostkamp 22
26203 Wardenburg
Tel.: 04407 3009646
E-Mail: oeffner@lipro-energy.de

Prof. Dr.-Ing. Michael Olbricht **Seite 199**
Technische Universität Clausthal
Institut für Energieverfahrenstechnik und Brennstofftechnik
Agricolastraße 4
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-2034
E-Mail: michael.olbricht@tu-clausthal.de

Adlan Omer **Seite 439**
aixprocess GmbH
Alfonsstraße 44
52070 Aachen
Tel.: 0177 5985399
E-Mail: omer@aixprocess.de

Arianna Passamonti, M.Sc. **Seite 589**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching b. München
Tel.: 089 289-16281
E-Mail: arianna.passamonti@tum.de

Dr. Ricard Petranovic **Seite 787**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel.: 0172 7445424
E-Mail: ricard.petranovic@de.abb.com

Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Solarforschung
Linder Höhe
51147 Köln
Tel.: 02203 601-2744
E-Mail: robert.pitz-paal@dlr.de

Dipl.-Ing. Thomas Pniok **Seite 903**
DURAG GmbH
Kollaustraße 105
20453 Hamburg
Tel.: 040 554218-1604
E-Mail: thomas.pniok@durag.com

Ines Popp **Seite 929**
ACTech GmbH
Halsbrücker Straße 51
09599 Freiberg
Tel.: 03731 169-129
E-Mail: spp@actech.de

Hans Karl Preuß **Seite 821**
GABO IDM mbH
Am Weichselgarten 9
91058 Erlangen
Tel.: 09131 873-25
E-Mail: hk.preuss@gabo-idm.de

Philipp Priwitzer **Seite 679**
EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Industriestraße 11
73776 Altbach
Tel.: 07153 602-55250
E-Mail: p.priwitzer@enbw.com

Matthias Probst **Seite 833**
PLANTLOGIQ GmbH
Kreuzmattenstraße 13
79276 Reute
Tel.: 07641 93285-22
E-Mail: metty.probst@plantlogiq.com

Franziska Raabe **Seite 513**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Am Kraftwerk
02943 Boxberg
Tel.: 035774 467207
E-Mail: franziska.raabe@leag.de

Yoga Rahmat **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38–40
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6862-8157
E-Mail: yoga.rahmat@dlr.de

Krishnakumar Rana, M.Sc. **Seite 289**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-34900
E-Mail: krishnakumar.rana@tu-dresden.de

Dr. Dorian Rasche **Seite 409**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 7895050413
E-Mail: dorian.rasche@steinmueller.com

Dr.-Ing. Artur Redeker **Seite 691**
arConsulting
Kronengasse 7
77855 Achern
Tel.: 0171 3091339
E-Mail: ar@aredeker-consulting.de

Dipl.-Ing. Carolin Reimann **Seite 679**
F&S PROZESSAUTOMATION GmbH
Gewerbering 35
01809 Dohna
E-Mail: carolin.reimann@fs-aut.de

Univ.-Prof. Dr. rer. nat. Markus Reinmöller **Seite 399**
Universität Stuttgart
Institut für Energieverfahrenstechnik und
Dynamik in Energiesystemen
Pfaffenwaldring 23
70569 Stuttgart
Tel.: 0711 6856-3488
E-Mail: reinmoeller@ied.uni-stuttgart.de

Prof. Dr. Uwe Riedel **Seite 371, 385**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für CO_2-arme Industrieprozesse
Äußere Oybiner Straße 14/16
02763 Zittau
Tel.: 0355 35564501
E-Mail: uwe.riedel@dlr.de

Dipl.-Ing. Olaf Ries **Seite 743**
ME-Automation Projects GmbH
Kasseler Str. 62
34277 Fuldabrück
Tel.: 0561 5854201
E-Mail: olaf.ries@me-ap.de

Dominique Roach **Seite 341**
RWE Technology International GmbH
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: 0174 6412527
E-Mail: dominique.roach@rwe.com

Dipl.-Ing. (FH) Sebastian Rochau **Seite 289**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-33096
E-Mail: sebastian.rochau@tu-dresden.de

Dipl.-Ing. Konstantin Rogalas **Seite 719**
Honeywell GmbH
Konrad-Zuse-Ring 30
68163 Mannheim
Tel.: 0151 28598786
E-Mail: konstantin.rogalas@honeywell.com

Dipl.-Ing. Claas Rohde **Seite 89**
SAACKE GmbH
Südweststraße 13
28237 Bremen
Tel.: 0421 64955336
E-Mail: c.rohde@saacke.com

Dr.-Ing. María Isabel Roldán Serrano **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V.
Institut für CO_2-arme Industrieprozesse
Weinbergstraße 10
03050 Cottbus
Tel.: 0355 355645-23
E-Mail: maria.roldanserrano@dlr.de

Janosch Rommelfanger, M.Sc. **Seite 265**
Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
Josef-Wirmer-Straße 1–3
53123 Bonn
Tel.: 0228 9188-625
E-Mail: janosch.rommelfanger@dvgw.de

Joshua Roth, M.Sc. **Seite 577**
Iqony Solutions GmbH
Rüttenscheider Straße 1–3
45128 Essen
Tel.: 0171 3165149
E-Mail: joshua.roth@iqony.energy

RWE Technology International GmbH **Seite 637**

Majed Sammak **Seite 309**
GE Vernova
E-Mail: majed.sammak@gevernova.com

Richard Sara **Seite 341**
RWE Technology International GmbH
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: +44 7833 235737
E-Mail: richard.sara@rwe.com

Florian Schechinger **Seite 565**
Prolignis Energie Consulting GmbH
Friedrichshofener Straße 1
85049 Ingolstadt
Tel.: 0173 2116194
E-Mail: florian.schechinger@prolignis.de

Dipl.-Bauing. Rolf Scheinost **Seite 553**
Grosskraftwerk Mannheim AG
Marguerrestraße 1
68199 Mannheim
Tel.: 0621 868-3232
E-Mail: rolf.scheinost@gkm.de

Prof. Dr.-Ing. Mario Schenk **Seite 705**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen
Siemens-Halske-Ring 13
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-4503
E-Mail: mario.schenk@b-tu.de

Dr.-Ing. Nadine Scheyer **Seite 451**
Stadtentwässerung Schweinfurt
Schulgasse 13
97424 Schweinfurt
Tel.: 09721 795-14
E-Mail: n.scheyer@stadtentwaesserung-sw.de

Dr.-Ing. Nicolas Schiffer-Fiedler **Seite 501**
TECHNOFORM
Otto-Hahn-Straße 34
34253 Lohfelden
Tel.: 0151 14794212
E-Mail: nicolas.schiffer@technoform.com

Christopher Schifflechner, M.Sc. **Seite 589**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching b. München
Tel.: 089 289-16269
E-Mail: c.schifflechner@tum.de

Dipl.-Ing. Michael Schinke **Seite 461**
ERGO Umweltinstitut GmbH
Lauensteiner Straße 42
01277 Dresden
E-Mail: schinke@ergo-dresden.de

John Schmidt **Seite 419**
Arcadis Germany GmbH
Europaplatz 3
64293 Darmstadt
Tel.: 0157 53601135
E-Mail: john.schmidt@arcadis.com

Dipl.-Ing. Katrin Schönfeld **Seite 109**
Fraunhofer-Institut für Keramische Technologien
und Systeme
Winterbergstraße 28
01277 Dresden
Tel.: 0351 2553-7531
E-Mail: katrin.schoenfeld@ikts.fraunhofer.de

Dr. David Schönheit **Seite 665**
50Hertz Transmission GmbH
Am Umspannwerk 10
15366 Neuenhagen
Tel.: 0151 72664606
E-Mail: david.schoenheit@50hertz.com

Dipl.-Ing. Marcus Scholz **Seite 309**
GE Vernova
Tel.: +34 6071 62773
E-Mail: marcus.scholz@gevernova.com

Dr.-Ing. Linda Schorer **Seite 647**
Energy Saxony e. V.
Plauenscher Ring 29
01187 Dresden
Tel.: 0179 4813897
E-Mail: info@wasserstoff.sachsen.de

Dipl.-Ing. Lutz Schröder **Seite 475**
Dr. Born – Dr. Ermel GmbH
Finienweg 7
28832 Achim
E-Mail: lsch@born-ermel.de

Pascal Maximilian Schröder **Seite 159**

Tammo Schüler **Seite 891**
Bonnenberg & Drescher GmbH
Galileo-Allee 8
52457 Aldenhoven
Tel.: 02464 581224
E-Mail: tammo.schueler@budi.de

Dr.-Ing. Christian Schüßler **Seite 257**
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Westendstraße 199
80686 München
Tel.: 0151 15805844
E-Mail: christian.schuessler@tuvsud.com

Lothar Schütze **Seite 159**
SachsenEnergie AG
Friedrich-List-Platz 2
01069 Dresden
E-Mail: lothar.schuetze@sachsenenergie.de

Florian Schumann **Seite 409**
Hamburger Energiewerke GmbH
Andreas-Meyer-Straße 8
22113 Hamburg
Tel.: 0174 1633628
E-Mail: florian.schumann@hamburger-energiewerke.de

Dipl.-Math. Florian Schunke **Seite 773**
DURAG data systems GmbH
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 03731 3004-47
E-Mail: florian.schunke@durag.com

Dr.-Ing. Andreas Schuster **Seite 589**
Orcan Energy AG
Isarwinkel 14
81379 München
Tel.: 089 724499-711
E-Mail: andreas.schuster@orcan-energy.com

Franka Schuster **Seite 731**
datablogs GmbH
Töpferstraße 1
01968 Senftenberg
E-Mail: franka.schuster@datablogs.net

Prof. Dr.-Ing. habil. Thomas Schwarz **Seite 245**
Technische Universität Chemnitz
Professur Chemische Technologie
Straße der Nationen 62
09111 Chemnitz
Tel.: 0371 531-34096
E-Mail: thomas.schwarz@chemie.tu-chemnitz.de

Dr. Katrin Seddig **Seite 647**
Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft,
Arbeit und Klimaschutz
Wilhelm-Buck-Straße 2
01097 Dresden
E-Mail: katrin.seddig@smwa.sachsen.de

Chantal Seliger, M.Sc. **Seite 425**
RWE Technology International
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: 01525 7901022
E-Mail: chantal.seliger@rwe.com

Dipl.-Ing. Martin Sindram **Seite 523**
Rheinkalk GmbH
Am Kalkstein 1
42489 Wülfrath
Tel.: 02058 17-0
E-Mail: martin.sindram@lhoist.com

Dipl.-Ing. Min Su Sohn **Seite 461**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-37497
E-Mail: min_su.sohn1@tu-dresden.de

Dipl.-Ing. Udo Sommer **Seite 577**
Iqony Solutions GmbH
Rüttenscheider Straße 1–3
45128 Essen
Tel.: 0178 8016694
E-Mail: udo.sommer@iqony.energy

Prof. Dr.-Ing. Hartmut Spliethoff **Seite 589**
Technische Universität München
Lehrstuhl für Energiesysteme
Boltzmannstraße 15
85748 Garching b. München
Tel.: 089 289-16270
E-Mail: spliethoff@tum.de

Dr. Michael Stollhof **Seite 229**
Dieffenbacher Energy GmbH
Schönbrunner Straße 131/1.04
1050 Wien
Österreich
Tel.: +43 676 9164722
E-Mail: michael.stollhof@dieffenbacher.com

Dirk Strohbach **Seite 929**
ACTech GmbH
Halsbrücker Straße 51
09599 Freiberg
Tel.: 03731 169-129
E-Mail: dsr@actech.de

Dipl.-Inf. Peter Taj **Seite 881**
CMV-Systems GmbH & Co. KG
Robert-Bosch-Straße 9
41363 Jüchen
Tel.: 0173 2718296
E-Mail: p.taj@cmv-systems.de

Vishnuvardhan Naidu Tanga, M.Sc. **Seite 199**
Technische Universität Clausthal
Institut für Energieverfahrenstechnik und Brennstofftechnik
Agricolastraße 4
38678 Clausthal-Zellerfeld
Tel.: 05323 72-2476
E-Mail: vishnuvardhan.tanga@tu-clausthal.de

Prof. Dr. André D. Thess **Seite 371**
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Pfaffenwaldring 38–40
70569 Stuttgart
seit 01.08.2026: Institut für CO_2-arme Industrieprozesse
Weinbergstraße 10
03050 Cottbus
Tel.: 0355 355-64501
E-Mail: andre.thess@dlr.de

Jan Thiele, M.Eng. **Seite 133**
Indaver Deutschland GmbH
Borsigstraße 2
22113 Hamburg
Tel.: 0173 6920540
E-Mail: jan.thiele@indaver.com

Dipl.-Ing. Jessica Thiess **Seite 475**
Dr. Born – Dr. Ermel GmbH
Lyoner Straße 25
60528 Frankfurt
Tel.: 0172 8819950
E-Mail: tj@born-ermel.de

Mandy Thomas **Seite 245**
PTS – Institut für Fasern & Papier gGmbH
Pirnaer Straße 37
01809 Heidenau
E-Mail: mandy.thomas@ptspaper.de

Dr.-Ing. Francesco Turoni **Seite 325, 853**
EUtech Scientific Engineering GmbH
Nerscheider Weg 170
52076 Aachen
Tel.: 02408 7142-35
E-Mail: turoni@eutech.de

Oscar Ujaque Hurley **Seite 341**
RWE Technology International GmbH
Altenessener Straße 32
45141 Essen
Tel.: +44 0747 1012947
E-Mail: oscar.ujaquehurley@rwe.com

Dr. Marco Ulrich **Seite 787**
ABB AG
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
E-Mail: marco.ulrich@de.abb.com

Michael Ungethüm **Seite 813**
Allindo GmbH
Dammstraße 5
92318 Neumarkt
Tel.: 09181 5096-160
E-Mail: info@allindo.de

Dr.-Ing. Simon Unz **Seite 275, 289**
Technische Universität Dresden
Professur für Energieverfahrenstechnik
George-Bähr-Straße 3b
01069 Dresden
Tel.: 0351 463-33832
E-Mail: simon.unz@tu-dresden.de

Dr. Mikko Uusitalo **Seite 121**
Valmet
P.O. Box 109 (Lentokentänkatu 11)
FI-33101 Tampere
Finnland
Tel.: +358 40 557 7599
E-Mail: mikko.uusitalo@valmet.com

Meüs van der Poel **Seite 357**
NEM Energy B.V.
Stadhouderslaan 900
2382 BL Zoeterwoude
Niederlande
Tel.: +31 6525 65395
E-Mail: meus.van_der_poel@nem-energy.com

Dipl.-Ing.-Univ. Dominik Voggenreiter **Seite 257**
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Westendstraße 199
80686 München
Tel.: 0160 2717740
E-Mail: dominik.voggenreiter@tuvsud.com

Dipl.-Ing. Sebastian Voith **Seite 61**
CONENGA Group
Auhofstraße 1/10
1130 Wien
Österreich
Tel.: +43 1 23500-32
E-Mail: s.voith@conengagroup.com

Alexander von Auw **Seite 705**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen
Siemens-Halske-Ring 13
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-4884
E-Mail: alexander.vonauw@b-tu.de

Maximilian von Campenhausen **Seite 891**
Bonnenberg & Drescher GmbH
Galileo-Allee 8
52457 Aldenhoven
Tel.: 02464 5810
E-Mail: max.campenhausen@budi.de

Dipl.-Ing. Bernd von der Heide **Seite 537**
Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279
45133 Essen
Tel.: 0172 2533325
E-Mail: b.vonderheide@vdh-group.de

Daniel von der Heide, B.Sc. **Seite 537**
Mehldau & Steinfath Umwelttechnik GmbH
Alfredstraße 279
45133 Essen
Tel.: 0160 99148633
E-Mail: d.vonderheide@vdh-group.de

Dipl.-Ing. Robert von Raven **Seite 759**
VON RAVEN INGENIEURGESELLSCHAFT für Energie und Umweltverfahrenstechnik & Beratung mbH
Dollstraße 8
82402 Seeshaupt
Tel.: 0176 99588740
E-Mail: info@vonraven-gmbh.de

Oliver Voß **Seite 173**
M&S Combustion Technologies GmbH
Rondenbarg 11–17
22525 Hamburg
Tel.: 040 2533056-19
E-Mail: voss@munds.de

Conrad Wächter **Seite 599**
Cloud&Heat Technologies GmbH
Königsbrücker Straße 96 (Halle 15)
01099 Dresden
Tel.: 0351 479367-06
E-Mail: conrad.waechter@cloudandheat.com

Dr.-Ing. Diethelm Walter **Seite 523**
Rheinkalk GmbH
Am Kalkstein 1
42489 Wülfrath
Tel.: 02058 17-0
E-Mail: diethelm.walter@lhoist.com

Prof. Dr.-Ing. Roman Weber **Seite 199**
Technische Universität Clausthal
Institut für Energieverfahrenstechnik und Brennstofftechnik
Agricolastraße 4
38678 Clausthal-Zellerfeld
E-Mail: info@ievb.tu-clausthal.de

Anne Weisemann **Seite 599**
Cloud&Heat Technologies GmbH
Königsbrücker Straße 96 (Halle 15)
01099 Dresden
Tel.: 0351 479367-21
E-Mail: anne.weisemann@cloudandheat.com

Dipl.-Ing. (FH) Stefan Wenke **Seite 181**
Lausitz Energie Kraftwerke AG
Am Kraftwerk 1
02943 Boxberg O.L.
Tel.: 0152 52975086
E-Mail: stefan.wenke@leag.de

Carolin Werner, M.Sc. **Seite 245**
Technische Universität Chemnitz
Professur Chemische Technologie
Straße der Nationen 62
09111 Chemnitz
Tel.: 0371 531-36834
E-Mail: carolin.werner@chemie.tu-chemnitz.de

Henning Wieschemeyer **Seite 209**
Iqony Solutions GmbH
Rüttenscheider Straße 1–3
45128 Essen
Tel.: 0151 52580933
E-Mail: henning.wieschemeyer@iqony.energy

Dr.-Ing. Ronald Wilhelm **Seite 89**
SAACKE GmbH
Südweststraße 13
28237 Bremen
Tel.: 0421 64955038
E-Mail: r.wilhelm@saacke.com

Dipl.-Math. Thomas Will **Seite 145**
Steinmüller Engineering GmbH
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 789502-95
E-Mail: thomas.will@steinmueller.com

Dr. Axel Willauschus **Seite 937**
Dr. Axel Willauschus CTM
Breddert 10 A
405723 Hilden
Tel.: 0175 9737471
E-Mail: draxelwill@t-online.de

Dipl.-Ing. Richard Wipp **Seite 61**
CONENGA Group
Auhofstraße 1/10
1130 Wien
Österreich
Tel.: +43 1 23500-32
E-Mail: r.wipp@conengagroup.com

Falk Wittmann, M.Eng. **Seite 451**
GICON®-Großmann Ingenieur Consult GmbH
Eilenburger Straße 4
04317 Leipzig
Tel.: 0341 90999-51
E-Mail: f.wittmann@gicon.de

Thomas Wünsch **Seite 99**
ELCO GmbH
Dreieichstraße 10
64546 Mörfelden-Walldorf
Tel.: 06105 287-195
E-Mail: thomas.wuensch@de.elco.net

William Würpel **Seite 245**
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
E-Mail: william.wuerpel@dbfz.de

Dr. Cornell Wüstner **Seite 245**
PTS – Institut für Fasern & Papier gGmbH
Pirnaer Straße 37
01809 Heidenau
Tel.: 03529 551-640
E-Mail: cornell.wuestner@ptspaper.de

Dipl.-Ing. Tianxiao Xie **Seite 35**
Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg
Lehrstuhl Verbrennungskraftmaschinen und Flugantriebe
Siemens-Halske-Ring 14
03046 Cottbus
Tel.: 0355 69-2692
E-Mail: tianxiao.xie@b-tu.de

Dr.-Ing. Bernhard Zimmermann **Seite 75**
Power Service Solutions GmbH
Nonnenstrombergweg 2
51503 Rösrath
Tel.: 0151 11836443
E-Mail: b_zimmermann@power-service.com

Bert Zimmermann **Seite 99**
Elco Burners GmbH
Herbert-Liebsch-Straße 4A
01796 Pirna
Tel.: 03501 795-513
E-Mail: bert.zimmermann@de.elco.net

Inserentenverzeichnis

ABB AG **Seite 308,, 664, 786**
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel.: 0180 5222-580
E-Mail: prozessautomatisierung@de.abb.com
https://new.abb.com/de/ueber-uns/geschaeftsbereiche/prozessautomation

CheMin GmbH **Seite 72, 214, 536**
Am Mittleren Moos 46 A
86167 Augsburg
Tel.: 0821 74839-0
E-Mail: info@chemin.de
http://www.chemin.de

DURAG GROUP **Seite 474, 772, 902**
Kollaustraße 105
22453 Hamburg
Tel.: 040 554218-0
E-Mail: info@durag.com
http://www.durag.com

ENVERUM Ingenieurgesellschaft für
Energie- und Umweltverfahrenstechnik mbH **Seite 288, 758, 890**
Hohe Straße 17
01069 Dresden
Tel.: 0351 87329-270
E-Mail: info@enverum.de
http://www.enverum.de

Estaro GmbH Edelstahl-Bedarf **Seite 324, 424, 564**
An der Helle 23 B
59505 Bad Sassendorf
Tel.: 02927 800800
E-Mail: info@estaro.de
https://www.estaro.de

Hinneburg GmbH **Seite 322, 678, 914**
Im Bärenbühl 5
77731 Willstätt-Legelshurst
Tel.: 07852 9186-0
E-Mail: hinneburg-info@bureauveritas.com
https://hinneburg.com

Indaver Gruppe Deutschland **Seite 132, 264, 716**
AVG Abfall-Verwertungs-Gesellschaft
Borsigstraße 2
22113 Hamburg
Tel.: 040 73351-191
E-Mail: info@indaver.de
https://indaver.com/de/locations/germany

Innovation & Kreislaufwirtschaft Sachsen e. V. **Seite 50, 576, 976**
Am St. Niclas Schacht 13
09599 Freiberg
Tel.: 0177 3736364
E-Mail: iks@ik-sachsen.de
http://www.ik-sachsen.de

Martin GmbH für Umwelt- und Energietechnik **Seite 198, 484, 588**
Leopoldstraße 246
80807 München
Tel.: 089 35617-0
E-Mail: mail@martingmbh.de
https://www.martingmbh.de/de

Meeraner Dampfkesselbau GmbH **Seite 88, 368, 552**
Zwickauer Straße 94–98
08393 Meerane
Tel.: 03764 53-0
E-Mail: info@mdkb.de
http://www.mdkb.de

Power Service Solutions GmbH **Seite 74, 216, 398**
Schifferstraße 80
47059 Duisburg
Tel.: 020 38038-0
E-Mail: infobox@power-service.com
https://www.power-service-solutions.com

Saale Energie GmbH **Seite XXI, 108, 662**
An der Bober 100
06258 Schkopau
Tel.: 03461 75-2705
E-Mail: info@saale-energie.de
http://www.saale-energie.de

SachsenEnergie AG **Seite XX, 158, 460**
Friedrich-List-Platz 2
01069 Dresden
Tel.: 0800 6686868
E-Mail: service@sachsenenergie.de
http://www.sachsenenergie.de

Steinmüller Engineering GmbH **Seite 144, 370, 408**
Fabrikstraße 5
51643 Gummersbach
Tel.: 02261 78950-0
E-Mail: info@steinmueller.com
http://www.steinmueller.com

taktiker Werbeagentur GmbH **Seite 500 , 990**
Bautzner Straße 189
01099 Dresden
Tel.: 0351 563943-11
E-Mail: post@die-taktiker.de
http://www.die-taktiker.de

TBF + Partner AG **Seite 34, 436, 718**
Alsterarkaden 9
20354 Hamburg
Tel.: 040 696324330
E-Mail: tbfde@tbf.ch
http://www.tbf.ch

TLV Euro Engineering GmbH **Seite 356, 880, 916**
Daimler-Benz-Straße 16–18
74915 Waibstadt
Tel.: 07263 9150-0
E-Mail: info@tlv-euro.de
http://www.tlv.com/de-de

TÜV SÜD Industrie Service GmbH **Seite 256, 438, 634**
Westendstraße 199
80686 München
Tel.: 089 5791-5701
E-Mail: hydrogen@tuvsud.com
www.tuvsud.com/h2-leistungen

Schlagwortverzeichnis

A

Abfälle
  gemischte 226
Abfallverwertung 100
  thermische 523
Abgasstrom
  Restsauerstoffgehalt im 173
Abhitzekessel 159
Abzehrraten 837
Active Power 666
AGAM 892
Ammonia 257
Ammonia-Readiness 261
Anlagendokumentation 814, 824
  digitale 820
Anlagen-Informations-System 819
Anlagen-Monitoring-Tools 140
Anlagenverfügbarkeit 844, 848, 852
Arbeitsscheine 828
Arbeitssicherheit 952
AS-BUILT 829
Ash Marketability 854
Assistent
  produktintegrierter 839
Ausführungsplanung 413
Automatisierung 867
autotherm 231

B

Barracuda Virtual Reactor 442
Batteriespeicher 637
Baulängenänderungen 947
Bilanzfehler 980
Biobrennstoffe 75
Biogasanlagen 777
Biomasse 76, 904
Biomasse-Rostfeuerungen 904
Bioöl 77
Boiler Efficiency 854
Brenner 76, 101
Brennerkomponenten 110
Brennstoffe
  biogene 148
Brennstoffwechsel 76
Burnout 854

C

CEN 776
CFD 439
CFI 362
Chloride 514
cloudbasierte
  Lösung 836
  Plattformen 834
CO_2-Emissionen 92
CO_2-Kosten 89
Coal-Fired Power Plants 854
Combined Cycle Gas Turbine 326
Combined Cycle Power Plants (CCPP) 358
Combustion Homogeneity 854
Computational Fluid Dynamics 109, 159, 387
Contracting 578
CPD 726
Creep-Fatigue Interaction 362
Creep-Resistant 360
Cross-Zonal Power Transmission 665
Cyber Proactive Defense 726
Cycling 362

D

Dampferzeuger 76, 147, 191
Dampfwärmepumpe 580
Data-Center-Anwendungen 611
Datenintegrität 801
Dekarbonisierung 647
Design-Standortmodell 65
Detektion 720
DFB-Gaserzeugung 229
Digitaler Informationszwilling 822
digitales Gedächtnis 837
Dokumentationsprozesse 816
Drallbrenner 91
Drohnenflüge
  autonome 954
Drohneninspektionen
  autonome 959
Drohnentechnologie 952
Drucklimits 942
Druckstöße 977
DT-Capsule 40
Duct Burner 327

E

Edelstahl-Schweißfittings
  rostfrei 937
Efficiency 358
Effizienzsteigerung 146
Eigenversorgung 271
Eignungsprüfung 776
Einspeisung 271
Eisenpulververbrennung 387
Elektrolyseure 270
Emergency Power 666
Emissionsminderung 101
Emissionsnachweis 799, 800
Emissionsüberwachung 774
Energiemanagementsystem 63, 67
  modellbasiert 65
  übergeordnet 63
Energiemarktteilnehmer 71
Energiepolitik 1
Energiespeicherung 638
Energieträger
  metallische 385
Energiewende 273, 637
Energiewirtschaftsgesetz 268
Energy Transition 358
Engine Power Plants 257
EPA 774
EPOC® Suite 63
Erdgas 110, 410
Erdgasfeuerung 91
Erdgas-Wasserstoff-Diffusionsflammen 199
Erfahrungswissen 834, 835, 836
erneuerbare Energien 400
Erneuerbare Energien 638
Ersatzmodelle 66
Erwartungswert 780

F

Fachkräftemangel 834
Feedforward 868
Fernwärme 580
Fernwärmenetze 589
Fernwärmespeicher 553
Fernwärmeversorgung 410
Feuerraumkamera 906
Feuerraumtemperatur 892
Feuerung 91
Feuerungsanlage 99
Feuerungssysteme 76, 95

Finite Elemente Methode 160
Fischer-Tropsch 234
Flächenbrenner 176
Flammen 101
Flammenfühler 103
Flammenüberwachung 102
Flexibility 358
Flue Gas Temperature 326
  Distribution 854
Fluid Elastic Instability 159
Fluidisierung 439
Flusswärmepumpe 553
Fördertechnik 90
Formkörper 245
Freischaltungsplanung 826
Fusions-Hotspot 41

G

Gasmotoren 777
Gasturbinen 680, 777
Gas Turbine Power Plants 257
Genehmigungsplanung 412
Genehmigungsverfahren 267
Geometrien
  strömungsoptimierte 177
Geopolitik 1
Germany's Onshore Wind Energy System 275
Grüne Wärme 553
GuD 680

H

H_2-Netzinfrastrukturen 267
H_2-Tauglichkeit 269
Halterungslasten
  dynamische 986
Härteprüfung 948
H-class 358
Heat Recovery Steam Generators 326
Helium-Kreisprozess 42
Hochenergie-Direktzündung 106
Hochtemperaturkamera 139
Hochtemperaturwärmepumpe 589
Holzstaubanlagen 91
Hybrid Offshore Grids 665
Hydrogen 257, 365

I

Industriegasbrenner 110
Inertial Confinement Fusion, ICF 35
Informationsplattform 820
Infrarot-Feuerraum-Kameras 882
Infrarot-Monitoringsystem 882
Infrarot-Strahlungspyrometer 883
InspecDrone 954
Inspektionseinsatz 954
Instandhaltung
  datenbasierte 835
  zustandsbasierte 953
Instandhaltungsplanung 828, 835

K

Kaltgaswirkungsgrad 232
Katalysatoren 245
Katalysatorformkörper 253
Keramikfolienverbunde 113
Kernfusionskraftwerk 41
Kesselreinigungssysteme 133
Kessel-Rückbau 419
Kesselspeisewasserpumpe 680
KI 834
KI-gestützte Funktionen 838
Klärschlamm 218, 439
  Monoverbrennungsanlagen 462
Klopfsysteme 135
Kohleausstieg 411
Kohlenmonoxid 91
Kondensationsschläge 977
Korrelation 725, 727, 781
Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb 410
Kraftwerksinfrastruktur 410
Kriechdehnungsmodellierung
  nach Bolton 924
KRITIS 721, 729
kritische Infrastrukturen 720

L

Lachgas 462
Längsstreckung 939
Large Gas Turbines 358
Lastwechselbetrieb 805
Lebensdauerüberwachung 918
Life-Cycle-Management 836
Luftführung 179

M

M701D 359
Mannheimer Modell 553
Marktakteure 70
Marktintegration 66
Material Flow Implications 275
Messeinrichtungen
  automatische 774
Metalle
  Verwendung 399
Metalloxidation 400
Methanierung 235
Methanisierung 245
Mikrokanalreaktoren 246
Modellierung 978
Modellkorrektur 867
Modifikation 411
Modular 364
Modularization 364
Monoverbrennung 440
Monoverbrennungsanlagen 440
Müllheizkraftwerk 99, 419
Müllverbrennung 99

N

Nachverbrennung 225
Neubau 267
NIS2 721, 729
NO_x-Emissionen 199

O

Oberflächenfehler 947
Ölbrenner 106
Ölfeuerungsanlage 99
Online-Dehnungsmessungen 919
Optical Pyrometry 326
Optimierung
  modellbasierte 63
ORC-Kraftwerke 611
OT-SOC 720, 725
  AMIR 726

P

Papierindustrie 941
Partikelgrößenverteilung 443
PCS 359
PEMS 774
Performance Optimization 326
Petrochemie 941

Planfeststellung 268
Planungshorizont 66
Platform Combustion System 359
Platzverhältnisse 414
Porous Zone 160
Post-Weld Heat Treatment 361
Power-to-Gas 266
Power to Heat 191
Produktgas
  stickstofffreies 232
Prognosen 836
Projektplanung 638
Prozessführung 866
Prozessregelung
  modellbasierte 63
Prozessregelungsansätze
  modellbasierte 63
Prüfkategorien 939
Prüfung 776
PWHT 361
Pyrolyse 221, 225

Q

QAL1 892
Qualitätssicherung 774

R

Radienänderungen 947
Rauchgasreinigung 523
Rauchgasreinigungsverfahren 475
Rauchgastemperatur
  3D-Messung 882
Reactive Power 666
REA-Kreislaufwasser 514
Regelung
  modellbasierte 63
Regelwerk 269
Reinigungsverfahren 137
Retrofit 759
Revisionsmanagement 828
revisionssicher 827
Rezirkulationen 176
R&I-Fließbilder 829
Ringaufdornprüfung 948
Rückbau 53

S

Sauerstoffkonzentrationen 180
Schadensdokumentationen 835
Schichtbuch 828

Schichtdickenmessungen 954
Schnellabschaltung 977
Schnittstellenmanagement 414
Schockwellentuning 37
Schweißnahtfehler 947
Sekundärbrennstoff-Mitverbrennungsanlage 514
Sensorvalidierung 776, 780
Sensorvalidierungsmodell 780
Sensorwerte 780
Shower-Cleaning-System 135
Simadyn D 681
Simulation 439
SNCR 893
  Steuerung 888
Softsensoren 869
Sonderabfallverbrennungsanlage 133, 475
Sonderbrennstoffe 100
SootGone®-System 138
Spannungszwischenkreisumrichter 680
Speichertechnologien 399
Sprührichtung 517
Sprühtrocknung 515
Stahlrohre
  nahtlose 939
Standortentwicklung 53
Staubfeuerung 76
Stickoxidbildung 91
Stickoxide 91, 200
Stickoxidfracht 888
Strömungssimulationen 517
Stromzwischenkreisumrichter 680
Strukturen 247
Supplementary Firing 326
Systemmanager 71
SzA 720, 725, 729

T

Targeted Optimization 854
Technical Committee 264 776
Technische Dokumentationen 822
technische Grundlagen 269
Technologien
  autonome 952
Teillast 439
Temperature Measurement 326
Temperaturverteilung
  2D 892
Temperaturwechselbeständigkeit 114
thermische Prozesse 867
thermodynamisches Modell 148
THG-Emissionen 462

THG-Minderungspotenzial 462
Thyristorbasierte Stromrichtertechnik 680
TIT 359
Trägheitsfusion
  materialprogrammierte 38
Trägheitsfusionsverfahren 36
Transformation 52, 410
Transients 362
Tropfengröße 517

U

Übergabeprozesse 816
Überwachung 775
Umstellung 267
US-Dopplungsprüfung 940
U.S. Environmental Protection Agency 774

V

Variantenfreiheit 413
Verbrennung 100
Verbrennungsluft 102
Verbrennungsprozesse 893
Verdichterstationen 777
Verfügbarkeit 808
Vergasung 225
Verschlackung 844, 845, 847, 850, 851, 852
Versorgungssicherheit 412, 822

W

W501F 359
Wanddickenmessungen 954
Wärmeplanungsgesetz 578
Wärmequelle 589
Wasserstoff 110, 230
Wasserstoffhochlauf 273
Wasserstoffleitungen 266
Wasserstoffverbrennung 200
Weld Overlay 846, 847, 848, 849
Werkstoffe 113
  Schwerpunkt der 941
Wiederanlauf 723
Wiederherstellung 723
wiederkehrende Maßnahmen (WKM) 828
Wirbelschichtfeuerung 439, 866
  zirkulierende 146
Wirtschaftlichkeit 93
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 647
Wissensinfrastruktur 835

Z

Zellstoffindustrie 941
zentrale Plattform 836
Zerstäuber- und Ringspaltluft 518
Zertifizierung 776
Zünd- und Stützfeuerung 101
Zusatzfeuerung in Abhitzekesseln 173
Zustandsbewertung 957
Zweistoffbrenner 102
Zweistoffdüsensystem 515
Zweizonenspeicher 977