

TEXTE

161/2023

Zusammenfassung

CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung

Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des weiteren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Prozesswärmeanlagen

TEXTE 161/2023

Ressortforschungsplan des Bundesministerium für
Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit

Forschungskennzahl 3718 41 003 0
FB001193/ZUS

Zusammenfassung

CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung

Umbau des industriellen Anlagenparks im Rahmen der
Energiewende: Ermittlung des aktuellen SdT und des wei-
teren Handlungsbedarfs zum Einsatz strombasierter Pro-
zesswärmeanlagen

von

Dr. Tobias Fleiter, Dr. Matthias Rehfeldt, Dr. Simon Hirzel,
Lisa Neusel, Dr. Ali Aydemir

Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung
Karlsruhe

Dr. Christian Schwotzer, Felix Kaiser, Carsten Gondorf, Justin
Hauch, Jan Hof, Lukas Sankowski, Moritz Langhorst

Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB)
der RWTH Aachen University
Aachen

Wir bedanken sich bei vielen weiteren Kolleginnen und Kol-
legen, die uns bei der Studie unterstützt haben. Besonderer
Dank geht an Dr. Thomas Echterhof, Dr. Nico Schmitz, Fabian
Störmann, Simon Lukas Bussmann, Jennifer Birke, Lukas
Knorr, Lena Noner, Prof. Herbert Pfeifer, Prof. Harald Bradke,
Prof. Clemens Rohde, Moritz Heuchel, Nadine Steinhübel,
Sina Lange, Kerstin Kopf

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
[Internet: www.umweltbundesamt.de](http://www.umweltbundesamt.de)

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe

Institut für Industrieofenbau und Wärmetechnik (IOB) der RWTH Aachen University
Kopernikusstr. 10
52074 Aachen

Abschlussdatum:

März 2023

Redaktion:

Fachgebiet III 2.2 Ressourcenschonung, Stoffkreisläufe, Mineral- und Metallindustrie
Dr. Fabian Jäger-Gildemeister

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen, nachhaltiger Konsum
Dr. Benjamin Lünenbürger

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Dezember 2023

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung

In diesem REFOPLAN-Vorhaben wird die Erzeugung von Prozesswärme für 13 Industriebranchen aus den Bereichen Metall- und Mineralindustrie sowie die Dampferzeugung als branchenübergreifende Technik mit dem Fokus einer zukünftigen Umstellung auf treibhausgasneutrale Prozesswärmeerzeugung untersucht. Dies bedeutet den Ersatz fossiler durch regenerativ erzeugte Energieträger wie Strom oder PtG/PtL-Brennstoffe wie Wasserstoff oder synthetisches Methan. In der Studie wird der Einsatz CO₂-neutraler Alternativtechniken für 34 ausgewählte Anwendungen wie z. B. das "kontinuierliche Erwärmen von Flach- oder Langstahl" untersucht.

Die Studie betrachtet sowohl den aktuellen Stand der Technik sowie zukünftige Potenziale der unterschiedlichen CO₂-neutralen Alternativtechniken. Ziel ist eine ganzheitliche Betrachtung unter Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien. Darüber hinaus werden Handlungsempfehlungen als Elemente einer übergreifenden Strategie zur Transformation hin zu einer CO₂-neutralen Prozesswärmeerzeugung abgeleitet.

Abstract: CO₂-neutral process heat generation

This REFOPLAN project analyses the technologies for the future CO₂-neutral generation of process heat for 13 industrial sectors. This means replacing fossil fuels with energy carriers based on renewable energy sources such as electricity or PtG/PtL fuels including hydrogen or synthetic methane. The study takes a broad approach and covers the metal and mineral industries as well as steam generation as a cross-sector technology. The study examines the use of CO₂-neutral alternative technologies for 34 selected applications such as the "continuous heating of flat or long steel".

The study looks at both the current state of the art and future potentials of the various CO₂-neutral alternative technologies. The aim is to take a holistic view, taking into account technical, economic and ecological criteria. In addition, recommendations are derived as elements of an overarching strategy for the transformation towards CO₂-neutral process heating.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
1 Summary	7
1.1 Introduction and objective.....	7
1.2 Structure, method and scope	7
1.3 Core results and conclusions	10
2 Zusammenfassung.....	13
2.1 Einleitung und Zielsetzung	13
2.2 Struktur, Methode und Untersuchungsrahmen	13
2.3 Kernergebnisse und Schlussfolgerungen	16
2.4 Synthese der Ergebnisse als Elemente einer Transformationsstrategie zur CO ₂ -neutralen Prozesswärme - AP4.....	18

1 Summary

1.1 Introduction and objective

The CO₂ -neutral supply of process heat is a basic prerequisite for achieving Germany's climate targets. A large part of the greenhouse gas emissions of the industrial sector can be directly traced back to process heating. This is currently heavily dependent on fossil fuels and natural gas is by far the most important energy source, while renewable energies are only used sporadically. At the same time, it has already been shown for individual sectors that the CO₂ -neutral provision of supply heat is technically possible - if renewable energies are available in sufficient quantities. However, there is no consistent assessment across the individual sectors available. It is also largely unresolved what technology pathways are available for industry transformation, how close they are to market readiness, and how opportunities differ across industries. Previously published studies have focused on a few selected processes with very high energy consumption, such as primary steelmaking. The majority of furnaces and steam generators are distributed across all energy-intensive industries and are also located in downstream processing. To date, no study is available that addresses the necessary conversion of the stock of process heating plants in this breadth and at the same time goes into sufficient depth to assess the possibilities of new CO₂ -neutral technologies at sector and process-specific level.

In this study, technologies for the CO₂ -neutral supply of process heat were considered from a **technical, economic and ecological perspective**. The technology assessment focuses on electrification and the use of hydrogen, under the premise that these energy sources are available in sufficient quantities and that their generation is CO₂ -neutral.

The study was conducted for 13 *industries* and 34 exemplary *applications* in the metals and minerals industries, as well as for the cross-cutting technology steam generation. An example *application* in the metals industry is "continuous heating of flat or long steel," and an example application in the minerals industry is "continuous melting of container glass." For each *application*, at least the *alternative technologies* electrification and hydrogen were considered. Depending on relevance, the use of biomass was also considered for individual applications. Application-specific *alternative techniques* were defined to evaluate the *technologies*. One example is the "continuous melting furnace for container glass with electrical resistance heating". The *alternative techniques* are compared with *reference techniques* that dominate the current plant fleet. In the case of container glass production, the *reference techniques* is a "continuous melting furnace container glass with natural gas heating". The study considers both the current state of the art and future potentials of the different CO₂ -neutral *alternative techniques*. The aim is to take a holistic view, taking into account technical, economic and ecological criteria. In addition, recommendations for implementation are derived as elements of an overarching strategy for the transformation towards CO₂ -neutral process heat generation.

1.2 Structure, method and scope

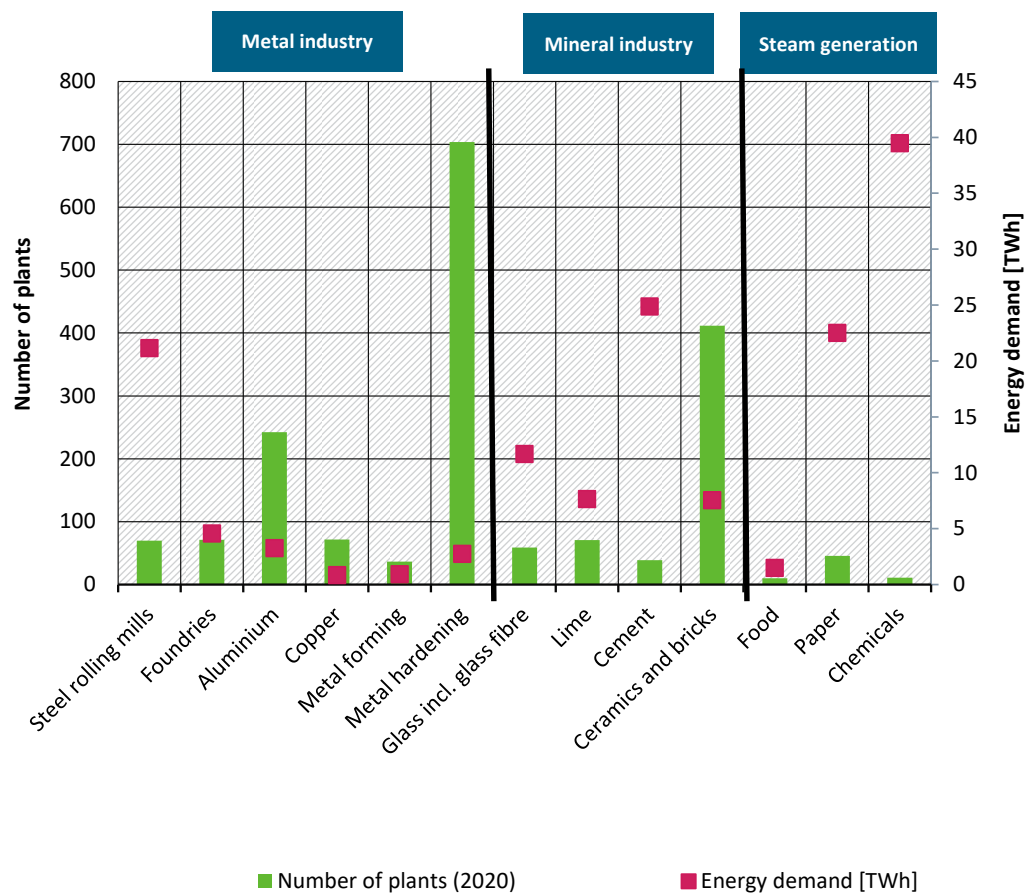
The study is divided into four work packages, each of which has a different methodological focus. The basis is a detailed **industry and technology assessment (WP1)** based on literature and expert interviews. By defining and considering very specific applications and techniques, it is possible to provide the most accurate possible assessment of plant-specific parameters, both for the reference technology and for the CO₂ -neutral alternative techniques. The characteristic values include specific energy consumptions, technology readiness and costs of investments. This quantitative assessment is supplemented by qualitative estimates of research activities and future R&D needs. The assessments of exemplary techniques can be extrapolated to the entire

plant stock by considering a data set with the total number of plants that distinguishes size classes. It allows estimating total energy consumption, CO₂ emissions and necessary investments of all plants of an application under consideration. Based on the sector-specific technique analysis, a comprehensive **analysis of the economic viability and possible market diffusion paths (WP2)** of CO₂ -neutral alternative techniques is carried out. This is based on two work steps. First, levelized costs of heat production are calculated across all techniques as a basis for comparing the economic viability of alternatives. The calculation incorporates techno-economic parameters from the industry analysis as well as additional assumptions on possible policy instruments and the regulatory framework, such as a CO₂ price or electricity tax components. In the second step, possible paths of market diffusion are simulated. For this purpose, a stock model was used, which calculates reinvestment decisions for each year based on plant age and economic efficiency as well as other parameters. The result shows diffusion paths for each alternative technology. The tool is available in the appendix and can be used to calculate variants. A **multi-criteria approach (WP3)** closes the framework to a holistic approach by integrating technical, economic as well as environmental criteria into an assessment. In addition to greenhouse gas emissions, other impacts such as air pollutants or the consumption of metallic and other resources are also considered. In a final step, **elements of a transformation strategy (WP4)** were elaborated across the results of the three work packages in the form of a synthesis of results (see chapter 2.4 "Elements of a transformation strategy for CO₂ -neutral process heat generation").

Additional material was published to complement the report. The assessment tool from WP2 is available online including the data set.

The **scope of the study is based** on process heat that is currently provided primarily by fossil fuels. In addition to *sectors of* the basic materials industry (cement, lime, glass, paper), it includes many *applications*, e.g. from the forming technology, hardening technology, foundry, aluminum, copper, ceramics and brick industries. **The applications considered are distributed along the value chains and are mainly selected on the basis of their importance in energy consumption. Overall, the considered applications have a high relevance and account to a total of 140 TWh covering about 32% of the fuel demand of the whole industry in 2018.** Abbildung 1 summarizes the energy consumption and the number of plants for the considered applications in the 13 industries based on the key figures of the studied technology examples. The chemical, paper, cement, glass, and steel industries stand out the most in terms of energy consumption, each with a high energy consumption of over 10 TWh/a. The plant fleet is very heterogeneous. The number of thermoprocessing plants considered is highest in hardening technology with about 700, followed by the ceramics and brick industry (~400 plants) and aluminum processing (~240 plants). **In total, about 1800 plants fall within the scope of the study.**

Abbildung 1: Number of plants and energy consumption per sector in the scope of the study



The diagram shows an extrapolation of the technology examples considered in the 13 industries. Techniques outside the scope of the study are not listed and values for the entire industries are higher.

Note: The number of plants in the "Heating and annealing furnaces steel rolling mills" sector is significantly lower than in similar presentations in the sector analysis. This is due to a different accounting of bell annealing furnaces. In this presentation, a "battery" of around 60 annealing furnaces was combined as one plant.

Source: own figure, Fraunhofer ISI

The transferability of the results to the entire industry is particularly high in the mineral industry (glass, ceramics, lime, cement) and the paper and food industry. In both industries, the applications considered cover 70-90% of the total energy consumption. In the food industry, the coverage of applications is low, but the transferability to the whole sector of steam generation in the industry is high, because heating technologies are similar. Some applications are not included in the study's scope because they are either already electrified, like primary aluminum electrolysis, crude steel production via electric arc furnace. Also steel production via blast furnace and the entire chemical sector with main processes like steam cracking are out of scope. For these applications, which have already been widely studied, reference is made to other publications (Agora Energiewende and Wuppertal Institute 2019; Fleiter et al. 2022; IEA 2020). It should be noted that these applications have a very high energy consumption, but they are distributed to only comparatively few individual very energy-intensive plants in Germany. Accordingly, this study only covers 14 - 45 % of the energy consumption in the non-ferrous metals, metal production and chemical industries while the number of plants considered is very high.

1.3 Core results and conclusions

The results show a very **heterogeneous plant stock**. Especially in the area of industrial furnaces, the technologies and operating parameters differ significantly between the industries and processes. For example, the installed capacity of the plants varies between 0.1 and 140 MW_{th} and the capacity can vary from less than 1 ton to more than 160 tons per hour. Temperatures and specific energy requirements also vary greatly between applications. The heterogeneity affects not only the current plant fleet, but also the opportunities for conversion to CO₂ -neutral alternative techniques. For example, electrification is already state of the art (SdT) in the foundry industry, massive forming or the melting of aluminum with induction furnaces, while in the lime and cement industries it still has a very low maturity, which is associated with fundamental technical hurdles. This very heterogeneous plant stock must be taken into account when developing transformation strategies.

Across all sectors and technologies considered, it can nevertheless be concluded that the **switch to CO₂ -neutral process heat generation by 2045 is technically feasible**. However, the solutions will most likely differ between industries and applications. Hydrogen as well as electrification will each play an important role, although further **research and development is needed** in many areas. Upscaling to industrial levels and in-service testing are critical for most technologies. In some cases, there are still major technical hurdles, as in the case of electric heating of the rotary kiln in lime or cement production or continuous heating in the steel rolling mill. For switching to hydrogen, the technical hurdles are particularly high where solid fuels rather than natural gas are used today, such as coke in the shaft kiln for lime burning or in the cupola furnaces of iron foundries. For the provision of process steam, techniques for industrial use are already available today for both hydrogen and electrification. The requirements for further technical development are described in the respective industry chapters for the individual alternative techniques. The **effort required to switch** from the current reference technology to the respective CO₂ -neutral alternative technology differs strongly from one application to another. Nevertheless, it is evident across all applications that electrification requires construction of new plants in most cases. In contrast, the switch from natural gas to hydrogen will likely only require minor retrofitting in most cases.

In terms of increasing **energy efficiency**, electrification shows slight advantages in most applications compared to the status quo as well as techniques fueled with hydrogen. However, the differences between the individual applications are very large. The expected efficiency gains from electrification range from about 5% in the ceramics and brick industries to 40% in glass manufacturing. For the generation of hot water and steam, higher efficiency gains are possible through the use of heat pumps in the range of 43% to 60%, although this depends on the required temperature difference and is not feasible in all applications. The consideration of **cost and economic efficiency** is subject to great uncertainties, since there is high uncertainty in the data available, especially for the necessary investments. Further, cost results depend very much on the choice of the system boundary. Nevertheless, the following statements can be made: The amount of the necessary **investments** depends strongly on whether existing reference technologies can be retrofitted or modernized, or whether construction of a new plant is necessary. If a new construction of CO₂ -neutral alternative techniques is compared with a new construction of the current reference technique, the necessary additional investments are low. For many applications, however, modernization of the existing plant is the better comparison. This would require significantly less investment than new construction: Compared to a modernization of the reference technologies, the additional investments for the new construction of CO₂ -neutral technologies amount to 20 - 30 billion euros (extrapolation to the entire plant stock of all applications considered without discounting). In the case of conversion to hydrogen, it can be assumed

that in many cases it will be possible to refurbish existing gas-fired plants and investments will be lower than in the case of electrification. It should be noted, however, that this consideration only considers investment in process heating technology. Possible additional costs due to infrastructure at the site, connection capacity or demolition of existing plants are not taken into account and can result in much higher real investments at individual sites than the averaged results of this study indicate.

In addition to the investment, the **energy costs** incurred in operating the plants are a second key cost component that differs significantly between reference technique and CO₂ -neutral alternative technique. Under the energy source prices prevailing up to 2021, the switch to CO₂ -neutral technique is associated with significantly higher energy costs for plant operation compared with fossil-fuel use. Economical operation of CO₂ -neutral technologies is not possible under these conditions. A higher CO₂ price and lower prices for electricity and hydrogen are necessary to make CO₂ neutral technologies attractive. Compared to the necessary investments, the importance of energy costs is many times higher. For many CO₂-neutral techniques, the energy costs of one year are already of a similar order of magnitude to the total investment required for the construction of a new plant. For a successful transformation, it is necessary to create a market framework that enables the economic operation of CO₂ -neutral technologies.

In addition to cost-effectiveness, other factors influence the **dynamics with which the conversion of the existing plant stock to CO₂ -neutral technologies takes place**. These include the availability and readiness of the technology as well as the service life, the modernization cycle and the age of the existing plant stock. Due to long modernization cycles, there is a high risk that investments in fossil-fuel heated reference techniques will have to be replaced before they reach their technical end-of-life (stranded assets). In addition, instruments such as investment subsidies sometimes have a strong time-delayed effect on real investment decisions, since reinvestments are only due in the future. The simulation of the market diffusion shows that it is necessary to reform the regulatory framework at an early stage so that CO₂ -neutral technologies become competitive. Otherwise, there is a high risk of lock-ins due to reinvestment in fossil-fired plant technology with a long service life. A predictable transformation policy allows companies to anticipate future price changes at an early stage. This forward-looking transformation on the part of investors and policymakers helps to avoid stranded assets and lock-ins.

Hybrid and flexible process heating technologies can be key to the transformation and have three main advantages over monovalent systems. First, hybrid systems mitigate the investment risks by allowing companies to gradually increase the operating time of CO₂ -neutral alternative technology - in line with market signals. An example is the retrofitting current natural gas heating systems by adding electric (partial) heating. Second, they increase the security of supply and resilience of industrial production to potential shortages and energy price spikes by enabling companies to switch between multiple energy sources in short-term. Third, hybrid systems contribute to the efficient system integration of renewables by enabling temporally flexible operation if they respond to signals on the electricity market. In the short term, hybrid systems show high potential especially in the area of steam generation, as technologies such as electrically heated steam boilers are already available on the market. For large-scale deployment, targeted investment support is helpful. But also the removal of flexibility barriers is necessary, e.g., through a reform of electricity grid charges and other state-determined electricity and energy price components.

In addition to the technical and economic analyses, the **multi-criteria technology analysis** based on twelve criteria examined showed that there do not appear to be any fundamental reasons against the wider use of alternative techniques analysed. The overarching evaluation of the criteria analysed in terms of quality shows in particular that a switch to CO₂ -neutral alternative

techniques tends to reduce the release of (local) air pollutants, especially in the case of electrification. Accordingly, the additional costs for the use of alternative technologies are offset by substantial reductions in environmental costs for society as a whole. These societal benefits should be included in the transformation strategy and its communication. Benefits from the reduction of environmental costs should be taken into account in a holistic cost-benefit balance.

The above criteria show that the **prioritization of electrification or hydrogen** must be answered on an industry-specific basis. From a technical perspective, however, it can be generalized that for applications with high process temperatures (burning and melting in the mineral industry) and a high throughput (melting in foundries and heating in the steel industry), electric alternative technologies with the same production capacity are not (yet) available or still have a very low degree of technological readiness. Heating technologies with a high energy density are necessary here, which can be supplied by hydrogen. Electrification, on the other hand, is advantageous from a technical application point of view where process temperatures and energy densities tend to be lower and higher efficiency gains can be expected. When weighing up hydrogen versus electrification, however, further arguments already mentioned above must be taken into account. For example, the necessary plant investments for hydrogen are presumably lower than for electrification, since it is often possible to modernize existing plants. On the other hand, the economic viability of hydrogen depends very much on the price of the energy carrier, which is currently still very uncertain - as is its regional and temporal availability. Hybrid plant concepts can be the key to moving flexibly either more in the direction of electrification or in the direction of hydrogen, depending on the development of the energy markets and technology availability.

For a more comprehensive comparison of both strategies, electrification and hydrogen, the application-focused analysis of this study should be expanded to include a systemic perspective. Aspects such as the costs for transport and storage of the energy carriers, import possibilities as well as the conversion efficiency in the upstream chain play a central role and will complete the picture of this study.

2 Zusammenfassung

2.1 Einleitung und Zielsetzung

Die CO₂-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme ist eine Grundvoraussetzung zur Erreichung der Klimaziele Deutschlands. Ein Großteil der Treibhausgasemissionen des Industriesektors lässt sich direkt auf die Prozesswärme zurückführen. Diese ist derzeit stark von fossilen Energieträgern abhängig und Erdgas ist der mit Abstand wichtigste Energieträger, während erneuerbare Energien lediglich vereinzelt genutzt werden. Gleichzeitig wurde für einzelne Branchen bereits gezeigt, dass die CO₂-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme technisch möglich ist, sofern erneuerbare Energien in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen. Allerdings gibt es kein systematisch erhobenes Gesamtbild über die einzelnen Branchen hinweg. Auch ist weitestgehend offen, welche Technologiepfade für die Industrietransformation verfügbar sind, wie nah sie an der Marktreife sind und wie sich die Möglichkeiten der Branchen unterscheiden. Bisher veröffentlichte Studien konzentrierten sich auf wenige ausgewählte Prozesse mit sehr hohem Energieverbrauch, wie z. B. die Primärstahlherstellung. Die Mehrzahl der Öfen und Dampferzeuger ist über alle energieintensiven Branchen verteilt und befinden sich auch bei der Weiterverarbeitung entlang der Wertschöpfungsketten. Bisher ist keine Studie verfügbar, die den nötigen Umbau des Anlagenparks zur Prozesswärmeerzeugung in dieser Breite adressiert und gleichzeitig branchenspezifisch genügend in die Tiefe geht, um präzise Aussagen zu den Möglichkeiten neuer CO₂-neutraler Technologien zu treffen.

In dieser Studie wurden Techniken für die CO₂-neutrale Bereitstellung von Prozesswärme aus **technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Perspektive** betrachtet. Ein Schwerpunkt liegt auf der Elektrifizierung und dem Einsatz von Wasserstoff, unter der Prämisse, dass diese Energieträger in ausreichender Menge und CO₂-neutral verfügbar sind. Die Untersuchung wurde für 13 *Branchen* und 34 exemplarische *Anwendungen* in der Metall- und Mineralindustrie sowie für die Querschnittstechnik Dampferzeugung durchgeführt. Ein Beispiel für eine *Anwendung* in der Metallindustrie ist das "kontinuierliche Erwärmen von Flach- oder Langstahl", ein Beispiel für die Mineralindustrie das "kontinuierliche Schmelzen von Behälterglas". Für jede *Anwendung* wurden mindestens die *Alternativtechnologien* Elektrifizierung und Wasserstoff betrachtet. Je nach Relevanz wurde für einzelne Anwendungen auch der Einsatz von Biomasse betrachtet. Zur Bewertung der *Technologien* wurden anwendungsspezifische *Alternativtechniken* definiert. Ein Beispiel ist hierfür der "kontinuierlicher Schmelzofen für Behälterglas mit elektrischer Widerstandsbeheizung". Die *Alternativtechniken* werden mit *Referenztechniken* verglichen, welche den heutigen Anlagenpark dominieren. Im Falle der Behälterglasherstellung ist die *Referenztechnik* ein "kontinuierlicher Schmelzofen Behälterglas mit Erdgasbeheizung". Die Studie betrachtet sowohl den aktuellen Stand der Technik sowie zukünftige Potenziale der unterschiedlichen CO₂-neutralen Alternativtechniken. Ziel ist eine ganzheitliche Betrachtung unter Berücksichtigung von technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kriterien. Darüber hinaus werden Handlungsempfehlungen als Elemente einer übergreifenden Strategie zur Transformation hin zu einer CO₂-neutralen Prozesswärmeerzeugung abgeleitet.

2.2 Struktur, Methode und Untersuchungsrahmen

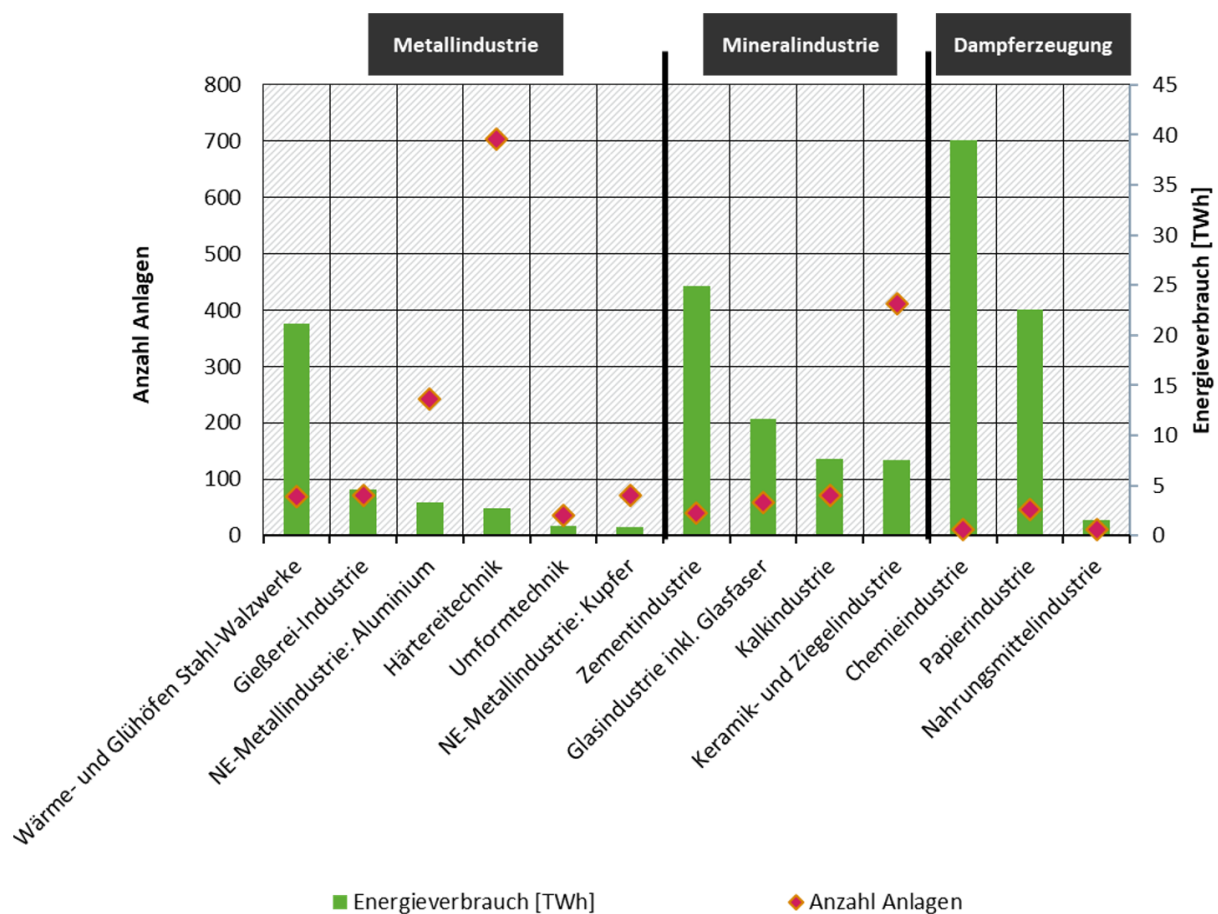
Die Studie unterteilt vier Arbeitspakete, welche jeweils einen anderen methodischen Schwerpunkt haben. Grundlage ist eine detaillierte **Branchen- bzw. Technikbewertung (AP1)** anhand von Literatur und Experteninterviews. Durch die Definition und Betrachtung von sehr spezifischen Anwendungen und Techniken kann eine möglichst genaue Einschätzung von anlagenspezifischen Kenngrößen gegeben werden, sowohl für die Referenztechnik als auch für die CO₂-

neutrale Alternativtechnik. Die Kennwerte umfassen spezifische Energieverbräuche, den Technologiereifegrad und Kosten der Investitionen. Diese quantitative Bewertung wird durch qualitative Einschätzungen zu Forschungsaktivitäten und zukünftigem F&E-Bedarf ergänzt. Die Erhebung des Anlagenbestandes hinsichtlich Größenklassen und Anzahl der Anlagen erlaubt eine Hochrechnung von beispielhaften Techniken auf den gesamten betrachteten Anlagenbestand und damit Einschätzungen zu Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und nötigen Investitionen aller Anlagen einer betrachteten Anwendung. Aufbauend auf der branchenspezifischen Technikanalyse wird eine übergreifende **Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und möglicher Marktdiffusionspfade (AP2)** von CO₂-neutralen Alternativtechniken durchgeführt. Diese beruht auf zwei Arbeitsschritten. Zunächst werden technikübergreifend vergleichbare "Wärmegestehungskosten" berechnet, als Grundlage für den Vergleich der Wirtschaftlichkeit von Alternativen. In die Berechnung fließen techno-ökonomische Kennwerte aus der Branchenanalyse ein sowie zusätzliche Annahmen zu möglichen politischen Instrumenten und den regulatorischen Rahmen, wie z. B. ein CO₂-Preis oder Stromsteuerkomponenten. Im zweiten Schritt werden mögliche Pfade der Marktdiffusion simuliert. Hierfür wurde ein Bestandsmodell genutzt, welches anhand von Anlagenalter und Wirtschaftlichkeit sowie weiteren Parametern für jedes Jahr Reinvestitionsentscheidungen berechnet. Im Ergebnis finden sich Diffusionspfade für jede einzelne Alternativtechnik. Das Tool ist im Anhang verfügbar und kann für die Berechnung von Varianten genutzt werden. Mit einer **multikriteriellen Betrachtung (AP3)** wird der Rahmen zu einer ganzheitlichen Betrachtung geschlossen, indem technische, wirtschaftliche sowie ökologische Kriterien in eine Bewertung integriert werden. Neben den Treibhausgasemissionen werden hier auch andere Belastungen wie Luftschadstoffe oder der Verbrauch metallischer und anderer Ressourcen betrachtet. Über die Ergebnisse der drei Arbeitspakete hinweg wurden in einem letzten Schritt **Elemente einer Transformationsstrategie (AP4)** in Form einer Ergebnissynthese herausgearbeitet.

Ergänzend zum Bericht wurde weiteres Material veröffentlicht. Das Bewertungstool aus AP2 ist inklusive Datenbestand online verfügbar. Auch der detaillierte Datensatz mit der multikriteriellen Betrachtung der einzelnen Alternativtechniken ist online verfügbar.

Der **Untersuchungsrahmen** liegt auf heute vorwiegend mit fossilen Energieträgern bereitgestellter Prozesswärme. Er umfasst neben *Branchen* der Grundstoffindustrie (Zement, Kalk, Glas, Papier) viele *Anwendungen*, bspw. aus der Umformtechnik, Härtereitechnik, Gießerei-, Aluminium- und Kupfer- sowie Keramik- und Ziegelindustrie. **Die betrachteten Anwendungen verteilen sich entlang der Wertschöpfungsketten und sind vorwiegend aufgrund ihrer Bedeutung beim Energieverbrauch ausgewählt. Insgesamt haben die betrachteten Anwendungen eine hohe Relevanz und decken mit etwa 140 TWh ca. 32 % des Energieverbrauchs der gesamten Industrie im Jahr 2018 ab.** Abbildung 2 fasst für die betrachteten Anwendungen in den 13 Branchen den Energieverbrauch und die Anzahl der Anlagen auf Basis der Kennzahlen der untersuchten Technikbeispiele zusammen. Die Branchen Chemie, Papier, Zement, Glas und Stahl-Walzwerke fallen durch einen hohen Energieverbrauch von jeweils über 10 TWh/a energetisch am stärksten ins Gewicht. Der Anlagenpark ist sehr heterogen. Die Anzahl der betrachteten Thermoprozessanlagen ist in der Härtereitechnik mit etwa 700 am höchsten, gefolgt von der Keramik- und Ziegelindustrie (~400 Anlagen) und der Aluminiumverarbeitung (~240 Anlagen). **Insgesamt fallen etwa 1800 Anlagen in den Untersuchungsrahmen der Studie.**

Abbildung 2: Anzahl Anlagen und Energieverbrauch je Branche im Betrachtungsrahmen der Studie



Die Darstellung zeigt eine Hochrechnung der betrachteten Technikbeispiele in den 13 Branchen. Techniken außerhalb des Untersuchungsrahmens sind nicht aufgeführt, weshalb die vollständigen Branchenwerte höher liegen.

Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen in der Branche "Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke" ist deutlich niedriger als in ähnlichen Darstellungen der Branchenanalyse. Grund ist eine andere Bilanzierung von Haubenglühöfen. In dieser Darstellung wurde eine "Batterie" von etwa 60 Glühöfen als eine Anlage zusammengefasst.

Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Besonders hoch ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf die gesamte Branche in der Mineralindustrie sowie der Papier- und Nahrungsmittelindustrie. In der Mineralindustrie (Glas, Keramik, Kalk, Zement) und der Papierindustrie decken die betrachteten Anwendungen 70 - 90 % des gesamten Energieverbrauchs der Branchen ab. In der Nahrungsmittelindustrie ist die Abdeckung der Anwendungen gering, jedoch die Übertragbarkeit auf den gesamten Bereich der Dampferzeugung in der Branche hoch, da sich Beheizungstechnologien ähneln. Einige Anwendungen sind nicht im Untersuchungsrahmen der Studie enthalten, da sie entweder schon elektrifiziert sind oder über reine Prozesswärme hinausgehen. Dazu zählt die Primäraluminiumelektrolyse, die Rohstahlherstellung über Hochofen oder Elektrolichtbogenofen sowie das Steamcracking in der Chemie. Für diese bereits vielfach untersuchten Anwendungen wird auf andere Veröffentlichungen verwiesen (Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019; Fleiter et al. 2022; IEA 2020). Hier ist zu beachten, dass diese in dieser Studie nicht betrachteten Anwendungen zwar einen sehr hohen Energieverbrauch aufweisen, es sich jedoch nur um vergleichsweise wenige sehr energie-intensive Anlagen in Deutschland handelt. Entsprechend beträgt die in dieser Studie erreichte Abdeckung beim Energieverbrauch in den Branchen Nichteisen-Metalle, Metallerzeugung und der Chemie lediglich 14 - 45 % bei einer sehr hohen Anlagenzahl.

2.3 Kernergebnisse und Schlussfolgerungen

Im Ergebnis zeigt sich zunächst ein sehr **heterogener Anlagenbestand**. Besonders im Bereich der Industrieöfen unterscheiden sich die Techniken und Betriebsparameter zwischen den Branchen und Prozessen deutlich. So variiert die installierte Leistung der Anlagen zwischen 0,1 und 140 MW_{th} und der Durchsatz kann von unter 1 Tonne bis über 160 Tonnen pro Stunde variieren. Auch Temperaturen und der spezifische Energiebedarf unterscheiden sich stark zwischen den Anwendungen. Die Heterogenität betrifft nicht nur den heutigen Anlagenbestand, sondern auch die Möglichkeiten für die Umstellung auf eine CO₂-neutrale Alternativtechnik. So ist die Elektrifizierung einzelner Anwendungen z. B. in der Gießereiindustrie, der Massivumformung oder dem Schmelzen von Aluminium mit Induktionsöfen bereits Stand der Technik (SdT), während sie in den Branchen Kalk und Zement noch eine sehr niedrige Technologiereife hat, die mit grundlegenden technischen Hürden verbunden ist. Dieser sehr heterogene Anlagenbestand muss bei der Entwicklung von Transformationsstrategien berücksichtigt werden.

Über alle Branchen und betrachtete Technologien hinweg lässt sich dennoch schlussfolgern, dass die **Umstellung auf eine CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung bis 2045 technisch realisierbar** ist. Dabei werden sich die Lösungen zwischen den Branchen und Anwendungen sehr wahrscheinlich unterscheiden. Wasserstoff sowie die Elektrifizierung werden jeweils eine wichtige Rolle spielen, wenngleich in vielen Bereichen noch weitere **Forschungen und Entwicklungen** nötig sind. Hochskalierung auf industrielles Niveau sowie die Erprobung im Betrieb sind bei den meisten Techniken entscheidend. Teilweise gibt es noch größere technische Hürden wie bei der elektrischen Beheizung des Drehrohrofens bei Kalk- oder Zementherstellung oder dem kontinuierlichen Erwärmen im Stahlwalzwerk. Beim Einsatz von Wasserstoff sind die technischen Hürden dort besonders hoch, wo heute kein Erdgas, sondern Festbrennstoffe eingesetzt werden, wie z. B. Koks im Schachtofen zum Kalkbrennen oder in den Kupolöfen der Eisengießereien. Für die Bereitstellung von Prozessdampf sind bereits heute sowohl für Wasserstoff als auch für die Elektrifizierung Techniken für den industriellen Einsatz verfügbar. Der technische Entwicklungsbedarf ist für die einzelnen Alternativtechniken in den jeweiligen Branchenkapiteln beschrieben. Auch der **Aufwand für die Umstellung** von der heutigen Referenztechnik auf die jeweilige CO₂-neutrale Alternativtechnik hängt stark von der spezifischen Anwendung ab. Dennoch zeigt sich über alle Anwendungen hinweg, dass die Elektrifizierung in den meisten Fällen einen Neubau der Anlagen erfordert. Im Unterschied dazu wird für den Einsatz von Wasserstoff, bei heute mit Erdgas beheizten Referenztechniken, in den meisten Fällen eine Umrüstung möglich sein.

Bei der Steigerung der **Energieeffizienz** zeigt die Elektrifizierung in den meisten Anwendungen leichte Vorteile gegenüber dem Status quo sowie einer über Wasserstoff beheizten Technik. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Anwendungen sind allerdings sehr groß. Die erwarteten Effizienzgewinne durch die Elektrifizierung reichen von etwa 5 % in der Keramik- und Ziegelindustrie bis zu 40 % in der Glasherstellung. Bei der Erzeugung von Heißwasser und Dampf sind höhere Effizienzgewinne durch den Einsatz von Wärmepumpen im Bereich zwischen 43 % und 60 % möglich, allerdings abhängig vom nötigen Temperaturhub und nicht in allen Anwendungen einsetzbar. Die Betrachtung von **Kosten- und Wirtschaftlichkeit** unterliegt großen Unsicherheiten, da besonders für die nötigen Investitionen kaum aktuelle belastbare Daten verfügbar sind und die Ergebnisse sehr von der Wahl der Systemgrenze abhängen. Dennoch lassen sich folgende Aussagen treffen: Die Höhe der nötigen **Investitionen** hängt stark davon ab, ob bestehende Referenztechniken umgerüstet bzw. modernisiert werden können oder ob ein Neubau der Anlage nötig ist. Wenn ein Neubau von CO₂-neutralen Alternativtechniken mit einem Neubau der heutigen Referenztechnik verglichen wird, dann sind die nötigen Mehrinvestitionen gering. Für viele Anwendungen ist allerdings eine Modernisierung des Anlagenbestandes der bessere

Vergleich. Dieser wäre deutlich weniger investitionsintensiv: Im Vergleich zu einer Modernisierung der Referenztechniken liegen die Mehrinvestitionen für den Neubau von CO₂-neutralen Techniken bei 20 - 30 Mrd. Euro (Hochrechnung auf den gesamten Anlagenbestand aller betrachteten Anwendungen ohne Diskontierung). Bei Umstellung auf Wasserstoff ist davon auszugehen, dass in vielen Fällen eine Umrüstung bestehender gasbefuerter Anlagen möglich ist und dadurch die anwendungsseitigen Investitionen geringer sind als bei der Elektrifizierung. Es ist allerdings zu beachten, dass diese Betrachtung nur die Investition in Prozesswärmetechnik einschließt. Mögliche Mehrkosten durch Infrastruktur am Standort, Anschlussleistung oder Abriss von Bestandsanlagen sind nicht berücksichtigt und können dazu führen, dass die realen Investitionen an einzelnen Standorten deutlich höher liegen, als die gemittelten Ergebnisse dieser Studie angeben.

Neben der Investition sind die anfallenden Energiekosten aus dem Betrieb der Anlagen eine zweite zentrale Kostenkomponente, die sich deutlich zwischen Referenztechnik und CO₂-neutraler Alternativtechnik unterscheidet. Unter Energieträgerpreisen, wie sie bis zum Jahr 2021 herrschten ist die Umstellung auf CO₂-neutrale Techniken im Vergleich zur fossil befeuerten Technik mit deutlich höheren **Energiekosten** beim Anlagenbetrieb verbunden. Ein wirtschaftlicher Betrieb CO₂-neutraler Techniken ist unter diesen Bedingungen nicht möglich. Ein höherer CO₂-Preis sowie niedrigere Preise für Strom und Wasserstoff sind nötig um CO₂-neutrale Techniken attraktiv zu machen. Im Vergleich zu den nötigen Investitionen zeigt sich eine um ein Vielfaches höhere Bedeutung der Energiekosten. So liegen nach der Umstellung die Energiekosten eines Jahres bereits in einer ähnlichen Größenordnung wie die gesamten für die Umstellung aller betrachteten Anlagen nötigen Investitionen. Für eine gelingende Transformation ist es notwendig einen Marktrahmen zu schaffen, der den wirtschaftlichen Betrieb CO₂-neutraler Techniken ermöglicht.

Neben der Wirtschaftlichkeit beeinflussen weitere Faktoren die **Dynamik, mit der die Umstellung des Anlagenbestandes auf CO₂-neutrale Techniken stattfindet**. Dazu zählen Technikverfügbarkeit bzw. Technologiereife sowie die Lebensdauer bzw. der Modernisierungszyklus und das Alter des bestehenden Anlagenbestandes. Aufgrund langer Modernisierungszyklen ist die Gefahr hoch, dass Investitionen in fossil beheizte Referenztechniken frühzeitig wieder ausgetauscht werden müssen (Stranded Assets). Auch wirken Instrumente wie Investitionsförderung teilweise stark zeitverzögert auf reale Investitionsentscheidungen, da Reinvestitionen erst in Zukunft anstehen. Die Modellierung der Marktdiffusion zeigt, dass es notwendig ist den regulatorischen Rahmen frühzeitig so zu reformieren, dass CO₂-neutrale Techniken wettbewerbsfähig werden. Ansonsten besteht eine hohe Gefahr von Lock-ins durch Reinvestition in fossil beheizte Anlagentechnik mit langer Lebensdauer. Eine planbare Transformationspolitik erlaubt den Unternehmen, zukünftige Preisänderungen frühzeitig zu antizipieren. Diese vorausschauende Transformation auf Seiten der Investoren und der gestaltenden Politik hilft Stranded Assets und Lock-ins zu vermeiden

Hybride und flexible Techniken zur Prozesswärmeerzeugung können Schlüssel für die Transformation sein und weisen drei zentrale Vorteile gegenüber monovalenten Systemen auf. Erstens mindern hybride Systeme wie z. B. durch das Nachrüsten einer elektrischen (Teil-)Beheizung bei heutiger Erdgasbeheizung die Investitionsrisiken der Transformation, indem sie Unternehmen erlauben die Betriebszeit der CO₂-neutralen Alternativtechnik schrittweise zu erhöhen - entsprechend der Marktsignale. Zweitens erhöhen sie die Versorgungssicherheit und Resilienz der Industrieproduktion gegenüber möglichen Knappheiten und Energiepreisspitzen, indem sie Unternehmen in die Lage versetzen kurzfristig zwischen mehreren Energieträgern zu wechseln. Drittens tragen hybride Systeme zur effizienten Systemintegration von Erneuerbaren Energien bei, wenn sie einen zeitlich flexiblen Betrieb ermöglichen indem sie auf Signale am

Strommarkt reagieren. Kurzfristig weisen hybride Systeme besonders im Bereich der Dampferzeugung hohe Potenziale auf, da Technologien wie elektrisch beheizte Dampfkessel bereits am Markt verfügbar sind. Für den großflächigen Einsatz ist sowohl gezielte Investitionsförderung hilfreich, aber auch der Abbau von Flexibilitätshemmnissen nötig, z. B. durch eine Reform der Stromnetzentgelte und anderer staatlich bestimmter Strom- und Energiepreisbestandteile.

Ergänzend zu den technischen und wirtschaftlichen Analysen hat die **multikriterielle Technikanalyse** anhand von zwölf untersuchten Kriterien gezeigt, dass keine prinzipiellen Gründe gegen den breiteren Einsatz der Alternativtechniken zu stehen scheinen. Die übergreifende Auswertung der qualitativ analysierten Kriterien verdeutlicht insbesondere, dass durch eine Umstellung auf CO₂-neutrale Alternativtechniken tendenziell mit einer Verbesserung bei der Freisetzung (lokaler) Luftschadstoffe zu rechnen ist, vor allem bei einer Elektrifizierung. Entsprechend stehen einzelwirtschaftlichen Mehrkosten für den Einsatz der Alternativtechniken substantielle Verringerungen gesamtgesellschaftlicher Umweltkosten gegenüber. Diese gesamtgesellschaftlichen Vorteile sollten in die Transformationsstrategie sowie deren Kommunikation einbezogen werden. Vorteile aus der Verringerung von Umweltkosten sollten in einer ganzheitlichen Kosten-Nutzen-Bilanz berücksichtigt werden.

Anhand obiger Kriterien zeigt sich, dass die **Priorisierung von Elektrifizierung oder Wasserstoff branchenspezifisch** beantwortet werden muss. Aus einer technischen Anwendungsperspektive lässt sich jedoch verallgemeinern, dass für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen (Brennen, Schmelzen in der Mineralindustrie) und einem hohen Durchsatz (Schmelzen in Gießereien und Erwärmen in der Stahlindustrie) elektrische Alternativtechnologien mit derselben Produktionskapazität (noch) nicht verfügbar sind bzw. noch einen sehr niedrigen Technologiereifegrad aufweisen. Hier sind Beheizungstechnologien mit einer hohen Energiedichte notwendig, die zum einen durch biogene Energieträger mit den entsprechenden Eigenschaften aber insbesondere Wasserstoff umgesetzt werden können. Elektrifizierung hingegen ist aus technischer Anwendungssicht dort vorteilhaft, wo Prozesstemperaturen und Energiedichten eher geringer sind und ggfs. noch höhere Effizienzgewinne zu erwarten sind. Bei der Abwägung zwischen Wasserstoff gegenüber Elektrifizierung sind jedoch weitere oben bereits genannte Argumente zu beachten. So sind beim Einsatz von Wasserstoff vermutlich die nötigen Anlageninvestitionen geringer als bei der Elektrifizierung, da häufig eine Modernisierung der bestehenden Anlagen möglich ist. Auf der anderen Seite hängt die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoff sehr stark vom Preis des Energieträgers ab, der derzeit noch sehr unsicher ist - ebenso wie die regionale und zeitliche Verfügbarkeit. Hybride Anlagenkonzepte können der Schlüssel sein, um je nach Entwicklung der Energiemärkte und Technologieverfügbarkeit relativ flexibel entweder stärker in Richtung Elektrifizierung oder in Richtung Wasserstoff zu gehen.

Zur weiteren Abwägung zwischen Elektrifizierung und Wasserstoff sollte die anwendungsfokussierte Analyse dieser Studie um eine systemische Perspektive erweitert werden. Aspekte, wie die Kosten für Transport und Speicherung der Energieformen, Importmöglichkeiten sowie die Umwandlungseffizienz in der Vorkette spielen hierbei eine zentrale Rolle und vervollständigen das Bild dieser Studie.

2.4 Synthese der Ergebnisse als Elemente einer Transformationsstrategie zur CO₂-neutralen Prozesswärme - AP4

Die Schlussfolgerungen der Studie sind in den folgenden 11 Thesen zur Transformation der Prozesswärme zusammengefasst und um Handlungsoptionen als Elemente einer Transformationsstrategie ergänzt. Die Thesen fassen die Kernergebnisse der inhaltlichen Arbeiten zusammen.

Die Thesen adressieren im ersten Teil die technische Machbarkeit, indem sie Themen wie Technologiereife, Umbaubedarf und Energieeffizienz genauer beleuchten (Thesen 1-6). Im zweiten Teil stehen Kosten, Diffusionsdynamik und Umweltwirkungen im Vordergrund (Thesen 7-11). Die einzelnen Thesen werden mit Erkenntnissen der Arbeitspakete belegt und gelten für die in dieser Studie betrachtete Stichprobe von Anwendungen und Techniken. Jeder These werden Handlungsempfehlungen als Elemente einer Transformationsstrategie zugeordnet. Diese zielen auf eine möglichst planbare und vollständige Transformation der Prozesswärmeerzeugung auf CO₂-Neutralität bis zum Jahr 2045 ab. Diese Elemente bieten eine Grundlage für die Entwicklung einer übergreifenden Transformationsstrategie für die Prozesswärmeerzeugung.

2.4.1 These 1: Der Anlagenpark der Industrieöfen ist heterogen

Eine Gesamtstrategie sollte unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Charakteristika der Produktionsprozesse entwickelt werden und die jeweiligen Herausforderungen und Möglichkeiten der unterschiedlichen Branchen berücksichtigen.

Der Anlagenpark der Industrieöfen in der **Metall- und Mineralindustrie** ist heterogen und birgt eine enorme Vielfalt. Entsprechend sind technische Möglichkeiten, Kosten und Hemmnisse in der Umstellung unterschiedlich stark zwischen den Branchen und Prozessen ausgeprägt. Eine Gesamtstrategie muss unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Charakteristika der Produktionsprozesse entwickelt werden.

Auf Grundlage der Referenztechniken wurden insgesamt 96 CO₂-neutrale Alternativtechniken betrachtet. Daraus ergibt sich ein charakteristisches Gesamtbild für den betrachteten Anlagenpark in Deutschland. Dessen branchenspezifische Referenztechniken wurden anhand der folgenden Eigenschaften vereinfacht charakterisiert:

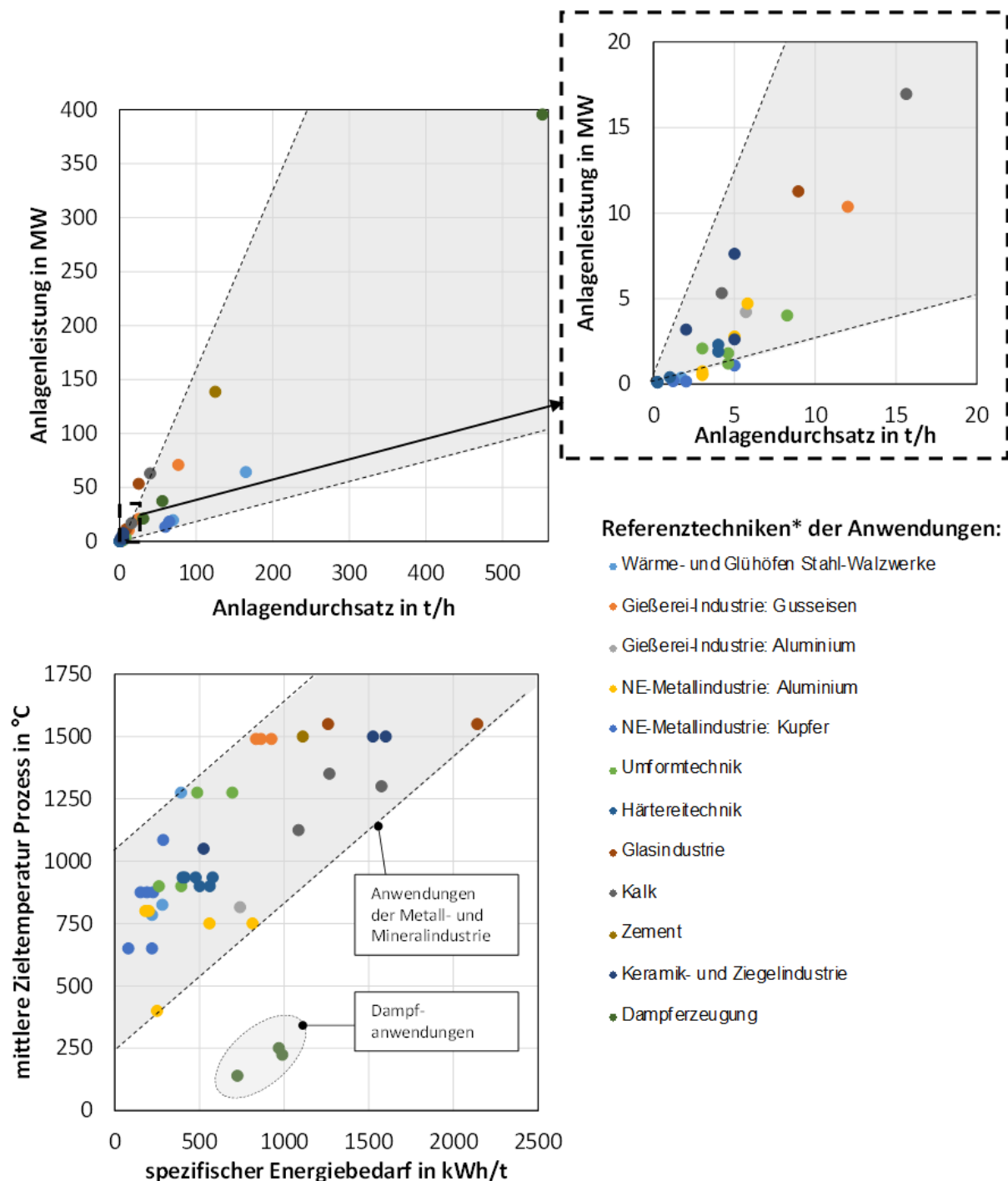
- ▶ Anlagendurchsatz: $< 1-160 \text{ t}_{\text{Produkt}}/\text{h}$
- ▶ Anlagenleistung: $< 0,1-140 \text{ MW}_{\text{th}}$
- ▶ spezifischer Energiebedarf: $< 0,1-2,2 \text{ MWh}/\text{t}_{\text{Produkt}}$
- ▶ Prozesstemperatur (mittlere Zieltemperatur): $< 100-1600^\circ\text{C}$
- ▶ Betriebsweise: kontinuierlich / diskontinuierlich
- ▶ Grad der Integration in den Prozess

Der **Anlagenpark der Metall- und Mineralindustrie** ist heterogen und durch eine Vielzahl kleiner Anlagentypen mit einem Durchsatz $< 20 \text{ t/h}$ und einer Anlagenleistung $< 20 \text{ MW}$ gekennzeichnet (Abbildung 3 rechts oben). Allerdings existieren auch Anlagentypen mit einem deutlich höheren Durchsatz und einer entsprechend hohen Anlagenleistung, insbesondere im Bereich der Branchen "Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke", "Gießerei-Industrie", "NE-Metallindustrie: Kupfer" sowie bei Anlagentypen der Mineralindustrie (Abbildung 3 links oben). Die Prozesstemperatur korreliert mit dem spezifischen Energiebedarf, wobei hierbei insbesondere die Energieeffizienz der Anlage (Anlagengesamtwirkungsgrad) entscheidend ist (Abbildung 3 links unten).

Im Vergleich zum heterogenen Anlagenpark der Metall- und Mineralindustrie erfolgt die **Dampf-erzeugung** als Querschnittstechnologie immer ähnlich (SdT: Erdgaskessel oder KWK). Die Endanwendungen unterscheiden sich jedoch in Bezug auf die erforderliche Leistung der Dampferzeuger (in MW), den Durchsatz (in $\text{t}_{\text{Dampf}}/\text{h}$) und die Anforderungen an Druck und Temperatur. Branchenspezifische Charakteristika spielen bei der Definition der Alternativtechniken daher

durchaus eine Rolle, sind aber nicht so entscheidend wie bei den Ofentechniken. So werden insbesondere in der chemischen Industrie vergleichsweise große Dampfkapazitäten über verschiedenen Druckstufen im Nieder-, Mittel- und Hochdruckbereich (in der definierten Anwendung 550 t_{Dampf}/h bei bis zu 110 bar) benötigt. Ergebnisse aus der technischen Analyse der Dampfanwendungen sowie weiterführender Veröffentlichungen deuten jedoch darauf hin, dass für die betrachteten Dampfanwendungen eine hohe Übertragbarkeit auf die meisten der nicht betrachteten Dampfanwendungen gegeben ist.

Abbildung 3: Einordnung der betrachteten Anwendungen und Referenztechniken im Anlagenpark in Deutschland anhand charakteristischer Kenngrößen



Anmerkungen: *Anwendungsspezifische Daten auf Basis der Branchenanalysen; insgesamt 37 Anwendungen (dargestellt sind die jeweilige Referenztechnik und ggf. die elektrische Alternative, falls bereits in größerem Umfang im Bestand vorhanden)
Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

2.4.2 These 2: Die Umstellung auf eine THG-neutrale Prozesswärmeerzeugung ist bis 2045 technisch realisierbar

Die Transformationsstrategie sollte an einer klaren Zielvorgabe zur CO₂-neutralen Industrieproduktion bis zum Jahr 2045 ausgerichtet werden. Der Strategierahmen sollte eine klare Perspektive zur sicheren, wirtschaftlichen und CO₂-neutralen Produktion enthalten und so die technische Entwicklung und Markteinführung beschleunigen und lenken.

Die Bewertung der technischen Realisierbarkeit geschieht anhand von Einschätzungen zum Technologiereifegrad, TRL, der CO₂-neutralen Alternativtechniken. Im Fokus der Betrachtung stehen die Alternativtechnologien Power-to-Heat (PtH)-, Power-to-Gas (PtG)- und Power-to-Liquid (PtL). PtH umfasst den direkten Stromeinsatz und unterschiedliche Beheizungstechnologien wie indirekte Widerstandsbeheizung, induktive Beheizung oder Plasmabeheizung. PtG- und PtL-Brennstoffe umfassen Beheizung mit Wasserstoff, Synthesegas (Methan) und Ammoniak. Im Bereich der PtG-Brennstoffe steht der Einsatz von Wasserstoff im Fokus, da die Nutzung von synthetischen Kohlenwasserstoffen (beispielsweise EE-Methan) für sämtliche Anwendungen, die heute bereits Erdgas nutzen, keine technische Hürde in der Umsetzung darstellt, sondern lediglich eine Frage der Verfügbarkeit und Kosten ist. PtL-Brennstoffe wurden aufgrund der geringen Bedeutung für die identifizierten Anwendungen nicht weiter betrachtet¹. Ammoniak ist aufgrund seiner Transporteigenschaften als Wasserstoffträger zunehmend in der Diskussion. Die technischen Herausforderungen für den Einsatz zur Prozesswärmeerzeugung werden im Vergleich zu Wasserstoff insgesamt höher eingeschätzt, weshalb sich die Studie auf den Einsatz von Wasserstoff fokussiert.

Im Ergebnis zeigt sich über die Technologien hinweg ein heterogenes Gesamtbild des Technologiereifegrades. Die Bandbreite der anwendungsspezifischen TRL reicht von unter 3 (Grundlagenuntersuchungen) bis zu TRL 9 (grundsätzlich wettbewerbsfähiger Einsatz in industriell relevanter Größenordnung)². Anwendungen, die bereits heute Erdgas nutzen können relativ problemlos CO₂-neutrales synthetisches Gas einsetzen, sobald dieses verfügbar ist. Entsprechend liegt der TRL bei den meisten Anwendungen bei 9. Beim Einsatz von Wasserstoff sind die Ergebnisse zum TRL eher niedrig, die Technologien befinden sich noch im Pilot- und Demonstrationsmaßstab. Es werden jedoch bei konventionell gasbeheizten Öfen keine größeren Hürden für die Umstellung auf eine Wasserstoffbeheizung gesehen. Entsprechend ist davon auszugehen, dass die Technologiereife schnell ansteigen kann und Anlagen auf industriellem Niveau in naher Zukunft betrieben werden können. Die Elektrifizierung von Industrieöfen zeigt ein heterogenes Bild. Während heute bereits elektrische Öfen verfügbar sind und in der Metallindustrie eingesetzt werden, gibt es Bereiche in denen eine Elektrifizierung noch vor großen technischen Herausforderungen steht, z. B. aufgrund der im Vergleich zur Gasbeheizung geringeren Energiedichte. Besonders in der mineralischen Industrie ist der TRL noch niedrig. Ein anderes Bild zeigt sich bei der Dampferzeugung: Entsprechende Dampfkessel sind im industriellen Maßstab bereits am Markt verfügbar und ermöglichen den Einsatz von Strom, Wasserstoff sowie synthetischem Methan. Bei einer Elektrifizierung über Wärmepumpen liegt der TRL etwas niedriger im Bereich zwischen 5 und 8.

Der zukünftige Fortschritt bei der technologischen Entwicklung und damit die perspektivische Verfügbarkeit CO₂-neutraler Alternativtechnologien in den einzelnen Anwendun-

¹ Heizöl wurde 2018 nur noch in kleinen Mengen in der verarbeitenden Industrie eingesetzt. Davon ausgenommen ist die rohstoffliche Nutzung, die stark auf Mineralöle und deren Derivate setzt hier aber nicht betrachtet wird.

² Siehe zur Definition der TRL: European Commission 2014.

gen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab und konnte auch im Rahmen der durchgeführten Expert:inneninterviews nicht eindeutig und abschließend geklärt werden. Als maßgeblich für die (Weiter-)Entwicklung der Beheizungstechnologien bis hin zur industriellen Reife wurden insbesondere die Notwendigkeit verlässlicher politischer und infrastruktureller Rahmenbedingungen (bspw. die wirtschaftliche Verfügbarkeit grüner Energieträger), sowie die gezielte Forschungs- und Entwicklungsförderung genannt. Technische Hürden sind für Alternativtechnologien mit einem TRL ≥ 3 zwar gegenwärtig vorhanden, es wird jedoch davon ausgegangen, dass diese langfristig überwunden werden können. Für Alternativtechniken mit einem TRL < 3 sind grundlegende Untersuchungen notwendig. Perspektivisch wird aber auch für diese Techniken Anwendungspotenzial gesehen. Die größten technischen Herausforderungen sind bei den Anwendungen Klinker- und Kalkbrennen im Drehrohrofen und im Schachtofen zu verzeichnen.

Insgesamt erscheint die technische Machbarkeit einer Umstellung des Anlagenparks bis zum Jahr 2045 gegeben. Für alle Anwendungen sind CO₂-neutrale Alternativen verfügbar oder befinden sich in der Entwicklung. Die jeweiligen TRL variieren und für einige Anwendungen ist weitere Entwicklung dringend notwendig (siehe These 3). Die Herausforderung besteht für den überwiegenden Teil der betrachteten Anwendungen allerdings in der schnellen Hochskalierung auf industrielles Niveau. Dies ist insbesondere auch wichtig, damit genügend Zeit für den Austausch des Anlagenparks bleibt und "Stranded assets" vermieden werden können (siehe These 9). Auch sind Wirtschaftlichkeit (siehe These 8) und Verfügbarkeit CO₂-neutraler Energieträger zentrale Voraussetzungen.

Abbildung 4: Technologiereifegrad TRL der Alternativtechnologien (zusammengefasst)

TRL der Alternativtechnologie	Energieträger-Referenztechnik	Branche und Anwendung (zusammengefasst)																	
		Aluminium: Schmelzen, Erwärmen und Wärmebehandl.		Gießerei-Industrie: Schmelzen Alu-Formguss		Kupfer: Schmelzen, Erwärmen und Wärmebehandlung		Gießerei-Industrie: Schmelzen Gusseisen		Härtereitechnik: Aufkohlen und Austenitisieren		Umformtechnik: Erwärmung Stahlblechzuschnitte		Stahl-Walzwerke: Wärmebehandlung		Keramik- und Ziegel: Brennen Ziegel und Feuerfest		Glasindustrie: Schmelzen Behälterglas	
		Gas		Koks		Gas		BS-Mix		Gas		Koks		Gas		Koks		Gas	
		9	9	9	9	9	9	<4	<4	4/9 ¹	<3	<3	<3	<3	<3	<2	<2	<2	9 ⁷
		<4	<5	<5	<5	<4	<5	<4	<5	<4	<4	<4	<4	<4	<5	<5	<4	<2	9
		n.v.	n.v.	n.v.	<8 ²	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	<6	n.b.	n.v.	n.v.	<4 ²	9 ⁸
		(9)	(9)	(9)	<8 ³	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	<4	n.b.	(9)	(9)	(9)	n.v.
		n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	<7 ⁴	<4 ⁴	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	9	<3 ⁵	n.v.	n.v.
		n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	<4 ⁴	<4 ⁴	n.b.	n.b.	n.b.	n.b.	<5	<3 ⁵	n.b.	n.v.
		n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	<5 ⁶	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.
		n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	<4 ⁶	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.	n.v.

Anmerkungen:

Daten auf Basis der Technologie- und Branchenanalysen. Anwendungen mit gleichem TRL innerhalb einer Branche wurde für eine übersichtlichere Darstellung zusammengefasst. Der Fokus der Betrachtungen lag auf der Analyse des technischen Potentials einer vollständigen Elektrifizierung als PtH-Alternative und dem Einsatz von Wasserstoff als PtG-Alternative.

Für Alternativtechnologie mit der Kennzeichnung „n.v.“ konnten im Rahmen der Studie keine signifikanten F&E-Anwendungen identifiziert werden. Für ein TRL < 1 ist eine absehbare Umsetzung mit den betrachteten Alternativtechnologien im Rahmen dieser Studie nicht realistisch. Diese Techniken werden in den folgenden ökonomischen Analysen nicht weiter betrachtet (Kennzeichnung „n.b.“). Für ein TRL < 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2040 angenommen. Für ein TRL < 9 und ≥ 3 wird eine Verfügbarkeit der Technik ab dem Jahr 2030 angenommen.

¹ Für Anlagen mit einem Durchsatz < 100 t/d ist eine vollständige Elektrifizierung möglich. Für Anlagen mit einem höheren Durchsatz ist das nicht der Fall.

² Beim Einsatz von Biomasse ist vor allem die Qualität des Brennstoffes für die Prozessführung und die Produktqualität ausschlaggebend. Die Anforderungen an den Biomassebrennstoff sind anwendungs- und anlagenspezifisch. Hier ist eine individuelle Erprobung des Gesamtsystems (Anlage/Brennstoff/Produkt) notwendig.

³ Es wurde in der Vergangenheit eine Anlage in Deutschland mit geringer Kapazität betrieben. Für größere Anlagen ist das TRL niedriger einzuschätzen.

⁴ Die hybride Beheizung bezeichnet hier Technikbeispiele mit einem Elektrifizierungsanteil von > 50 % in Abgrenzung zu Anlagen mit einer elektrischen Zusatzheizung (EZH) mit einem Anteil von deutlich < 50 %, welche vielfach Stand der Technik ist.

⁵ Hybride Beheizungstechnologien mit einem Elektrifizierungsanteil von > 50 % (wie auch für die Anwendung der kontinuierlichen Erwärmung von Schmiedebauteilen) sind als zukünftige Alternativtechnologien denkbar, jedoch sind die Kapazitäten dieser Anlagen um ein Vielfaches (1/10) geringer und damit nur bedingt direkt vergleichbar.

⁶ Die hybride Beheizung umfasst unterschiedliche Technikbeispiele mit einem Anteil der Elektrifizierung zwischen 10 % und 60 %.

⁷ TRL 9 bezieht sich auf Elektrodenkessel als kommerziell verfügbare strombasierte Technik. Hochtemperaturwärmepumpen liegen je nach erforderlicher Dampftemperatur bei TRL 5-8.

⁸ Der Einsatz von Biomasse zur Dampferzeugung wurde lediglich bei der Anwendung Papiertrocknung am Rande mitbetrachtet.

2.4.3 These 3: Bei Elektrifizierung und Wasserstoffeinsatz sind Forschung, Entwicklung und Demonstration notwendig

Die technologische Entwicklung und Markteinführung über Pilot- und Demoanlagen sollte gezielt gefördert werden.

Insgesamt werden für die Sektoren der Metall- und Mineralindustrie und Dampferzeugung im Rahmen der Studie **96 Technikbeispiele für CO₂-neutrale Alternativtechnologien** betrachtet und im Rahmen der Branchenanalyse hinsichtlich der zukünftigen, anwendungsspezifischen Einsatzmöglichkeiten eingeordnet. Dabei ergeben sich insbesondere Unterschiede zwischen der Elektrifizierung und der Brennstoffbeheizung (Abbildung 5, Abbildung 6).

Elektrische Beheizungstechnologien sind für einige Anwendungen der Metallindustrie bereits Stand der Technik (TRL 9), sie werden im Anlagenpark in Deutschland jedoch vielfach nicht eingesetzt. Dies liegt vor allem an den vielfach deutlich geringeren Produktionskapazitäten im Vergleich zu fossil beheizten Anlagen und dem damit erhöhten Anlagen- und Platzbedarf. Weitere starke Hemmnisse sind die benötigte Infrastruktur (bspw. elektrische Anschlussleistung am Standort), sowie die in der Vergangenheit schlechtere Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu einer Gasbeheizung. Beispiele für Anwendungen, bei denen elektrische Beheizungstechnologien mit TRL 9 verfügbar sind, sind Gießereien und die Bearbeitung von Nichteisen-Metallen wie Kupfer und Aluminium. Es ist jedoch zu beachten, dass mit den elektrischen Alternativtechnologien oft nicht dieselbe Produktionskapazität erzielt werden kann, sodass eine Großanlage durch mehrere kleinere Anlagen ersetzt werden muss (siehe auch These 4). Bei Anwendungen wie dem Walzen im Stahlwerk haben elektrische Beheizungstechnologien aufgrund der geringeren Energiedichte nur einen sehr niedrigen TRL.

Elektrische Beheizungstechnologien sind für die Anwendungen der Mineralindustrie nicht als Stand der Technik vorhanden (TRL < 3). Insbesondere die hohen Prozesstemperaturen für das Brennen und Schmelzen > 1.200°C lassen sich gegenwärtig mit elektrischen Beheizungstechnologien nicht erreichen. Besonders niedrig ist der TRL mit unter 3 für eine Vollelektrifizierung gegenwärtig noch bei den meisten Anwendungen in den Branchen Zement- und Kalkherstellung. Auch in der Glasherstellung ist der Technologiereifegrad für die meisten Anwendungen sehr niedrig; eine Ausnahme sind Öfen mit geringer Kapazität von unter 100 t/Tag, die bereits vollelektrisch betrieben werden. Im Fokus von Forschung und Entwicklung stehen die Plasmabeheizung oder eine anteilige Widerstandsbeheizung, um das technische Anwendungspotenzial elektrischer Beheizungskonzepte insbesondere für hohe Prozesstemperaturen zu erweitern. Für Anlagen, für die keine elektrischen Alternativen verfügbar sind, ist der Forschungs- und Entwicklungsbedarf vergleichsweise hoch (TRL < 2 bis 4, vgl. Abbildung 4). Für diese Anwendungen müssen neue Anlagenkonzepte entwickelt werden, die eine Elektrifizierung des Prozesses ermöglichen.

Zur elektrischen Dampferzeugung sind Elektrodenkessel bereits kommerziell für den großtechnischen Einsatz verfügbar (TRL 9), werden bisher jedoch lediglich als Nischenprodukt zur Nutzung von Flexibilisierungspotentialen in Ergänzung zur konventionellen Dampferzeugung eingesetzt. Hochtemperaturwärmepumpen sind als strombasierte Technik zur Dampferzeugung noch sehr wenig verbreitet, bieten jedoch erhebliche Effizienzvorteile. Verfügbare Wärmepumpen auf dem Markt decken den Temperaturbereich bis etwa 160°C ab, allerdings bei vergleichsweise geringen Dampfkapazitäten (etwa 1-2 t/h, TRL 5 - 8). Zur Hochskalierung sind künftig weitere Forschungs- und Pilotprojekte essentiell.

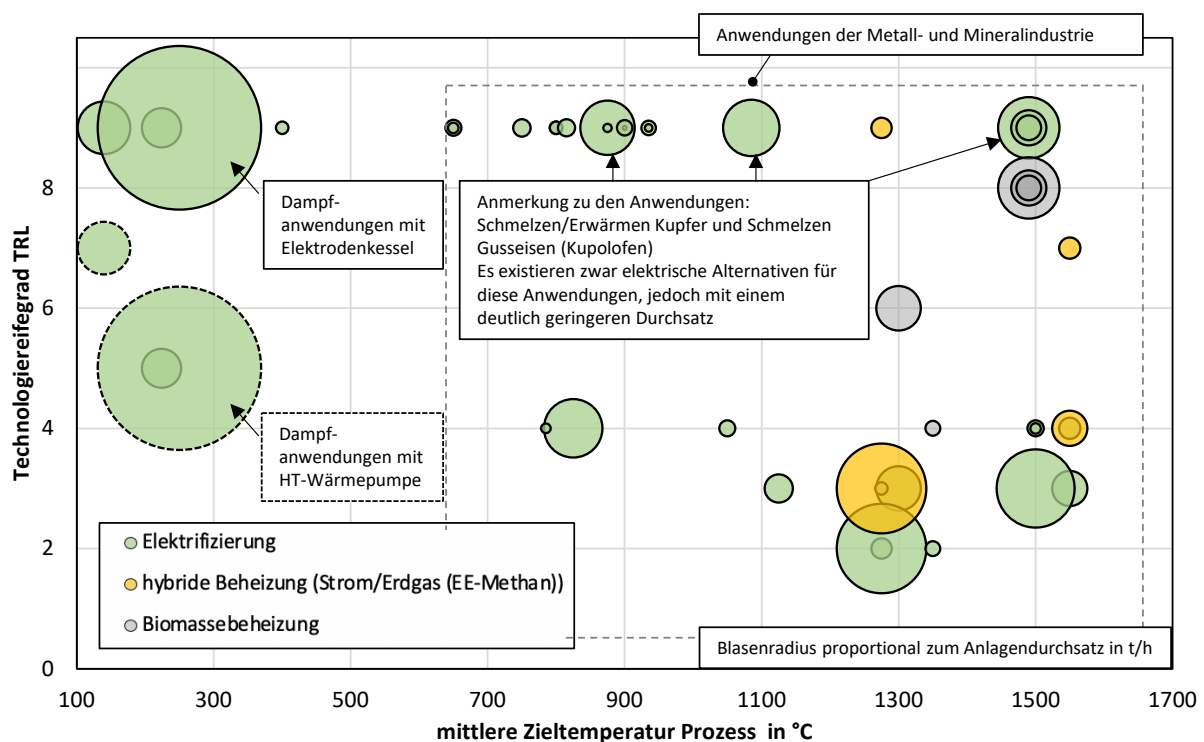
In Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen und Produktionskapazitäten ist eine anteilige Elektrifizierung (hybride Beheizung) von Bedeutung. Diese Anwendungen lassen sich in der Regel nicht vollständig elektrifizieren. Hier bieten hybride Beheizungstechnologien das Potential einer anteiligen Elektrifizierung. Als hybride Beheizungstechnologien wurden Alternativtechnologien mit einem Elektrifizierungsanteil von über 50 % am spezifischen Gesamtenergieverbrauch der Anlage betrachtet (mit Ausnahme einer Alternativtechnologie in der Zementindustrie, da „hybrid“ hier die Kombination aus unterschiedlichen Energieträgern (Biomasse/Wasserstoff/Strom) beschreibt). Zwar sind für spezielle Anwendungen, wie in der Glasindustrie, elektrische Zusatzheizungen (EZH) mit einem Anteil von 5 % bis 20 % am elektrischem Energieeinsatz bereits Stand der Technik, ein deutlich höherer Anteil ist aber insbesondere für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen und großen Produktionskapazitäten (Zement, Stahl-Walzwerke) (noch) nicht einsetzbar (TRL < 3 – 7). Lediglich für spezielle Anwendungen, wie bspw. in der Umformtechnik, gehören hybride Beheizungstechnologien bereits zum Stand der Technik und ermöglichen einen hohen Grad der anteiligen Elektrifizierung. Darüber hinaus müssen für hybride Beheizungstechnologien auch die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen mehrerer Technologien gemeinsam berücksichtigt werden, wodurch sich trotz des technischen Potentials insgesamt hohe Einstiegshürden ergeben.

Der Einsatz von Wasserstoff besitzt für nahezu alle betrachteten Anwendungen aus technischer Sicht großes Potenzial. Mangels Verfügbarkeit von Wasserstoff konnte die Einsatzfähigkeit in Pilot- oder Demonstrationsanlagen bisher noch nicht ausreichend erprobt werden. Daher ist der Technologiereifegrad der Gesamtanlagen in den Branchen **Metall- und Mineralindustrie** gering einzustufen (TRL < 2 – 5). Einzelne Komponenten (bspw. Brenner) haben bereits ein deutlich höheres TRL. Für die technische Umrüstung der gegenwärtig mit Erdgas beheizten Anlagen auf Wasserstoff gibt es Forschungs- und Entwicklungsbedarf zum einen in der Weiterentwicklung der Brennertechnik, aber insbesondere in der Erprobung des Gesamtsystems für eine industrielle Produktion. Durch die technische Umstellung einer Beheizung mit Erdgas auf eine Beheizung mit Wasserstoff werden durch das veränderte Verbrennungsverhalten kritische Prozessparameter, wie bspw. die Abgaszusammensetzung, aber auch das Temperatur- und Strömungsprofil in der Anlage verändert. Die Auswirkungen auf Kenngrößen wie Produktqualität, Emissionen sowie Ressourcen- und Energieeffizienz sind anwendungsspezifisch zu erproben. Insgesamt ist davon auszugehen, dass bei entsprechenden gezielten Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsaktivitäten der TRL für die Wasserstoffbeheizung zügig angehoben werden kann. Eine besondere Herausforderung für den Einsatz von Wasserstoff besteht hingegen für Anlagen, in denen prozessbedingt feste Brennstoffe eingesetzt werden (bspw. Schacht- oder Kuppelöfen der Kalk- und Gießereiindustrie). Hier müssen für den Einsatz von Wasserstoff neue Anlagenkonzepte entwickelt bzw. erprobt werden, wodurch sich deutlich größere technische Herausforderungen ergeben als für konventionell gasbeheizte Prozesse. Wasserstoffbefeuerte **Dampferzeuger** hingegen werden bereits für den großtechnischen Einsatz kommerziell angeboten (TRL 9) und sind bereits in Industriezweigen mit internen Wasserstoffflüssen, wie der Chemieindustrie, im Einsatz.

Der Einsatz synthetischen Methans ist aus technischer Sicht dem von Erdgas gleichzusetzen (TRL 9). Die technische Umstellung konventionell mit Erdgas beheizter Anlagen auf EE-Methan ist in der Regel unproblematisch und nur mit geringfügigen Änderungen an der Anlage verbunden. Die Ausnahme bilden Anwendungen, in denen gegenwärtig feste Brennstoffe eingesetzt werden, beispielsweise beim Kalkbrennen im Drehrohrofen. Grundsätzlich sind beim Einsatz von synthetischem Methan die Verfügbarkeit sowie der wirtschaftliche und ganzheitlich energieeffiziente Einsatz maßgeblich.

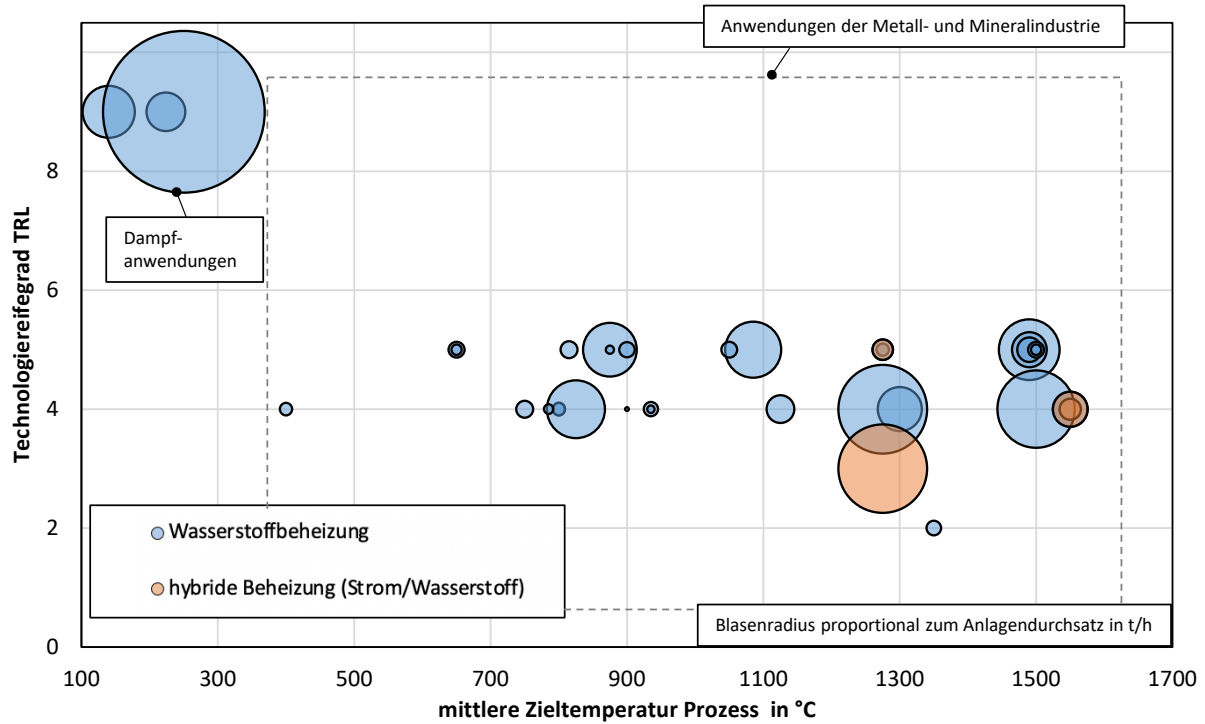
Beim Einsatz von Biomasse ist aus technischer Sicht die Qualität des Brennstoffes ausschlaggebend. Bei ausreichender Qualität sind die Auswirkungen auf die Gesamtanlage als gering einzuschätzen. Der Einsatz von biogenen Brennstoffen wurde im Rahmen der Studie nur für Anwendungen der Metall- und Mineralindustrie betrachtet, in denen feste, kohlenstoffhaltige Brennstoffe eingesetzt werden. Für diese entspricht die Nutzung entsprechend aufbereiteter fester Biomasse annähernd dem bisherigen technischen Anlagenkonzept. Der Einsatz wurde im großtechnischen Maßstab für die betrachteten Anwendungen bisher nicht erprobt (TRL < 4 – 8). Die Begrenzung der Biomassenutzung auf ausgewählte Anwendungen reflektiert die enge Limitierung des als nachhaltig einschätzbaren Potentials und die Nutzungskonkurrenzen (Flächennutzung für Erneuerbare Energien und Landwirtschaft, energetische Verwendung in Verkehr, Umwandlung und Gebäuden, stoffliche Verwendung in der Industrie und der Bauwirtschaft).

Abbildung 5: Technologiereifegrad für die Elektrifizierung, hybride Beheizung (Strom/Erdgas (EE-Methan)) und Biomasse in Abhängigkeit von Anlagendurchsatz und Prozess-temperatur



Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

Abbildung 6: Technologiereifegrad für die Wasserstoffbeheizung, hybride Beheizung (Strom/H₂) in Abhängigkeit von Anlagendurchsatz und Prozesstemperatur



Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

2.4.4 These 4: Eine Elektrifizierung verlangt einen umfassenderen Umbau des Anlagenparks als der Einsatz von Wasserstoff oder synthetischem Methan

Eine Transformationsstrategie sollte Synergien erschließen und mit der Modernisierung des Anlagenparks verbunden werden. Gelegenheitsfenster sollten beim Austausch oder bei der Modernisierung bestehender Anlagen genutzt werden und so "Stranded assets" vermieden werden.

Der Aufwand für die technische Umstellung der Anlagen unterscheidet sich stark zwischen den einzelnen Technologien und Anwendungen. Dennoch trifft für den Großteil des Anlagenparks zu, dass eine Umstellung auf Elektrifizierung mit größerem technischen Aufwand verbunden ist als eine Umstellung auf PtG-Brennstoffe wie Wasserstoff oder synthetisches Methan. Der überwiegende Anteil der betrachteten Anlagentypen der Metall- und Mineralindustrie sowie in der Dampferzeugung wird gegenwärtig mit Erdgas beheizt. Aufgrund der technologischen Charakteristika der Anlagentechnik, insbesondere der Komponenten der Beheizungseinrichtung (bspw. Brennertechnik, Abgassystem, Wärmerückgewinnung) aber auch der Infrastruktur (bspw. Gasversorgung) ist der technische Aufwand für eine Umstellung auf PtG-Brennstoffe niedriger als PtH mit direktem Stromeinsatz.

Der Anteil der elektrisch und hybrid beheizten Anlagentypen im betrachteten Anlagenpark in Deutschland ist gering. In der Metallindustrie haben ca. 12 % der Anlagen mindestens eine teilelektrische Beheizung, während es in der Mineralindustrie unter 0,5 % sind. Auch bei den Dampferzeugern sind elektrische Kessel die Ausnahme. Der überwiegende Anteil der Anlagentypen ist fossil bzw. mit Erdgas beheizt.

Der Wechsel von gegenwärtig erdgasbeheizten Anlagen zu strombeheizten Technologien verlangt meistens den Neubau von Anlagen. Nur in wenigen Fällen ist der Austausch von einzelnen Komponenten hinreichend. So ist bei einer direkten Elektrifizierung zusätzlich zur benötigten Infrastruktur in- und außerhalb des Produktionsstandortes (Netzanschluss, Transformatoren) die gegenüber Erdgasbeheizung verringerte Wärmedichte zu beachten. Dies führt zu anderen Ofengeometrien und -größen oder zum Ersatz einer großen durch mehrere kleinere Anlagen (siehe Abbildung 7). Bei der Umrüstung auf elektrische Dampferzeugung mittels Elektrokessel können normalerweise viele Komponenten weiterverwendet werden.

Die Umstellung einer gegenwärtig mit Erdgas beheizten Anlage auf Wasserstoff weist einen deutlich geringeren Umbaubedarf auf als die Elektrifizierung. Aber auch in diesen Fällen sind Umbauten an zentralen Bestandteilen der Produktionsanlagen und an der umgebenden Infrastruktur notwendig. Insbesondere eine Anpassung der Brennertechnik bzw. ein Brenner-tausch ist zu erwarten, jedoch kein Neubau gasbeheizter Anlagen. Zwar weichen die verbrennungstechnischen Kenngrößen von Wasserstoff von denen von Erdgas ab, jedoch wird davon ausgegangen, dass durch eine Anpassung der Anlagenkomponenten (bspw. Brenner, Abgassystem) konventionell mit Erdgas beheizte Prozesse zukünftig auf Wasserstoff umzustellen sind, ohne dass der gesamte Ofen neugebaut werden müsste.

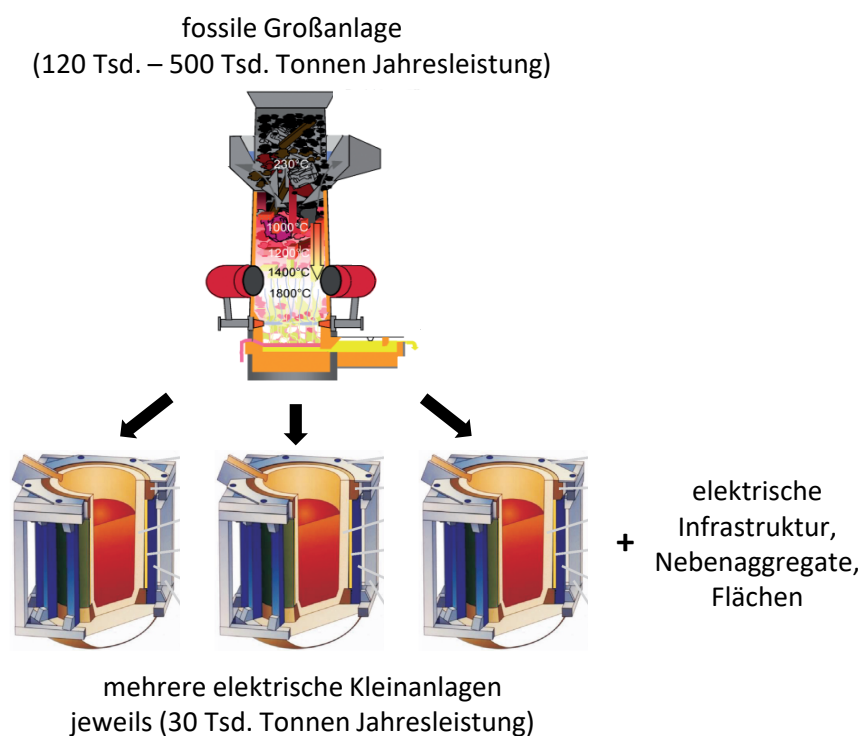
Der geringste Umbaubedarf am Anlagenpark wäre bei einer Umstellung der Versorgung von Erdgas auf synthetisches Methan nötig. Hier sind bei nahezu identischer Gasqualität und den entsprechenden verbrennungstechnischen keine technischen Änderungen an der Anlage zu erwarten. Für den konkurrenzfähigen Einsatz von EE-Methan ist vielmehr die aufwendigere Herstellung maßgeblich. Diese Lösung würde neben wirtschaftlichen Aspekten und Fragen der Energieeffizienz vor allem große Herausforderungen auf der Angebotsseite (Erzeugung, Um-

wandlung und Transport) mit sich bringen, was außerhalb des Forschungsrahmens dieser Studie liegt. Für solche verstärkt systemischen Fragestellungen sei auf Energiesystemstudien, u. A. Fraunhofer ISI 2022 oder Ariadne Kopernikus Projekt verwiesen³.

Anwendungen, in denen gegenwärtig feste fossile Brennstoffe wie Koks, Kohle oder Reststoffe eingesetzt werden, haben sowohl für eine Umstellung auf PTH- als auch PtG-Brennstoffe einen hohen technischen Umstellungsaufwand und es besteht entsprechend hoher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Wichtige Anwendungen sind der Kupolofen in der Gießereiindustrie, der Schachtofen in der Kalkindustrie oder der Drehrohrofen in der Zementindustrie. Hier können aus technischer Sicht biogene Energieträger eine Alternative darstellen.

Da der überwiegende Anteil der betrachteten Anlagentypen in Deutschland mit Erdgas beheizt wird und flüssige Brennstoffe keinen signifikanten Anteil ausmachen, wurde der Einsatz von PtL-Brennstoffen im Rahmen dieser Studie nicht weiter eingehend betrachtet. Insgesamt ist der Aufwand für eine Umstellung von gasbeheizten Prozessen auf mit PtL-Brennstoffen beheizte Prozesse höher zu bewerten als eine Umstellung auf PtG-Brennstoffe.

Abbildung 7: Exemplarische Darstellung der Umstellung einer fossil beheizten Anlage auf mehrere elektrisch beheizte Anlagen



Quellen: vereinfachte Darstellung mit Bildern nach (Lemperle und Rachner 2011) und (Dötsch 2018)

2.4.5 These 5: Die Elektrifizierung geht mit leichten Effizienzgewinnen bei den meisten Anwendungstechniken einher

In einigen Anwendungen sind die Effizienzvorteile der Elektrifizierung besonders hoch, wie z. B. in der Niedertemperatur-Prozesswärme beim Einsatz von Wärmepumpen. Dort sollte eine Elektrifizierung priorisiert werden und kann zeitnah umgesetzt werden. In vielen Anwendungen sind die

³ Es existieren für diese und weitere in 2021 veröffentlichte Studien, die sich mit der Klimaneutralität Deutschlands 2045 beschäftigen und zusammen als "Big 5" bezeichnet werden, Vergleichsbemühungen, z. B. Lübbers et al. 2022.

Effizienzvorteile der Elektrifizierung allerdings gering, sodass auch Wasserstoff eine sinnvolle Lösung darstellt und eher systemische Fragen der saisonalen Energiespeicherung, des Imports und der lokalen Verfügbarkeit entscheidend sind. Auch sollte der Aufwand für Umstellung der Ofentechnik sowie ggfs. die notwendige Infrastruktur mitbetrachtet werden.

In den meisten Anwendungen zeigt die Elektrifizierung leichte Effizienzvorteile gegenüber den gegenwärtigen Prozesswärmetechniken; die Unterschiede zwischen den Anwendungen sind allerdings sehr hoch. Tabelle 1 zeigt Effizienzvorteile von bis zu 40 % in der Glasherstellung, während sie bei der Keramik- und Ziegelherstellung mit 5 % eher gering sind. In der Zementindustrie wird aktuell sogar von einem Mehrverbrauch durch eine Vollelektrifizierung ausgegangen. In der Metallindustrie liegt die Bandbreite der Effizienzvorteile bei 3 % bis 32 %, je nach Anwendung und Alternativtechnik. Für die Erzeugung von Heißwasser und Dampf sind besonders hohe Effizienzgewinne durch den Einsatz von Wärmepumpen möglich, allerdings abhängig von nötigen Temperaturniveaus und nicht in allen Anwendungen einsetzbar. Der elektrisch beheizte Dampfkessel weist gegenüber dem gasbeheizten Kessel leichte Effizienzgewinne auf.

Es ist jedoch zu beachten, dass es bei diesen Abschätzungen erhebliche Unsicherheiten gibt. So ändern sich bei der Umstellung eines mit Gas oder festen Brennstoffen beheizten Prozesses auf einen anteilig oder vollständig elektrifizierten Prozessen die Massen- und Energiebilanzen des Systems. Insbesondere die Veränderungen bzw. das Fehlen des Abgasstroms, führt zu einer Veränderung (Verringerung) des Potenzials zur Abwärmenutzung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für Technologien, die sich in der Entwicklung befinden (TRL < 9) und noch nicht im breiten industriellen Einsatz erprobt wurden, keine gesicherten Betriebsdaten vorliegen, sodass veröffentlichte Daten vielfach einen optimalen Betrieb unterstellen, wodurch die Energieeffizienzpotenziale in der Praxis geringer ausfallen können.

Die Umstellung auf eine Beheizung mit Wasserstoff birgt kaum oder nur leichte Energieeffizienzgewinne. Dies ist insbesondere in der vergleichbaren Anlagentechnik (wie Brenner, oder Wärmerückgewinnung) begründet (vgl. auch These 4). Hierzu kommen systemische Unterschiede, die im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet wurden, wie Effizienzverluste in der Vorkette von PtG-Brennstoffen (~ 45 %), sowie deren Speicher- und Transportfähigkeit.

Tabelle 1: Energieeffizienzvorteile der Alternativtechnik gegenüber der Referenztechnik

Sektor	Veränderung des jährlichen Endenergiebedarfs der Anwendungen im Anlagenpark durch Umstieg auf eine Alternativtechnologie bei vollständiger Umstellung auf eine Technologie im optimalen Betrieb	
	Strom	Wasserstoff
Metallindustrie	Verringerung um ca. 3 – 32 %	Erhöhung um 0 – 7 %*
Mineralindustrie	Verringerung um 40 % (Glasindustrie) Verringerung um 5 % (Keramik- und Ziegelindustrie) Erhöhung um 10 % (Zementindustrie) keine Veränderung (Kalkindustrie)	keine Veränderung
Dampferzeugung	Verringerung < 10 % (Elektrodenkessel) Verringerung ca. 50 % (HT-Wärmepumpe)	Verringerung ca. 5 % (Wasserstoff-Kessel)

Anmerkungen: Daten auf Basis der jeweiligen Branchenanalyse. Es ist das jeweilige TRL der Alternativtechnologie zu berücksichtigen.

* Ausnahme Gießereiindustrie: Hier wurde eine Verringerung des Gesamtenergiebedarfs (Brennstoff) von 2 % bis 11 % abgeschätzt, wobei zusätzliche elektrische Anlagentechnik mit einem Bedarf elektrischer Energie von ca. 10 % notwendig ist.

2.4.6 These 6: Elektrifizierung ist bei vielen Anwendungen mit niedrigeren Temperaturen vorteilhaft - Wasserstoff bei sehr hohen Energiedichten

Grüner Wasserstoff sollte dort priorisiert werden, wo er besonders vorteilhaft ist und wo eine Elektrifizierung noch mit größeren technischen Herausforderungen verbunden ist bzw. die Effizienzvorteile durch eine Elektrifizierung eher gering sind.

Die technische Vorteilhaftigkeit von Elektrifizierung oder Wasserstoff ergibt sich aus dem Technologiereifegrad der Alternativtechniken, dem Aufwand für den technischen Umbau sowie der Energieeffizienz (siehe Thesen 3-5). Das Anwendungspotenzial der im Rahmen der Studie betrachteten Alternativtechnologien der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung lässt sich vereinfacht anhand der charakteristischen Kennzahlen

- Anlagendurchsatz (hier in t_{Produkt}/h) und
- Prozesstemperatur (hier mittlere Zieltemperatur)

beschreiben und den definierten Referenztechniken zuordnen (vgl. auch These 1). Abbildung 8 zeigt dies für die betrachteten Alternativtechniken. Hieraus ergeben sich folgenden Schlussfolgerungen:

Elektrische Beheizungstechnologien sind insbesondere für Anwendungen der Metall- und Mineralindustrien mit geringem Durchsatz (< 20 t/h) und einer moderaten Prozesstemperatur (bis ca. 1.000°C) bereits im Stand der Technik verfügbar. Auch für höhere Prozesstemperaturen und bestimmte Prozesse sind technische Lösungen vorhanden. Beispielsweise die induktive Beheizung zum Schmelzen metallischer Werkstoffe. Insbesondere für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen (Brennen, Schmelzen in der Mineralindustrie) und einem hohen Durchsatz (Schmelzen in der Gießerei- und Erwärmen in der Stahlindustrie) sind elektrische Alternativtechnologien mit derselben Produktionskapazität aber nicht verfügbar bzw. weisen einen noch sehr niedrigen Technologiereifegrad auf (Abbildung 4). Hier sind Beheizungstechnologien mit einer hohen Energiedichte notwendig, die zum einen durch **biogene Energieträger** mit den entsprechenden Eigenschaften aber insbesondere durch **Wasserstoff** umgesetzt werden können. Obwohl Wasserstoff grundsätzlich für alle gasbeheizten Anwendungen eine Option darstellt, ist der Einsatz vor dem Hintergrund der Energieeffizienz (inkl. Vorkette der Erzeugung) zu prüfen, sodass der Einsatz von Wasserstoff trotz seines großen potenziellen Anwendungsfensters eine technische Notwendigkeit, insbesondere für Anwendungen mit hohen Prozesstemperaturen und/oder einen hohem Anlagendurchsatz, hat.

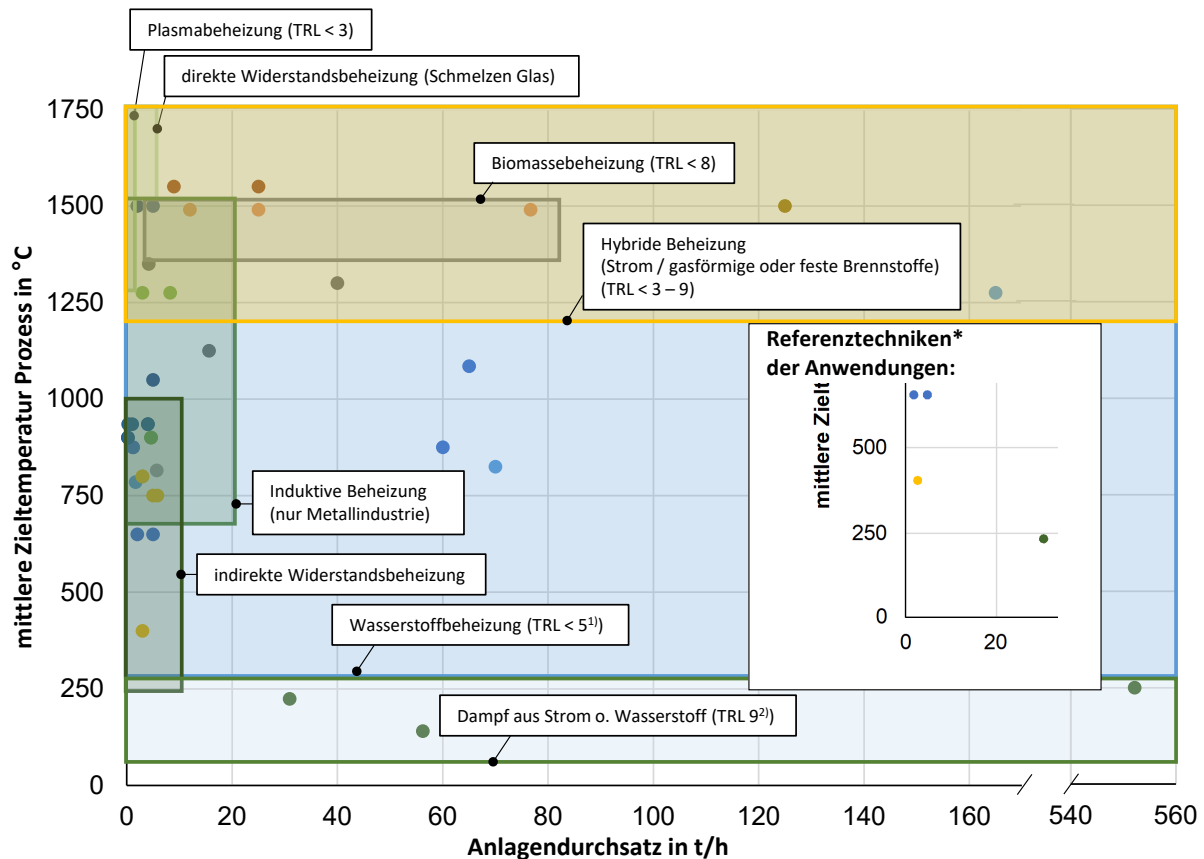
Für den Bereich der Dampf- und Warmwassererzeugung ist die Elektrifizierung mittels Elektrodenkessel technisch ausgereift, am Markt verfügbar und im Falle von Wärmepumpen mit hohen Effizienzgewinnen verbunden. Entsprechend sollte eine Elektrifizierung priorisiert werden. Gleichzeitig sind auch wasserstoffbeheizte Kessel bereits am Markt verfügbar. Ihr Einsatz kann dennoch dort sinnvoll sein, wo Wärmepumpen technisch nicht einsetzbar sind und Wasserstoff absehbar verfügbar sein wird.

Neben dem technischen Potenzial spielt für den Einsatz einer alternativen Beheizungstechnologie auch die **standortspezifische Verfügbarkeit eines Energieträgers** eine zentrale Rolle. So muss eine entsprechende Infrastruktur vorhanden sein, die den Einsatz von Strom oder Wasserstoff für die standortspezifische Transformation ermöglicht.

Auch **hybride Beheizungstechnologien** (bspw. Strom/Wasserstoff) haben ein großes Anwendungsfenster und können die Vorteile elektrischer und brenngasbasierter Beheizungstechnologie vereinen. Auf diese Weise können technische Grenzen einzelner Technologien überwunden

werden; es sind jedoch ein entsprechender technischer und infrastruktureller Mehraufwand sowie höhere Investitionen einzuplanen. Hybride Systeme erhöhen gleichzeitig die Flexibilität und Resilienz (siehe These 10).

Abbildung 8: Einordnung und Anwendungspotenzial der betrachteten Alternativtechnologien



*Anwendungsspezifische Daten auf Basis der Branchenanalysen; insgesamt 40 Anwendungen (dargestellt sind die jeweilige Referenztechnik und ggf. die elektrische Alternative, falls bereits in größerem Umfang im Bestand vorhanden); nicht alle Referenztechniken lassen sich durch Alternativtechnologien (insbesondere elektrische) mit identischen Produktionsmengen ersetzen; der Technologiereifegrad TRL des Gesamtsystems ist für viele Anwendungen gering.

1) Für den Einsatz von Wasserstoff in den Branchen Metall- und Mineralindustrie ist der Technologiereifegrad der Gesamtanlage als gering eingestuft (TRL < 5), da mangels Verfügbarkeit von Wasserstoff die Einsatzfähigkeit in Pilot- oder Demonstrationsanlagen und die Auswirkungen auf den Prozess bisher vielfach (noch) nicht ausreichend erprobt werden konnten. Einzelne Komponenten (bspw. Brenner) haben vielfach jedoch bereits ein deutlich höheres TRL.

2) Im Vergleich zum Einsatz von Wasserstoff in der Metall- und Mineralindustrie bleiben bei der Dampferzeugung nachgelagerte Prozessschritte bzw. Produkteigenschaften unbeeinflusst. Wasserstoffbefeuerte Dampferzeuger werden für den großtechnischen Einsatz kommerziell angeboten (TRL 9) und sind bereits in Industriezweigen mit internen Wasserstoffflüssen, wie der Chemieindustrie, im Einsatz.

Quelle: eigene Darstellung, RWTH Aachen

2.4.7 These 7: Der zusätzliche Investitionsbedarf für den Neubau der Anlagen ist aus Systemsicht eher gering

Die nötigen Investitionen für den Umbau des Anlagenparks sollten in Synergie mit einer grundsätzlichen Modernisierung des Anlagenbestandes gesehen werden.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Investitionen in Einzelfällen ein Vielfaches höher liegen können, wenn Kosten aus Abriss von Bestandsanlagen und Erweiterung der Infrastruktur wie Transformatoren und Stromnetzanschlüssen mitberechnet werden. Auch diese Kosten sollten "förderfähig" sein, da sie häufig reale Hemmnisse in der Umsetzung darstellen

Für alle betrachteten Anwendungen und Alternativtechniken wurden CAPEX-Kosten für die Investition ermittelt. Diese sind für den Fall eines vollständigen Umbaus des betrachteten Anlagenparks in Tabelle 2 je Branche aufsummiert. Es wird unterschieden zwischen einer Modernisierung und einem vollständigen Neubau bestehender Anlagen mit den jeweils heute genutzten Technologien, wie Erdgasbeheizung sowie einem vollständigen Neubau für die beiden Varianten Elektrifizierung und Wasserstoff. Es ist zu berücksichtigen, dass der angegebene Investitionsbedarf in den meisten Fällen nicht die gesamte Branche umfasst, sondern nur die ausgewählten Anwendungen einschließt. Dennoch ist in den meisten Branchen der Großteil der nötigen Investition enthalten. Es sind ausschließlich die Kosten für den Neubau der Öfen oder Dampferzeuger berücksichtigt. Mögliche Kosten aus dem Abriss bestehender Anlagen oder der Erweiterung der Infrastruktur wie Transformatoren und Stromnetzanschlüsse oder Wasserstoffleitungen werden nicht einberechnet und können den tatsächlichen Investitionsbedarf durchaus vervielfachen.

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass CO₂-neutrale Techniken im Vergleich zum Neubau der Referenz nur geringfügig höhere Investitionen haben. Für viele Anwendungen ist allerdings eine Modernisierung des Anlagenbestands der bessere Vergleich. Dieser wäre deutlich weniger investitionsintensiv. Bei einer Modernisierung der Referenztechniken liegen die Investitionen über alle betrachteten Anwendungen in etwa bei 8,3 Mrd. Euro. Bei vollständiger Elektrifizierung über den Neubau von Anlagen summieren sich die nötigen Investitionen auf eine Größenordnung von 32,6 Mrd. Euro. Bei Wasserstoff liegen die nötigen Investitionen für den Neubau etwas niedriger als bei einer Elektrifizierung. Es ist davon auszugehen, dass jedoch in vielen Fällen eine Umrüstung bestehender gasbefuerter Anlagen auf Wasserstoff möglich ist. Dies würde die nötigen Investitionen für eine Umstellung auf Wasserstoff weiter senken.

Es wird auch ersichtlich, dass sich der Investitionsbedarf deutlich zwischen den Branchen unterscheidet. Dies hängt weniger mit den spezifischen Kosten zusammen als vielmehr mit der Größe des heutigen Anlagenparks und der Auswahl der betrachteten Anwendungen. In einigen Anwendungen werden besonders investitionsintensive Techniken verwendet oder stehen zur Verfügung (z.B. KWK-Anlagen und Wärmepumpen in der Dampferzeugung). Da diese sich aufgrund der hohen Gesamtkostenanteile der Energienutzung – siehe These 8 – aber meist als attraktivste Option herausstellen, wird auch für die Investitionsabschätzung hier von ihrer Verwendung (wo verfügbar) ausgegangen. Dadurch ist in diesen Bereichen (z.B. Chemieparks) die Investition in eine wasserstoffbasierte Prozesswärmeerzeugung – ausschließlich als Kessel implementiert – deutlich geringer als Referenz und Elektrifizierung. Wo weder KWK noch Wärmepumpen relevant sind, entspricht der Investitionsaufwand für Wasserstoffkessel im Allgemeinen denen des Neubaus der Referenztechnik Erdgaskessel. Die angegebenen Werte beziehen sich ausschließlich auf die die Prozesswärme erzeugende Anlage.

Dieser berechnete Investitionsbedarf erlaubt als Größenordnung erste Schlüsse, sollte jedoch in Zukunft weiter vertieft und ergänzt werden. Grundsätzlich unterscheiden sich einzelne Anlagen stark und neben den Kosten des Anlagenbaus kommen weitere Infrastrukturkosten hinzu. Empirische Daten zum Bau von Anlagen, die derzeit noch nicht am Markt verfügbar sind, sind per Definition nicht vorhanden. Entsprechend mussten Schätzungen und Analogien von bestehenden Anlagen genutzt werden. In Zukunft sollten diese Schätzungen mit realen Investitionsfällen abgeglichen werden. Auch würde eine strukturierte Analyse der zusätzlichen Kosten aus Infrastruktur und Umbaubedarf ein genaueres Bild auf die tatsächlichen Investitionen erlauben.

Tabelle 2: Investitionsbedarf für eine vollständige Umstellung der untersuchten Anwendungen [Mrd. Euro2020]

		Modernisierung	Neubau		
	Branche	Referenz	Referenz	Elektrifizierung	Wasserstoff
Metall-industrie	Gießerei-Industrie	0,10	0,48	0,25	0,52
	Härtereitechnik	0,10	1,74	1,55	1,74
	Umformtechnik	0,02	0,06	0,06	0,06
	Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	1,40	12,46	10,64	12,46
	NE-Metallindustrie: Aluminium	0,04	0,29	0,26	0,18
	NE-Metallindustrie: Kupfer	0,15	0,39	0,41	0,39
Mineral-industrie	Glasindustrie inkl. Glasfaser	0,89	1,33	1,06	1,33
	Kalkindustrie	0,20	0,61	0,61	0,61
	Keramik- und Ziegelindustrie	1,79	3,57	3,57	3,57
	Zementindustrie	1,94	3,11	9,11	3,11
Dampf	Dampfversorgung Chemieparks	0,87	1,34	3,05	0,34
	Milchpulverherstellung	0,06	0,09	0,21	0,02
	Papierherstellung (Trockenpartie)	0,75	1,15	1,78	1,18
	SUMME	8,31	26,62	32,56	25,51

Die Spalte "Referenz" bezieht sich auf aktuell verwendete Techniken (darunter KWK-Anlagen mit hohen Investitionen). Die Spalte "Neubau Elektrifizierung" bezieht sich im Dampfbereich (Papier, Chemie, Nahrungsmittel) auf Wärmepumpen, sonst auf direktelektrische Beheizung, die Spalte "Neubau Wasserstoff" auf Wasserstoffkessel. Das Ergebnis ist ein Produkt aus spezifischen Investitionskosten und installierter Gesamtkapazität (siehe Branchenanalysen).

2.4.8 These 8: Die Umstellung auf CO₂-neutrale Techniken ist mit deutlich höheren Energiekosten verbunden

Investitionsförderung ist ein wichtiger Baustein der Transformationsstrategie, aber nicht ausreichend. Entscheidend sind die Energiekosten. Hier gilt es einen Marktrahmen zu schaffen, der den wirtschaftlichen Betrieb CO₂-neutraler Techniken ermöglicht und Investitionen wirtschaftlich attraktiv macht. Konkret heißt dies, dass CO₂-neutraler Wasserstoff und Strom gegenüber Erdgas konkurrenzfähig sein müssen.

Unter den im Referenzfall vorherrschenden Rahmenbedingungen ist die Transformation zur Nutzung CO₂-neutraler Prozesswärme mit deutlich höheren Energiekosten verbunden. Diese bestimmen maßgeblich die Gesamtkosten und damit die wirtschaftliche Attraktivität der Techniken. Insbesondere die Preisdifferenz zwischen dem zunächst vorherrschenden Energieträger Erdgas (Referenzfall: 40 €/MWh) und Strom (Referenzfall: 90 €/MWh) ergänzt um

eine CO₂-Bepreisung (Referenzfall: 75 €/t_{CO₂-Äq.}) bestimmt die Verbreitung CO₂-neutraler Techniken. Für die direkte Elektrifizierung und die indirekte Elektrifizierung über Wasserstoff (Referenzfall: 120 €/MWh) liegen die Energiekosten dadurch um den Faktor 1,5 bis 2,5 über denen der fossilen Techniken. Gleichzeitig existieren Anwendungen (etwa im Dampfbereich), in denen durch Effizienzgewinne mittelfristig nur geringe Mehrkosten entstehen. Effizienzgewinne können die Mehrkosten CO₂-neutraler Energieträger gegenüber fossilen Energieträgern jedoch in den meisten Fällen nicht kompensieren. Insgesamt sind CO₂-neutrale Techniken bei diesen Preisniveaus nicht konkurrenzfähig.

Die Wirtschaftlichkeit CO₂-neutraler Prozesswärmetechniken wird durch ein verändertes Preisgefüge ermöglicht, in dem ein höherer CO₂-Preis (2030: 150 €/t_{CO₂-Äq.}) und ein niedrigerer Strompreis (~40 €/MWh) sowie Wasserstoffpreis (60 €/MWh) angenommen werden. Die direkte Elektrifizierung wird so deutlich günstiger als die Nutzung von Wasserstoff oder fossiler Energieträger. Sollten CO₂-neutrale Techniken nur über den CO₂-Preis des Emissionshandels wettbewerbsfähig werden, so ist mindestens ein Preisniveau von 150 Euro/t CO₂ nötig bzw. für viele Fälle mehr.

Es zeigt sich, unabhängig von der Technik, die sehr hohe Bedeutung der Energiekosten, besonders im Vergleich mit den Investitionen. So liegen die Energiekosten für ein Jahr in etwa in der gleichen Größenordnung wie die gesamten für die Umstellung aller betrachteten Anwendungen nötigen Investitionen (Vergleich These 7). Auch, wenn die Unsicherheiten bei zukünftigen Energiepreisen sehr hoch sind, so ist sicher, dass diese für die meisten Anwendungen einen deutlich größeren Teil der Gesamtkosten ausmachen als die reine Investition.

Tabelle 3: Jährliche Energie- und CO₂-Kosten bei vollständiger Umstellung, Referenzfall [Mrd. Euro2020/a]

	Branche	Referenzpreise (75 €/t CO ₂)			Preisvariante (150€/t CO ₂)		
	Technologie	Ref*	Strom	H ₂	Ref*	Strom	H ₂
	Preisannahme [€/MWh]	40	90	120	40	40	60
Metall-industrie	Gießerei-Industrie	0,4	0.5	1	0,5	0,3	0,5
	Härtereitechnik	0,3	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5
	Umformtechnik	0,1	0,1	0,2	0,1	0,05	0,1
	Wärme- und Glühöfen Stahl-Walzwerke	2,9	5,2	8,1	4,2	2,6	4,1
	NE-Metallindustrie: Aluminium	0,4	0,6	1,1	0,6	0,3	0,5
	NE-Metallindustrie: Kupfer	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1
Mineral-industrie	Glasindustrie inkl. Glasfaser	1,6	1,9	4,5	2,3	0,9	2,3
	Kalkindustrie	0,9	1,7	2,5	1,3	0,9	1,2
	Keramik- und Ziegelindustrie	0,9	1,8	2,6	1,4	0,9	1,3
	Zementindustrie	2,2	9,5	12,3	4,3	4,7	6,2

	Branche	Referenzpreise (75 €/t CO ₂)			Preisvariante (150€/t CO ₂)		
Dampf	Dampfversorgung Chemieparks	6,1	6	13,3	8,8	3	6,7
	Milchpulverherstellung	0,2	0,2	0,5	0,4	0,1	0,3
	Papierherstellung (Trockenpartie)	3,6	5,2	9,9	05.	2,7	4,9
	SUMME	21,8	33,4	57,1	31,5	16,7	28,5

*Für die Referenz wurde in dieser vereinfachten Betrachtung für fast alle Branchen der Preis von Erdgas angenommen. Nur für die Zementindustrie wurden deutlich niedrigere Preise hinterlegt, um dem Brennstoffmix der Branche Rechnung zu tragen.

2.4.9 These 9: Aufgrund langer Modernisierungszyklen ist die Gefahr von stranded investments hoch

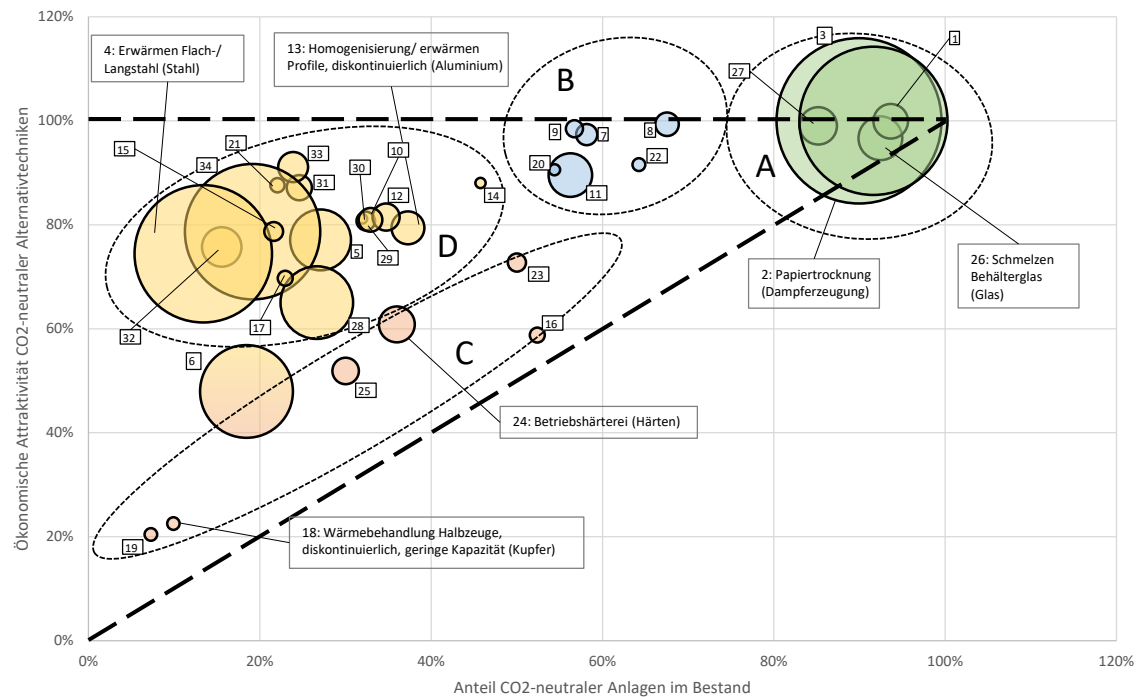
Eine planbare Transformationspolitik erlaubt den Unternehmen zukünftige Preisänderungen frühzeitig zu antizipieren. Diese vorausschauende Transformation hilft Stranded Assets und Lock-ins zu vermeiden und Möglichkeitsfenster bei Re-Investitionen oder Modernisierungen zu nutzen.

Die Ergebnisse der Diffusionsmodellierung zeigen, dass die **Reinvestitionszyklen und damit die Dynamik oder Trägheit des Anlagenaustauschs** ein bestimmender Faktor für die Geschwindigkeit ist, mit der sich neue CO₂-neutrale Verfahren im Anlagenbestand durchsetzen werden. Das bedeutet, dass auch starke wirtschaftliche Signale nur mit einer relevanten Zeitverzögerung wirken können, da die Nutzungsdauer von vielen Anlagen teilweise mehrere Jahrzehnte beträgt. Die unterschiedlichen Anwendungen in den verschiedenen Branchen unterscheiden sich dabei deutlich hinsichtlich der Voraussetzungen für eine schnelle Marktdiffusion. Zu den Voraussetzungen zählen Technikverfügbarkeit, Wirtschaftlichkeit der CO₂-neutralen Alternativen (verglichen mit der fossil befeuerten Referenztechnik) sowie die Lebensdauer bzw. der Modernisierungszyklus. Auf dieser Grundlage lassen sich die einzelnen Anwendungen in Gruppen zusammenfassen, entsprechend ihrer Diffusionsdynamik. Für viele dieser Anwendungen kann eine Situation entstehen, in der CO₂-neutrale Anlagen zwar wirtschaftlich attraktiv sind, aber aufgrund bestehender fossiler Anlagen nicht in den Markt eintreten. Diese Situation ist in Abbildung 9 für das Jahr 2040 dargestellt.

In Abbildung 9 stellt jede Blase eine Anwendung dar – ihre Größe repräsentiert die Produktionsmenge. Die Farben der Blasen zeigen die Zugehörigkeit zu den identifizierten Gruppen A bis D. Diese Gruppen ordnen die Anwendungen nach den für sie maßgeblichen Herausforderungen entlang der Achsen "Austauschgeschwindigkeit" und "wirtschaftliche Attraktivität". In der Transformation erfolgreiche Anwendungen liegen dabei oben rechts, d. h. die Verwendung CO₂-neutraler Techniken ist dort wirtschaftlich attraktiv und ein Anlagenaustausch findet statt. Anwendungen oben links (D) verfügen zwar über wirtschaftlich attraktive CO₂-neutrale Technikoptionen, diese werden aber nicht hinreichend umgesetzt. Der umgekehrte Fall liegt bei Gruppe C vor. Gruppe B beinhaltet einen Zwischenschritt von Gruppe A und Gruppe D.

Da lange Anlagennutzungsdauern und Modernisierungszyklen den Transformationsprozess deutlich verlangsamen können, sind frühe klima- und energiepolitische Signale maßgeblich, um Investitionen in (dann besonders langlebige) neue fossile Anlagen zu verhindern. Dies bedeutet, ab sofort wirtschaftlich tragfähige Betriebsbedingungen für CO₂-neutrale Prozesswärmetechniken zu schaffen.

Abbildung 9: Diffusion und Attraktivität CO₂-neutraler Anlagen (2040) nach Anwendung



Je größer der Kreis, desto höher der Energieverbrauch. Die Farben geben die Zuordnung zu den vier Gruppen A bis D an. Dem Szenario unterliegt die Annahme von starken wirtschaftlichen Anreizen und beschleunigtem Anlagen austausch (Stufe 3).

Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

2.4.10 These 10: Hybride Anlagenkonzepte können den Einstieg in die CO₂-neutrale Prozesswärme ermöglichen

Hybride Systeme können einen Einstieg in die CO₂-neutrale Prozesswärme ermöglichen. Dafür sind Hemmnisse, die Investitionen in hybride Anlagen entgegenstehen, abzubauen, z. B. durch eine Reform der Netzentgelte. Hybride Systeme sollten gefördert und durch einen geeigneten marktlichen Rahmen angereizt werden, z. B. um ein Nachrüsten bestehender gasbeheizter Anlagen mit zusätzlicher elektrischer Beheizung zu erproben und umzusetzen. Die Transformationsstrategie kann so einen wichtigen Beitrag zu einem resilienten und flexiblen Industriesystem sowie zur Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem leisten.

Hybride Anlagenkonzepte sind in vielen unterschiedlichen Ausgestaltungen umsetzbar, die sich u.a. im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit, Flexibilität und CO₂-Vermeidung unterscheiden. Als Beispiele für hybride Anlagenkonzepte können die folgenden Möglichkeiten genannt werden:

- ▶ bestehende Erdgas-KWK mit Elektrodenkessel ergänzen;
- ▶ Dampfkessel mit Mehrfachbrenner;
- ▶ Neuinvestition in zusätzliche elektrische Anlage ergänzt mit Erdgas beheizter Anlage;
- ▶ redundante Beheizungssysteme mit Überkapazität (bspw. Brenner und elektrische Beheizung);
- ▶ Modernisierung bestehender Anlagen mit kombinierten Erdgas- und Wasserstoffbrennern (fuel-switch).

Hybride Prozesswärmetechnologien können die Transformation ermöglichen, indem sie den Unternehmen erlauben schrittweise mehr Erfahrungen mit der Integration von CO₂-neutralen Technologien in Prozessketten zu sammeln. Investitionen in neue Technologien haben nur ein geringes Risiko, wenn die heutige Referenztechnik noch einige Jahre weiter betrieben wird. Der Anteil der neuen Technologien wie z.B. der elektrischen Prozesswärme kann so entsprechend der Marktsignale kontinuierlich hochgefahren werden. Dadurch werden unsichere Energiepreise als Investitionshemmnis weniger relevant.

Hybride Beheizungstechnologien bringen weitere Vorteile mit sich. Sie ermöglichen eine Teilelektrifizierung von Prozessen, die aufgrund von hohen nötigen Prozesstemperaturen und Energiedichten schwierig zu elektrifizieren sind. Gleichzeitig erhöhen hybride Systeme die Resilienz und Versorgungssicherheit der Produktion indem sie Unternehmen erlauben, flexibel auf volatile Energiemärkte zu reagieren und so Energiepreisspitzen abzufedern, sofern diese Systeme Überkapazitäten bereithalten. Im gegenwärtigen Anlagenbestand der Metall- und Mineralindustrie sowie der Dampferzeugung ist das technische Potenzial für die Bereitstellung von Flexibilität durch Thermoprozessanlagen in Bezug auf die eingesetzten Energieträger gering (vgl. Kapitel 3.5). Prozessseitig stellt hauptsächlich der erforderliche kontinuierliche Betrieb der Anlagen bei hoher Volllaststundenzahl und die Tatsache, dass nur selten Überkapazitäten vorhanden sind, eine Einschränkung dar.

Kurzfristig weisen hybride Systeme besonders im Bereich der Dampferzeugung hohe Potenziale und können den Einstieg in die CO₂-neutrale Prozesswärme risikoarm ermöglichen, da Technologien bereits am Markt verfügbar sind. Am relevantesten dürfte die Ergänzung von erdgasbefuerter Dampferzeugung mit Elektrodenkesseln bzw. Wärmepumpen sein. Langfristig ist eine vollständige Elektrifizierung aufgrund des höheren Gesamtwirkungsgrades vorteilhaft. Im Bereich der Industrieöfen ist die Bewertung der Flexibilität und Hybridisierung stark von der einzelnen Branche abhängig. Aufgrund der Integration der Anlagen in den Produktionsprozess können teilweise Umsetzungshemmnisse einer Flexibilisierung entgegenstehen.

In der Regel sind hybride Beheizungstechnologien mit einem deutlich erhöhten technischen und wirtschaftlichen Umsetzungsaufwand verbunden. Das betrifft sowohl den parallelen Betrieb von Anlagen an den Industriestandorten, wie auch die parallele Erhaltung von Energieinfrastrukturen und -Transportkapazitäten. Aufgrund der hohen Bedeutung von Energiekosten während des Anlagenbetriebs im Vergleich zu den eher geringeren Investitionskosten (vgl. Thesen 8 und 9) kann die flexible Prozesswärmebereitstellung unter unsicheren Rahmenbedingungen dennoch eine Schlüsseltechnologie werden. Es sollte anwendungsspezifisch abgewogen werden, welche Rolle Flexibilität und Hybridisierung in der Energieversorgung eines Standortes einnehmen können.

Um die Potenziale der flexiblen und hybriden Prozesswärme zu erschließen müssen bestehende Hemmnisse abgebaut werden. Eine Reform der Netzentgelte sollte zum Ziel haben, einen flexiblen und systemdienlichen Betrieb von großen Stromverbrauchern zu ermöglichen, anstatt wie unter der jetzigen Regulierung möglichst hohe Volllaststunden anzureizen (Agora Industrie und FutureCamp Climate 2022). Darüber hinaus sollten Förderprogramme gezielt Investitionen ermöglichen. Der Mehrwert solcher Förderprogramme sollte klar gewürdigt werden, da sie nicht nur klimafreundliche Technologien unterstützen, sondern auch die Resilienz und Versorgungssicherheit der Industrieproduktion stärken.

2.4.11 These 11: CO₂-neutrale Techniken mindern direkte Umweltwirkungen sowie Umweltkosten

Vorteile aus der Verringerung von Umweltkosten sollten in eine ganzheitliche Kosten-Nutzen-Bilanz einbezogen werden. In der Kommunikation sollte Wert auf eine ganzheitliche Transformation hin zu einer sauberen und nachhaltigen Industrieproduktion gelegt werden.

Ergänzend zu den technischen Analysen hat die multikriterielle Technikanalyse anhand der zwölf untersuchten Kriterien (Abbildung 10) gezeigt, dass keine prinzipiellen Gründe gegen den breiteren Einsatz der Alternativtechniken zu stehen scheinen.

Abbildung 10: Übersicht der betrachteten Bewertungskriterien



Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Die übergreifende Auswertung der qualitativ analysierten Kriterien verdeutlicht insbesondere, dass durch eine Umstellung auf die Alternativtechniken tendenziell mit einer Minderung bei der Freisetzung (lokaler) Luftschadstoffe zu rechnen ist, vor allem im Fall einer Elektrifizierung. In Bereichen anderer Umweltwirkungen gehen aus der Analyse keine relevanten, veränderten Belastungen hervor. Allerdings können je nach gewählter Lösung mögliche Wassermehrverbräuche, zusätzliche Platzbedarfe und die Konkurrenzsituation um Biomasse Aspekte sein, die bei der Anlagenwahl und Strategieentwicklung im Einzelnen besonders zu berücksichtigen sind. In Summe ist mit Blick auf den Einsatz CO₂-neutraler Prozesstechniken von einer positiven Tendenz hinsichtlich der Umweltwirkungen auszugehen.

Abbildung 11: Erkenntnisse zu den qualitativen Bewertungskriterien im Jahr 2050

Perspektive: Jahr 2050	Anmerkungen
Luftschadstoffe	Tendenziell Verbesserung hinsichtlich der Freisetzung, insbesondere durch Umstellung von Verbrennungsprozessen auf strombasierte Anlagen.
Sonstige Belastungen	Keine relevanten Belastungen unter Prämisse der Einhaltung notwendiger Sicherheitsvorkehrungen identifiziert.
Metallische Ressourcen	Keine substantiellen Änderungen, Verschiebungen innerhalb der Metalle denkbar.
Andere Ressourcen	Keine besonders kritischen Bereiche, ggf. Einschränkungen durch Platzverhältnisse, Wasserverbräuche oder Biomassekonkurrenz.
Akzeptanz	Keine grundsätzlich problematischen Bereiche erkennbar.
Wechselwirkungen	Hinweis auf Festlegung auf einen Energieträger bei Elektrifizierung; Strom- und H2-Infrastrukturen notwendig; Änderungen betreffen ggf. auch lokale Abwärmenutzung.
Wettbewerbsfähigkeit & Wertschöpfung	Positiver Beitrag im Kontext der Entwicklung emissionsarmer Technologien.

Quelle: eigene Darstellung, Fraunhofer ISI

Ein entscheidender Faktor für den Einsatz der Alternativtechniken ist ihre Wirtschaftlichkeit. Dabei stehen (einzel-)wirtschaftlichen Mehrkosten für den Einsatz der Alternativtechniken substantielle Verringerungen gesamtgesellschaftlicher Umweltkosten gegenüber. Die Höhe dieser Minderungen hängt dabei u.a. vom Dekarbonisierungspfad der eingesetzten elektrischen Energie ab. Die durchgeführte Untersuchung legt nahe, dass die Auswirkungen auf die Umweltkosten in der Transformationsstrategie einbezogen werden sollte.