

CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung in heterogenen Anwendungen – Ein Diffusionsmodell mit hoher Auflösung

Matthias Rehfeldt, Lisa Neusel, Marius Neuwirth

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Breslauer Straße 48 76139
Karlsruhe, Deutschland, +49721-6809-412, matthias.rehfeldt@isi.fraunhofer.de,
<https://www.isi.fraunhofer.de/>

Kurzfassung:

In diesem Beitrag zur IEWT 2021 wird ein Modell zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit, Attraktivität und Diffusion CO₂-neutraler Prozesswärmeerzeugung vorgestellt. Es untersucht gezielt und auf hohem Detailgrad üblicherweise vernachlässigte Anwendungen auf ihr Potential zur Dekarbonisierung. Dafür wird ein aus verschiedenen Maßnahmen zusammengesetztes Paket – von Preissignalen über Verhaltensänderung bis Ordnungsrecht – stufenweise angewendet, um die Diffusion von Alternativtechniken zu fördern. Für den am Beispiel von drei Anwendungen dargestellten Bereich der Dampferzeugung ergeben sich untereinander stark ähnelnde Modellergebnisse und Schlussfolgerungen, die darauf hindeuten, dass der Dampfbereich zusammenfassend beurteilt werden kann. Die erhobenen Daten beschränken sich auf Deutschland, die verwendete Methode und die Erkenntnisse sind aber auch für andere Länder mit vergleichbarer Industriestruktur relevant.

Keywords: Industrie, Dampferzeugung, Nahrungsmittel, Papier, Chemie, Wärmepumpe, Dekarbonisierung

Abkürzungen

BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Leistungszahl (engl.: Coefficient of performance)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
HTWP	Hochtemperaturwärmepumpe
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MD	Mitteldruck
ND	Niederdruck
THG	Treibhausgas
TRL	Technologie-Reifegrad (engl.: Technology readiness level)
WGK	Wärmegestehungskosten

1 Einleitung

Die Klimakrise ist eine der größten Herausforderungen unserer Zeit. Um die drastischsten Folgen der globalen Erwärmung abzumildern, haben Gesetzgeber:innen weltweit vielfältige nationale Ziele beschlossen. So will Deutschland bis 2045 treibhausgasneutral werden, Österreich bereits 2040, die Europäische Union bis 2050.

Der Industriesektor bildet für das Erreichen dieser Ziele ein zentrales Handlungsfeld: In der EU27 ist er für gut 21 % der THG-Emissionen verantwortlich¹. Im Fokus von Dekarbonisierungsbemühungen stehen emissionsintensive Prozesse wie Rohstahl-, Zement- und Kalkherstellung sowie ausgewählte Prozesse der Grundstoffchemie (z.B. Olefine, Ammoniak, Methanol). Diese Prozesse sind wichtig, machen zusammen aber dennoch nur etwa 50% des Prozesswärmebedarfes aus (Tabelle 1). Der Rest verteilt sich auf andere, oft sehr heterogene Anlagen, Dampferzeuger und Industrieöfen, die meist nur stark aggregiert untersucht werden. Sowohl für den angestrebten Zielzustand einer vollständig dekarbonisierten Industrie als auch für schnelle THG-Minderungen und einen effizienten Pfad zur Einhaltung von Klimazielen ist die Betrachtung dieser Anwendungen notwendig.

In diesem Beitrag zur IEWT 2021 wird daher ein Ansatz zur anwendungsspezifischen Untersuchung der Dekarbonisierungsoptionen von Prozesswärmeerzeugung vorgestellt. Dafür wurde ein Modell entwickelt, das auf der Basis von ökonomischen und technischen Eigenschaften die Konkurrenz von fossilen Referenztechniken und CO₂-neutralen Alternativtechniken abbildet. Damit werden beispielhaft Politikmaßnahmen untersucht, die bis 2045 eine vollständig CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung ermöglichen könnten. Der Beitrag ist gegliedert in eine inhaltliche Beschreibung der untersuchten Anwendungen und der methodischen Vorgehensweise (Methodik), der Darstellung der Modellergebnisse (Ergebnisse) und daraus ableitbaren Politikempfehlungen und Erkenntnissen (Schlussfolgerung).

Tabelle 1: Anteil ausgewählter energieintensiver Prozesse am Prozesswärmebedarf

Subsektor	Produkt	Brennstoffbedarf [GJ/t]	Produktionsmenge 2020 [Mt]			Brennstoffbedarf 2020 [TWh]		
			EU27	DE	AT	EU27	DE	AT
Chemie	Ammoniak	11,3	13,5	2,4	0,4	42,2	7,4	1,2
	Olefine	35,9	18,7	4,5	0,5	186,4	44,8	4,7
	Methanol	10,0	1,4	1,0	0,0	3,8	2,7	0,0
Eisen/Stahl	Rohstahl	11,6	84,7	26,9	5,7	273,7	87,1	18,3
	Koks	3,2	33,9	8,5	1,2	30,1	7,5	1,1
	Sinter	2,2	99,9	24,1	3,4	62,2	15,0	2,1
NM-	Zementklinker	3,5	123,9	25,2	3,3	120,4	24,5	3,3
Mineralien	Kalk	3,7	38,3	7,1	0,9	39,4	7,3	0,9
Summe Prozesse						758,3	196,3	31,6
Prozesswärmebedarf gesamt						1734,2	412,4	56,4
Anteil ausgewählter Prozesse an Gesamtbedarf						44%	48%	56%

¹ European Energy Agency 2021.

2 Methodik

Die hier dargestellte Modellierung baut auf umfangreichen, neu erstellten Datensätzen auf, die für 35 Anwendungen aus den Branchen Metallverarbeitung, Nicht-metallischen Mineralien und Dampferzeugung erstellt wurden². Zur Validierung der Datensätze wurden Expert:inneninterviews mit Vertreter:innen der Branchen, Hersteller:innen und Forschungsinstitutionen durchgeführt. Zunächst werden die in diesem Beitrag fokussiert vorgestellten Anwendungen der Dampferzeugung inhaltlich vorgestellt (2.1). Der Datensatz umfasst ökonomische und technische Daten (siehe 2.2) und ermöglicht die Berechnung von Wärmegestehungskosten. Diese werden als maßgebliches Entscheidungskriterium für die Attraktivität der zur Verfügung stehenden Techniken verwendet, aus der in einem Diffusionsmodell der Anlagenbestand berechnet wird. Der Modellaufbau wird in 2.3 dargestellt. Daran schließt eine Beschreibung der untersuchten Politikmaßnahmen zur Förderung CO₂-neutraler Prozesswärmeerzeugung an (2.4).

Die Untersuchung nutzt spezifische Terminologie, um die unterschiedlichen Ebenen zu definieren (Abbildung 1). Als "Branche" wird ein Bereich einander ähnlicher Produkte (Metalle, Mineralien, Dampf) bezeichnet. Diese unterteilt sich in konkretere "Anwendungen" (z.B. Erwärmungsöfen oder Milchpulverherstellung), die jeweils definierte "Techniken" zur Erzeugung von Prozesswärme nutzen können. Diese "Techniken" basieren auf "Technologien" wie direkte Elektrifizierung oder Erdgas- oder Wasserstoffverbrennung. Innerhalb einer Branche stehen die Techniken in direkter Konkurrenz um Marktanteile. Sie sind so ausgewählt, dass sie stets dazu geeignet sind, die Anforderungen an die Prozesswärme (hauptsächlich das Temperaturniveau) zu erfüllen. Daher stellen Anwendungen unabhängig von der verwendeten Technik immer das gleiche Produkt her – nachgelagerte Einflüsse auf Verfahrensabläufe werden durch dieses Modelldesign als nicht vorhanden angenommen. Anwendungen oder Branchen interagieren nicht miteinander.

² Kooperation des Fraunhofer ISI mit dem IOB der RWTH Aachen, Christian Schwotzer et al., (in Bearbeitung).

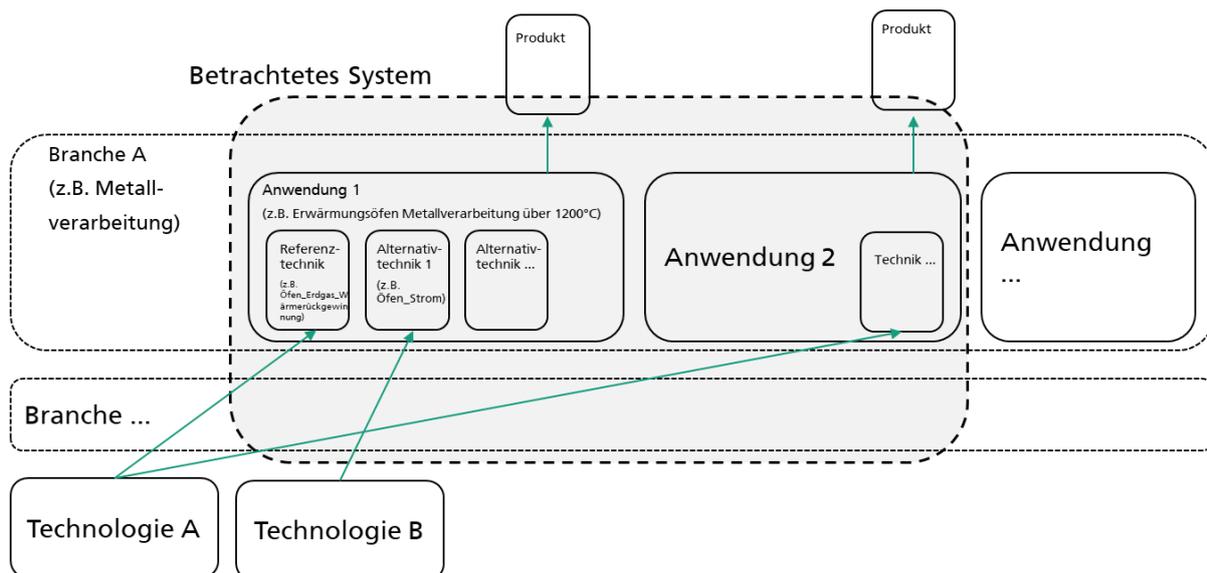


Abbildung 1. Terminologie der Untersuchung

2.1 Untersuchte Anwendungen

Die Bereitstellung thermischer Energie in Form von Prozessdampf zählt zu den industriellen Querschnittsanwendungen. Etwa drei Viertel des Endenergieverbrauchs für Wärmeerzeugung im Bereich zwischen 100 und 500 °C fallen dabei auf die Papier-, Nahrungsmittel- und Chemieindustrie (in Deutschland 2013, Kemmler et al. 2017).

Eine spezifische Betrachtung dieser drei Branchen hinsichtlich dampfnutzender Prozesse und benötigter Dampftemperaturen ergibt die Ausdifferenzierung von **drei Anwendungen** (siehe 2.1.1-2.1.3). Für Branchen mit einer heterogenen Produktpalette, wie die Nahrungsmittel- und Chemieindustrie, wird eine geeignete beispielhafte Anwendung ausgewählt, die die Charakteristika der Dampfnutzung hinreichend beschreibt. Neben der Auswahl möglichst repräsentativer thermischer Prozesse, wird dabei gleichzeitig eine Abdeckung verschiedener relevanter Temperaturniveaus erreicht. Dies betrifft auch den Einsatz möglicher alternativer Techniken zur Dampferzeugung. So erfordert beispielsweise die Milchpulvertrocknung Temperaturen bis zu 240 °C, welche von heute kommerziell verfügbaren Wärmepumpen nicht bereitgestellt werden können. Trocknungstemperaturen bis 120 °C, wie sie zum Beispiel in der Papierindustrie benötigt werden, sind bereits heute technisch mit Hochtemperaturwärmepumpen realisierbar. Für die Bewertung der Alternativtechnik „Wärmepumpe“ hinsichtlich ihres Anwendungspotentials ist daher eine differenzierte Betrachtung unterschiedlicher Temperaturniveaus erforderlich und mit den ausgewählten Anwendungen möglich.

Die Bilanzgrenze für die betrachteten Anwendungen und deren Datensätze (2.2) ist dabei die dampferzeugende Einheit: Die nachgelagerten Produktionsprozesse werden nur anhand des insgesamt erforderlichen Dampfbedarfes definiert. Für die Wärmepumpe wird über die Leistungszahl (engl. COP) eine plausible Abwärmetemperatur und -menge aus dem Prozess berücksichtigt.

Die Definition der **Referenz- und Alternativtechniken** und deren Eigenschaften (Wirkungsgrad, Investition, Lebensdauer, etc.) erfolgt zunächst anwendungsübergreifend.

Unter Berücksichtigung der branchenspezifischen Anforderungen und Prozesscharakteristika (Betriebsweise, Dampfbedarf, Prozessdruck und -temperatur, Energieträger, etc.) werden die Datensätze (2.2) jedoch weiter ausdifferenziert. So unterscheidet sich beispielsweise der technologische Reifegrad (engl. TRL) und die Leistungszahl der Wärmepumpe je nachdem welche Dampftemperatur diese bereitstellen muss. Für alle betrachteten Anwendungen basiert der aktuelle Stand der Technik – welcher durch die **Referenztechnik** zusammengefasst ist – so gut wie vollständig auf der Verbrennung von Erdgas³:

- Erdgasbefeuerter Dampfkessel und/oder KWK-Anlage

Die betrachteten **Alternativtechniken** für den langfristigen Umstieg auf CO₂-neutrale Dampferzeugung basieren technologisch auf direkter Elektrifizierung oder Wasserstoffverbrennung:

- Elektrodenkessel und Hochtemperaturwärmepumpe⁴ als strombasierte Technologien
- Wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

2.1.1 Anwendung 1: Papiertrocknung

Thermische Trocknungsprozesse sind in hohem Maße energie- bzw. dampfintensiv und stellen wichtige Verfahrensschritte in der Nahrungsmittel-, Papier- und Chemieindustrie dar (Larsen 2011). Typische Temperaturen zur Trocknung liegen üblicherweise zwischen 100 und 200 °C (Wilk et al. 2016). Die Papiertrocknung stellt eine repräsentative Dampfanwendung für Trocknungsprozesse mit vergleichsweise moderaten Temperaturen um 140 bis 150 °C (~4 bar Sattdampf) dar (Suhr et al. 2015; Ghosh 2011). Als Grundlage für die Definition des Dampfbedarfs der Anwendung (~ 40 MW und 60 t_{Dampf}/h) und des Datensatzes (2.2) dient eine Veröffentlichung zur energetischen Optimierung der Trockenpartie anhand von Untersuchungen in vier ausgewählten Papierfabriken und Angaben zur Trockenpartie aus einem Sankey-Diagramm einer LWC-Papiermaschine (Treppe et al. 2012; Suhr et al. 2015).

Als eingesetzter Energieträger wird für die definierte Referenztechnik (Dampfkessel) Erdgas gewählt, da üblicherweise nur ein Hauptenergieträger am Papierstandort zum Einsatz kommt. Wegen des gleichzeitigen Bedarfs an Wärme und Strom betreiben Zellstoff- und Papierfabriken häufig wärmegeführte KWK-Anlagen, die als fossile Alternativtechnik mit aufgenommen werden. Neben den marktreifen CO₂-neutralen Alternativtechniken Elektrodenkessel und Wasserstoffkessel (TRL 9, Agora Energiewende und Wuppertal Institut 2019; Gosse 2019) werden abhängig von der verfügbaren Abwärme zwei HTWP-Systeme mit unterschiedlichem COP definiert (je TRL 7-8): COP von 1,9 bei 30 °C Quelltemperatur und

³ Eine Besonderheit der Papierherstellung ist die große Menge anfallender, meist biogener Produktionsabfälle, die für die Erzeugung von Strom und Prozessdampf eingesetzt werden können. Üblicherweise kommt nur ein Hauptenergieträger am Papierstandort zum Einsatz. Insbesondere bei der Herstellung von Papier aus Altpapier, welches mengenmäßig den wichtigsten Rohstoff der deutschen Papierindustrie darstellt, ist der Anteil an internen Abfällen im Vergleich zu Standorten mit Holz- und Zellstoffherzeugung eher gering (Eigene Berechnungen basierend auf Verband Deutscher Papierfabriken e. V. 2020).

⁴ Als Hochtemperaturwärmepumpen (HTWP) werden industrielle Wärmepumpen mit einer Senktemperatur größer 100 °C bezeichnet (Arpagaus 2019).

COP von 2,2 bei 50 °C Quelltemperatur⁵. Ähnliche angenommene COPs für den Einsatz von Wärmepumpen in der Papierindustrie finden sich in diversen Studien wieder (Wilk et al. 2017; Treppe et al. 2012; Radgen et al. 2020). In Tabelle 2 sind die für die Anwendung ausgewählten Referenz- und Alternativtechniken definiert.

Tabelle 2: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 1 – Papiertrocknung

Technik	
Referenztechnik	Erdgasbefeuerter Dampfkessel
Alternativtechniken	Erdgasbefeuerte KWK-Anlage Elektrodenkessel Wärmepumpensystem (versch. COPs) Wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

2.1.2 Anwendung 2: Milchpulverherstellung

Aufgrund der Heterogenität der in der Nahrungsmittelindustrie hergestellten Produkte wird als Dampfanwendung beispielhaft die Milchpulverherstellung betrachtet. Als eine besonders ambitionierte Anwendung für industrielle Trocknungsverfahren ergänzt der Trocknungsprozess in der Milchpulverfabrik mit bis zu 240 °C Trocknungstemperatur (~25 bar Satttdampf, Bühler et al. 2019) die Papiertrocknung. Aufgrund des hohen Temperaturniveaus kommen derzeit verfügbare HTWP-Dampferzeuger hier an Ihre technischen Grenzen. Grundlage für die Definition des Dampfbedarfs der Anwendung⁶ (~ 20 MW und 30 t_{Dampf}/h) und des Datensatzes (2.2) stellt eine Veröffentlichung dar, welche sich mit der Elektrifizierung einer energetisch optimierten Milchpulverfabrik basierend auf Daten eines realen dänischen Produktionsstandortes mit fünf Sprühtrocknern beschäftigt (Bühler et al. 2019).

Erdgas stellt in der Nahrungsmittelindustrie den meist verwendeten Energieträger dar (BMEL 2018) und wird für die definierte Referenztechnik gewählt: Bei der Milchpulverherstellung als Ernährungsbetrieb mit vergleichsweise großen Produktionsanlagen kommen größtenteils erdgasbetriebene KWK-Anlagen zum Einsatz (Expert:inneninterview 2021). Neben den Alternativtechniken Elektrodenkessel und Wasserstoffkessel, werden zwei verschiedene kaskadische Hochtemperaturwärmepumpensysteme in Anlehnung an Bühler et al. definiert. Das zentrale Wärmepumpensystem verfügt über sechs kommerziell verfügbare Kompressionswärmepumpen, die Heißwasser mit einer Senktemperatur bis 85 °C liefern und ein dreistufiges Wärmepumpensystem, das den 210 °C heißen Dampf für den

⁵ Als Abwärmequelle für die Wärmepumpe eignet sich die warme, feuchte Abluft nach dem Wärmerückgewinnungssystem, unmittelbar vor der Entsorgung in die Umgebung. Der gemessene Verlauf der Ablufttemperatur am Abluftturm einer Beispiel-Papiermaschine ergibt ein mittleres Temperaturniveau von etwa 50 °C (Treppe et al. 2012). Eine Abkühlung der warmen, feuchten Abluft auf 30 °C würde bedeuten, dass mehr Energie aus dem Abgasstrom zurückzugewonnen werden kann (Wilk et al. 2017).

⁶ Für die Erstellung des Datensatzes (2.2) wird als Anwendung die gesamte Milchpulverherstellung betrachtet, wobei die Trocknung als energieintensivster Schritt den zentralen Prozess darstellt.

Trocknungsprozess bereitstellt. Ein solches dreistufiges System mit Turbokompressor ist derzeit noch nicht verfügbar, entsprechende Kompressoren jedoch bereits in Kraftwerksturbinen im Einsatz (Gesamtsystem ~ TRL 5-6) (Bühler et al. 2019). Das dezentrale Wärmepumpensystem stellt Wärme (und Kälte) direkt bei den jeweiligen Prozessen bereit. Es verfügt über sieben kommerziell verfügbare Wärmepumpen, welche überschüssige Wärme aus dem Prozess nutzen und auf 85 °C bzw. 140 °C anheben, in Kombination mit einem zusätzlichen Elektroerhitzer für den Temperaturhub von 140 °C auf 210 °C (TRL 7-8⁷). Die Wärmepumpenintegration ist so gewählt, dass sie in der Nähe des Bedarfs umgesetzt werden kann und ein Minimum an zusätzlicher Infrastruktur erforderlich ist (Bühler et al. 2019). In Tabelle 3 sind die für die Anwendung ausgewählten Referenz- und Alternativtechniken definiert.

Tabelle 3: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 2 – Milchpulverherstellung

Technik	
Referenztechnik	Erdgasbefeuerte KWK-Anlage
Alternativtechniken	Elektrodenkessel Zentrales Wärmepumpensystem Dezentrales Wärmepumpensystem mit zusätzlichem Elektroerhitzer Wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

2.1.3 Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung

Die ersten beiden Dampfanwendungen spannen einen Bereich auf, der die Annäherung an breite (Trocknungs-)Anwendungen in der Industrie ermöglicht. Im Vergleich zu den anderen beiden Industriebranchen erfolgt die Betrachtung der Dampferzeugung aufgrund der Heterogenität der Chemiebranche prozessunabhängig. Als Anwendung wird die zentrale Dampfversorgung eines typischen mittleren Chemieparks mit verschiedenen Druckstufen ausgewählt. Diese deckt als repräsentatives Abbild vor allem die energieintensiven Unternehmen aus der Grundstoffindustrie mit ab, jedoch zum Teil auch die Spezialchemie. Grundlage für die Definition des Dampfbedarfs der Anwendung (~400 MW und 550 t_{Dampf}/h) und des Datensatzes (2.2) stellt eine umfangreiche Recherche zu Energiebedarf und Energieanlagen großer deutscher Chemieparks dar.

Erdgas wird als Referenzenergieträger (Verband der Chemischen Industrie e.V. 2020) für eine wärmegeführte KWK-Anlage kombiniert mit Spitzenlast-Dampfkesseln gewählt. Neben den Alternativtechniken Elektrodenkessel und Wasserstoffkessel werden zwei verschiedene Hochtemperaturwärmepumpensysteme definiert: Ein HTWP-System mit COP 2,4, angelehnt an derzeit kommerziell verfügbare Wärmepumpen, welches die Dampferzeugung im Niederdruckbereich (ND) übernimmt (6 bar/160 °C Senktemperatur) und ein ambitioniertes

⁷ Die Einordnung in TRL<9 ist maßgeblich damit begründet, dass aus wirtschaftlichen Gründen keine entsprechenden Systeme realisiert sind. Derzeit verfügbare Einzelanlagen und Prototypen erreichen vergleichsweise geringe Dampfkapazitäten. Auf Basis der erhobenen Daten scheint es wahrscheinlich, dass das Erreichen der Marktreife schneller als durch TRL 7 impliziert gelingen kann.

HTWP-System mit COP 1,6, welches die Dampferzeugung im Nieder- und Mitteldruckbereich (ND/MD) übernimmt (25 bar/220 °C Senkentemperatur).⁸ Die restliche benötigte Dampferzeugung übernimmt jeweils ein zusätzlicher Elektrokessel. In Tabelle 4 sind die für die Anwendung ausgewählten Referenz- und Alternativtechniken definiert.

Tabelle 4: Referenz- und Alternativtechniken für Anwendung 3 – Chemiepark-Dampfversorgung

Technik	
Referenztechnik	Erdgasbefeuerte KWK-Anlage mit Spitzenlast-Dampfkesseln
Alternativtechniken	Elektrokessel Wärmepumpensystem für 6 bar-ND bzw. 15 bar-MD mit zusätzlichem Elektrokessel Wasserstoffbefeuerter Dampfkessel

2.2 Datensätze

Für die drei ausgewählten Anwendungen der Dampferzeugung (Papiertrocknung, Milchpulverherstellung und Chemiepark-Dampfversorgung) werden einheitlich strukturierte Datensätze erstellt, mit denen technische und ökonomische Eigenschaften der Anwendungen definiert werden. Sie stellen – wie daher auch alle Darstellungen und Ergebnisse dieses Beitrags – die Verhältnisse in Deutschland dar, sollten aber bezüglich der technischen Informationen weitgehend mit anderen europäischen Ländern vergleichbar sein. Diese Datensätze beinhalten bereits eine Abstraktion der detaillierten Untersuchung der einzelnen Anwendungen. Zum Beispiel werden repräsentative Kapazitäten der Anlagen und typische spezifische Energiebedarfe verwendet (Tabelle 5, Tabelle 6, Tabelle 7).

Zu den wichtigsten Daten gehören die nach Energieträgern unterteilten spezifischen Energiebedarfe, die zusammen mit den hinterlegten Energieträgerpreisen die in vielen Anwendungen dominierenden Energiekosten erzeugen (siehe 0). Hinzu kommen annuisierte Investitionen und Betriebskosten. Über einen Modernisierungszyklus wird der im Diffusionsmodell errechnete Anlagenaustausch bestimmt. Die Gesamtkapazität gibt die gesamte zum Startzeitpunkt in Betrieb befindliche Produktionskapazität an, die sich anteilig auf die Referenz- und Alternativtechniken verteilt (wenn diese bereits relevant sind). Jede Technik hat ein Markteintrittsdatum (im Fall der Referenz das Startjahr) und ein maximales Verfügbarkeitsdatum, mit dem z.B. ordnungsrechtliche Eingriffe (Neubauverbot) modelliert werden können.

⁸ Den befragten Expert:innen zufolge kann für den größten Teil der Abwärme von Chemieparks von einem Temperaturniveau zwischen 70-90 °C ausgegangen werden (angenommene Quelltemperatur daher 80 °C).

Tabelle 5: Datensatz der Anwendung "Papiertrocknung"

Anwendung	Eigenschaft	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit
Papiertrocknung	Name	Erdgaskessel	KWK-Anlage	Elektrodenkessel	Wärmepumpensystem	Wasserstoffkessel	-
	Produkt	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	-
	Investition Neubau	4,8	31,3	6,4	33,7	6,3	EUR/t _{Dampf}
	Investition Modernisierung	3,1	20,3	4,2	33,7	3,4	EUR/t _{Dampf}
	Minimale Investition Neubau	4,0	26,6	5,6	23,6	5,3	EUR/t _{Dampf}
	Minimale Investition	2,6	17,3	3,6	23,6	2,8	EUR/t _{Dampf}
	TRL	9	9	9	7-8	9	-
	Energieträger 1	Erdgas	Erdgas	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-
	Energieträger 2	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	-
	Energieträger 3	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	-
	Spezifischer Energiebedarf 1	0,72	0,96	0,67	0,35	0,70	MWh/t _{Dampf}
	Spezifischer Energiebedarf 2	-	-	-	-	-	MWh/t _{Dampf}
	Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/t _{Dampf}
	Min. spezifischer Energiebedarf	0,69	0,96	0,67	0,26	0,69	MWh/t _{Dampf}
	Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	tCO ₂ /t _{Dampf}
	Betriebs- und Wartungskosten	0,2	1,6	0,3	1,7	0,3	EUR/t _{Dampf}
	Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a
	Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a
	Repräsentative Kapazität	470.000	470.000	470.000	470.000	470.000	t _{Dampf}
	Auslastung	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	1
	Anteil Bestand 2020	49 %	49 %	2 %	0 %	0 %	%
	Verfügbar ab	2020	2020	2020	2025	2020	-
	Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	-
Gesamtkapazität 2020	43.000					kt _{Dampf}	
Stromerzeugung	-	0,20	-	-	-	MWh _{el} /t _{Dampf}	

Tabelle 6: Datensatz der Anwendung "Milchpulverherstellung"

Anwendung	Eigenschaft	Referenz-technik	Alternativ-technik 1	Alternativ-technik 2	Alternativ-technik 3	Alternativ-technik 4	Einheit
Milchpulverherstellung	Name	KWK-Anlage	Elektrodenkessel	Zentrales Wärmepumpensystem	Dezentrales Wärmepumpensystem & Elektroerhitzer	Wasserstoffkessel	-
	Produkt	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	-
	Investition Neubau	37,1	7,6	75,6	88,4	7,4	EUR/t _{Dampf}
	Investition Modernisierung	24,1	4,9	75,6	88,4	4,0	EUR/t _{Dampf}
	Minimale Investition Neubau	31,6	6,6	52,9	61,9	6,2	EUR/t _{Dampf}
	Minimale Investition	20,5	4,3	52,9	61,9	3,4	EUR/t _{Dampf}
	TRL	9	9	5-6	7-8	9	-
	Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-
	Energieträger 2	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	-
	Energieträger 3	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	-
	Spezifischer Energiebedarf 1	0,99	0,69	0,35	0,44	0,72	MWh/t _{Dampf}
	Spezifischer Energiebedarf 2	-	-	-	-	-	MWh/t _{Dampf}
	Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/t _{Dampf}
	Min. spezifischer Energiebedarf	0,99	0,69	0,26	0,33	0,71	MWh/t _{Dampf}
	Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	tCO ₂ /t _{Dampf}
	Betriebs- und Wartungskosten	1,9	0,4	3,8	4,4	0,4	EUR/t _{Dampf}
	Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a
	Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a
	Repräsentative Kapazität	220.000	220.000	220.000	220.000	220.000	t _{Dampf}
	Auslastung	0,69	0,69	0,69	0,69	0,69	1
	Anteil Bestand 2020	99 %	1 %	0 %	0 %	0 %	%
	Verfügbar ab	2020	2020	2030	2025	2020	-
	Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	-
Gesamtkapazität 2020	2.300					kt _{Dampf}	
Stromerzeugung	0,21	-	-	-	-	MWh _{el} /t _{Dampf}	

Tabelle 7: Datensatz der Anwendung "Chemiepark-Dampfversorgung"

Anwendung	Eigenschaft	Referenztechnik	Alternativtechnik 1	Alternativtechnik 2	Alternativtechnik 3	Alternativtechnik 4	Einheit
Chemiepark-Dampfversorgung	Name	KWK-Anlage mit Spitzenlastkesseln	Elektrodenkessel	Wärmepumpensystem ND & Elektrodenkessel	Wärmepumpensystem ND/MD & Elektrodenkessel	Wasserstoffkessel	-
	Produkt	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	-
	Investition Neubau	24,9	6,5	18,5	56,6	6,4	EUR/t _{Dampf}
	Investition Modernisierung	16,2	4,3	17,2	56,3	3,4	EUR/t _{Dampf}
	Minimale Investition Neubau	21,1	5,7	13,6	39,8	5,4	EUR/t _{Dampf}
	Minimale Investition	13,7	3,7	12,4	39,5	2,9	EUR/t _{Dampf}
	TRL	9	9	7-8	5-6	9	-
	Energieträger 1	Erdgas	Strom	Strom	Strom	EE-Wasserstoff	-
	Energieträger 2	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	-
	Energieträger 3	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	Keiner	-
	Spezifischer Energiebedarf 1	0,97	0,72	0,54	0,49	0,75	MWh/t _{Dampf}
	Spezifischer Energiebedarf 2	-	-	-	-	-	MWh/t _{Dampf}
	Spezifischer Energiebedarf 3	-	-	-	-	-	MWh/t _{Dampf}
	Min. spezifischer Energiebedarf	0,96	0,72	0,50	0,39	0,74	MWh/t _{Dampf}
	Prozessbedingte Emissionen	-	-	-	-	-	tCO ₂ /t _{Dampf}
	Betriebs- und Wartungskosten	1,2	0,3	0,9	2,9	0,3	EUR/t _{Dampf}
	Abschreibungszeitraum	20	20	20	20	20	a
	Modernisierungszyklus	20	20	20	20	20	a
	Repräsentative Kapazität	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	4.800.000	t _{Dampf}
	Auslastung	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	1
	Anteil Bestand 2020	99 %	1 %	0 %	0 %	0 %	%
	Verfügbar ab	2020	2020	2025	2030	2020	-
	Verfügbar bis	2050	2050	2050	2050	2050	-
Gesamtkapazität 2020	54.000					kt _{Dampf}	
Stromerzeugung	0,22	-	-	-	-	MWh _{el} /t _{Dampf}	

Hinzu kommen Szenarioannahmen, maßgeblich Energieträgerpreise und CO₂-Preise sowie Emissionsfaktoren der Energieträger. Für diese Untersuchung werden die folgenden Annahmen getroffen (Tabelle 8, Tabelle 9). Der Emissionsfaktor des angelegten Strommixes startet 2020 mit 0,43 tCO₂/MWh, erreicht 2030 0,11 tCO₂/MWh, 2040 0,03 tCO₂/MWh und kurz darauf 0 tCO₂/MWh⁹.

Tabelle 8: Energieträgerpreispfade

Energieträger	Einheit	2020	2030	2040	2050
Strom		125,34	126,63	131,46	130,97
Erdgas		27,40	27,07	26,78	26,53
Steinkohlen		15,44	15,44	15,44	15,44
Biomasse		24,95	26,96	27,58	29,56
Heizöl		49,50	58,18	65,70	69,26
Abfall, erneuerbar	€ ₂₀₂₀ /MWh	15,08	15,08	15,08	15,08
Abfall, nicht erneuerbar		7,70	7,70	7,70	7,70
Andere fossile		19,80	19,80	19,80	19,80
EE-Methan ¹		Funktion der Stromkosten (:0,7 ²)			
EE-Wasserstoff ²		Funktion der Stromkosten (:0,7)			
Braunkohle		10,01	10,01	10,01	10,01

1: Annahme: Basierend auf Elektrolysewasserstoff, hergestellt aus angegebenem Strommix mit einer Elektrolyseeffizienz von 70 % und Methanisierungseffizienz von 70 %.

2: Annahme: Elektrolysewasserstoff, hergestellt aus angegebenem Strommix mit einer Elektrolyseeffizienz von 70 %.

Tabelle 9: CO₂-Preispfade

CO ₂ -Preis	Einheit	2020	2030	2040	2050
Kein CO ₂ -Preis		0	0	0	0
Niedrig	€ ₂₀₂₀ /tCO ₂	55	65	75	75
Mittel		55	75	100	150
Hoch		55	100	200	300

2.3 Modellaufbau

Das Modell ist in MS-Excel umgesetzt¹⁰. Es besteht aus drei grob unterscheidbaren Modellteilen, die jeweils eine Ergebnisdimension berechnen und aufeinander aufbauen (Abbildung 2). Der Großteil der zusammengetragenen Daten wird für die Berechnung der Wärmegestehungskosten im Kostenmodell verwendet. Dort werden die Kostenkomponenten Investition, Energie, Betrieb/Wartung und Treibhausgaskosten (THG-Kosten)¹¹ berechnet und zu einer vergleichbaren Größe, den **Wärmegestehungskosten**¹² addiert. Dabei werden

⁹ Dekarbonisierungsszenario TN-Strom der Langfristszenarien 3: Fraunhofer ISI 2021.

¹⁰ Das Modell ist als eigenständiges Werkzeug konzipiert und mit einer Benutzeroberfläche ausgerüstet. Nach Abschluss des Projektes wird es gerne auf Anfrage zur Verfügung gestellt.

¹¹ Neben direkter THG-Bepreisung durch Mechanismen wie den EU-ETS oder das deutsche BEHG können auch Umweltkostensätze angewendet werden, die außer der Treibhauswirkung weitere entstehende Schäden beinhalten können. Aus Darstellungsgründen wird von THG- bzw. CO₂-Kosten gesprochen.

¹² Vermiedene Kosten des Strombezuges aus dem öffentlichen Netz bei Verwendung von KWK werden als Einnahmen von den Gesamt-Wärmegestehungskosten abgezogen und verbessern so die Wirtschaftlichkeit der Anlage.

anwendungsspezifisch unterschiedliche Preisbestandteile berücksichtigt, z.B. Strompreisentlastungen vom deutschen EEG oder Netzentgelten, Ausnahmetatbestände der Energiesteuer sowie mengenabhängige Bepreisung (Eurostat-Bänder für Strom und Erdgas). So wird eine realitätsnahe Abbildung der Konkurrenzsituation der Erzeugungstechniken erreicht. Basisgröße der Berechnung sind dabei die jährlichen Kosten einer Anlage repräsentativer Kapazität.

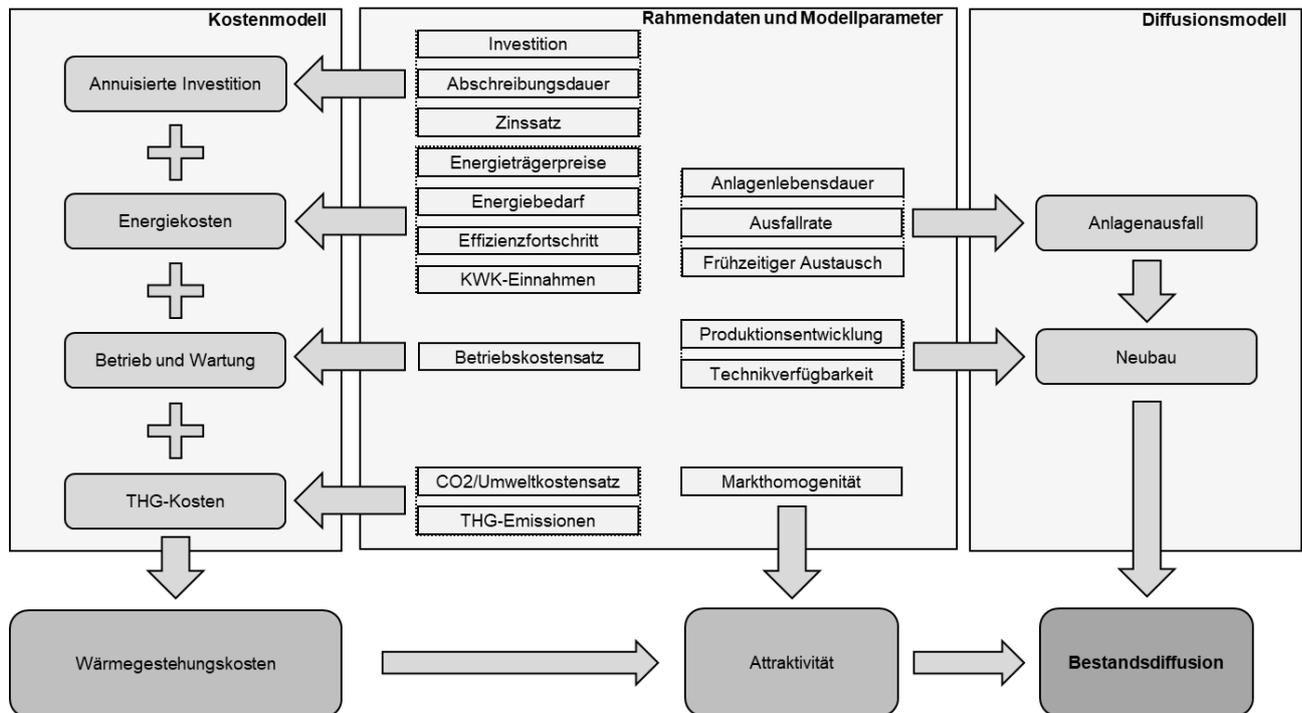


Abbildung 2: Modellstruktur

Anhand einer für das Modell abgeschätzten Markthomogenität¹³ wird aus dem Verhältnis der Wärmegestehungskosten der Techniken ihre jeweilige **Attraktivität** ermittelt. Diese bestimmt, welche Techniken für neu gebaute Anlagen verwendet werden.

Der Neubau von Anlagen wird im **Diffusionsmodell** als Ersatz von ausgefallenen/stillgelegten Anlagen und etwaigem Zubau bzw. Abbau von Produktionskapazität berechnet. Der Anlagenbestand wird dabei für die Kombinationen Technik und Baujahr jahresscharf dokumentiert, berücksichtigt altersabhängige Ausfallraten, individuelle Altersverteilungen im Bestand und ermöglicht die Berücksichtigung von Neubau- und Betriebsverböten einzelner Techniken.

¹³ Die Markthomogenität ist der den Markt definierende Parameter und bestimmt, wie relevant Nischenanwendungen sind. Bei hoher Markthomogenität wird überwiegend die günstigste Technik gewählt. Bei niedriger Markthomogenität können teurere Techniken relevante Marktanteile erreichen (aber immer geringer als die günstigeren Techniken). Die konkrete Ausprägung der Markthomogenität ist empirisch schlecht belegt und daher als Annahme zu betrachten.

2.4 Ablauf der Berechnung

2.4.1 Zielgröße: Diffusion CO₂-neutraler Prozesswärmeerzeugung

Ziel dieser Untersuchung ist es, ausgehend von den jeweiligen technischen Ausgangssituationen der drei beschriebenen Anwendungen ein Paket von Politikmaßnahmen zu entwickeln, das zu einem vollständig dekarbonisierten (CO₂-neutralen) Prozesswärmebestand in 2045 führt. Dazu wird ein Referenzfall definiert, der den aktuellen wirtschaftlich relevanten Rahmenbedingungen entspricht. Durch Anpassung der Modellparameter wird dann schrittweise die Attraktivität und Diffusion CO₂-neutraler Techniken gesteigert. Das Ziel gilt als erreicht, wenn im Zieljahr 2045 keine fossile Technik mehr in Betrieb ist. Aufgrund des großen für das Modell erreichbaren Lösungsraumes ist das entstehende Maßnahmenpaket nur eine von vielen Möglichkeiten. Sowohl anders gelagerte Ausprägungen der Maßnahmen als auch eine gänzlich andere Zusammensetzung des Paketes sind denkbar.

2.4.2 Beschreibung des Maßnahmenpaketes

Für die Ergebniserstellung werden aus den zur Verfügung stehenden Modellparametern zunächst der **Referenzfall** definiert (Tabelle 10). Dieser stellt die Grundlage des Maßnahmenpaketes dar und erzeugt üblicherweise eine Situation, in der sich CO₂-neutrale Prozesswärmeerzeugung nicht oder nur teilweise im Markt durchsetzen kann. Dieser Referenzfall bildet die 2020 vorherrschende Situation ab.

Die Maßnahmen werden stufenweise und aufeinander aufbauend zugeschaltet, um ein Szenario zu erschaffen, in dem eine Dekarbonisierung der Anwendung bis 2045 erreicht wird. In der **ersten Stufe** werden die angenommenen CO₂-Preispfade angehoben. Statt sich von heutigen (am EU-ETS-Preis orientierten) 55 €/t_{CO2} auf 150 €/t_{CO2} zu entwickeln, steigen sie bis 2050 auf 300 €/t_{CO2}. In der **zweiten Stufe** werden weitere Preissignale gesetzt: Der angesetzte Strompreis wird von staatlichen Bestandteilen (EEG-Umlage, Netzentgelt, Stromsteuer und Weiteren) entlastet, so dass nur noch Erzeugung und Vertrieb als Kostenkomponenten übrig bleiben (etwa 31 % des tabellierten Strompreises (Tabelle 8)). Zudem wird die deutsche Ausnahmeregelung für die Energiesteuer auf Erdgas abgeschafft, der Steuersatz steigt dadurch von 2,068 €/MWh auf 5,5 €/MWh¹⁴. Schließlich wird von einer Überwälzung der CO₂-Kosten der Stromerzeugung auf den Strompreis abgesehen. Diese Maßnahme allein entspricht 2020 noch einer Reduktion der (reduzierten) Strompreise um etwa 40% (24 €/MWh), durch die ambitioniert angenommene Dekarbonisierung des Stromsektors reduziert sich dieser Preisanteil aber auch im Referenzfall bis 2030 bereits auf 8 €/MWh. In der **dritten Stufe** werden weiche und oft nicht eindeutig quantifizierbare Modellparameter angepasst, die auf die Technikattraktivität und die Austauschgeschwindigkeit wirken. Dazu gehört zunächst die Fähigkeit zu einer begrenzten Preisvoraussicht. Diese ermöglicht es den Investierenden, die Preisentwicklung von Energieträgern und CO₂ 5 Jahre im Voraus korrekt vorherzusagen und ihre Investitionen danach auszurichten. Im Modell werden Preissignale dadurch wirkungsvoller. Hinzu kommt, dass der Bestand schneller ausgetauscht wird. Statt ein mittleres Alter von 10 Jahren zu halten (entspricht in allen Anwendungen dem halben

¹⁴ Vgl. Deutscher Bundestag 2006 §2 (3) 4 und §54, §55.

Modernisierungszyklus) werden Anlagen zum Zwecke des Technikwechsels schneller ausgetauscht – das mittlere Alter sinkt auf 7,4 Jahre. Schließlich wird von einer höheren Markthomogenität ("hoch") ausgegangen. Diese sorgt dafür, dass in einem von Konkurrenz getriebenem Markt die (nach dem definierten Kriterium Wärmegestehungskosten) beste Technik auch als besonders attraktiv wahrgenommen wird. Konkret bedeutet das, dass eine Technik mit 10% geringeren Wärmegestehungskosten als die Konkurrenz doppelt so oft gewählt wird (67 % zu 33 %). In der Referenzeinstellung "mittel" ist die Aufteilung bei sonst gleichen Bedingungen 55 % zu 45 %. Auch dies erhöht die Wirkung von Preissignalen auf die wahrgenommene Attraktivität.

Tabelle 10: Modellparameter im Referenzfall

Modellparameter	Ausprägung
Reduktion Investition (jährlich)	Mittel 0,01->0,01
Zinssatz	Mittel_0,05->0,05
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Mittel_0,005->0,005
Preisfaktor Eigenversorgung Strom	100 %
Kompensation von	Mittelwert Eurostat
Preiskomponenten Erdgas	Produzierendes Gewerbe Spitzenausgleich (2,068EUR/MWh)
Effektive CO ₂ -Preisüberwälzung Strom	100 %
CO ₂ -Preise (EUR/tCO ₂)	Mittel_55->150
Preisvoraussicht	Keine 0->0 Jahre
Energieträgerpreisentwicklung nach	Trend 2030-2050
CO ₂ -Preisentwicklung nach 2050	Trend 2030-2050
Diffusionsmodell	
Altersverteilung im Startjahr	Gleichverteilung
Ausfallrate	Bestandserhaltend
Markthomogenität	Mittel
Anteil Modernisierung	50 %
Ersatzrate Gesamtkapazität	Kapazitätserhaltung

Tabelle 11: Modellparameter mit vollständigem Maßnahmenpaket (Änderungen zu Referenz gelb markiert)

Modellparameter	Ausprägung
Reduktion Investition (jährlich)	Mittel 0,01->0,01
Zinssatz	Mittel_0,05->0,05
Energieeffizienzfortschritt (jährlich)	Mittel_0,005->0,005
Preisfaktor Eigenversorgung Strom	80 %
Kompensation von Strompreiskomponenten	EEG+Stromsteuer+Netzentgelt+Weitere
Preiskomponenten Erdgas	Regulärer Satz (5,5EUR/MWh)
Effektive CO ₂ -Preisüberwälzung Strom	0 %
CO ₂ -Preise (EUR/tCO ₂)	Hoch_55->300
Preisvoraussicht	Gering 5->5 Jahre
Energieträgerpreisentwicklung nach 2050	Trend 2030-2050
CO ₂ -Preisentwicklung nach 2050	Trend 2030-2050
Diffusionsmodell	
Altersverteilung im Startjahr	Gleichverteilung
Ausfallrate	Bestandserneuerung
Markthomogenität	Hoch
Anteil Modernisierung	50 %
Ersatzrate Gesamtkapazität	Kapazitätserhaltung

In der **vierten Stufe** werden ordnungsrechtliche Maßnahmen eingeführt, um verbleibende fossile Anlagen aus dem Markt zu entfernen. Diese beinhalten ein Neubauverbot für fossile Anlagen ab 2035 und ein Betriebsverbot fossiler Anlagen ab 2045. Offenbar wären auch allein mit diesen beiden Maßnahmen die Bedingungen des Zielzustandes erreichbar. Die

vorhergehenden Stufen dienen daher dazu, einen harten Umbruch zu vermeiden und die ordnungsrechtlichen Maßnahmen auf eine möglichst kleine Menge von Anlagen wirken zu lassen, indem bereits vorher Rahmenbedingungen geschaffen werden, unter denen ein wirtschaftlich motivierter Wechsel stattfindet.

Die Eskalation der Maßnahmenstufen ist willkürlich und kann auch anders gewählt werden. Sie ist daher als Beispiel der Modellfähigkeiten zu sehen. Grundsätzlicher Gedanke ist aber, Maßnahmen geringer Eingriffstiefe zunächst auszuschöpfen und durch die Stufung deren Wirkung abschätzen zu können. Entsprechend ist die Darstellung der Ergebnisse konzipiert. Das vollständige Maßnahmenpaket ändert die Modellparameter entsprechend Tabelle 11.

3 Ergebnisse

Angelehnt an die Modellstruktur (2.3) ist die Ergebnisdarstellung in drei Bereiche unterteilt: Wärmegestehungskosten, Technikattraktivität und Technikdiffusion. Für jede untersuchte Anwendung werden die Änderungen dieser Größen über alle untersuchten Stufen dargestellt. Es werden drei unterschiedliche Darstellungsformen verwendet, die im Folgenden kurz erklärt werden. Die **Wärmegestehungskosten** werden als gestapeltes Säulendiagramm dargestellt (Abbildung 4). Dabei sind die Kostenkomponenten die gestapelten Kategorien (Reihen) und die konkurrierenden Techniken die Rubriken entlang der Abszisse. Es werden je Abbildung zwei Datensätze dargestellt, für 2020 und 2050. Die Kosten beziehen sich auf die gesamten jährlichen Kosten einer Anlage mit repräsentativer Kapazität.

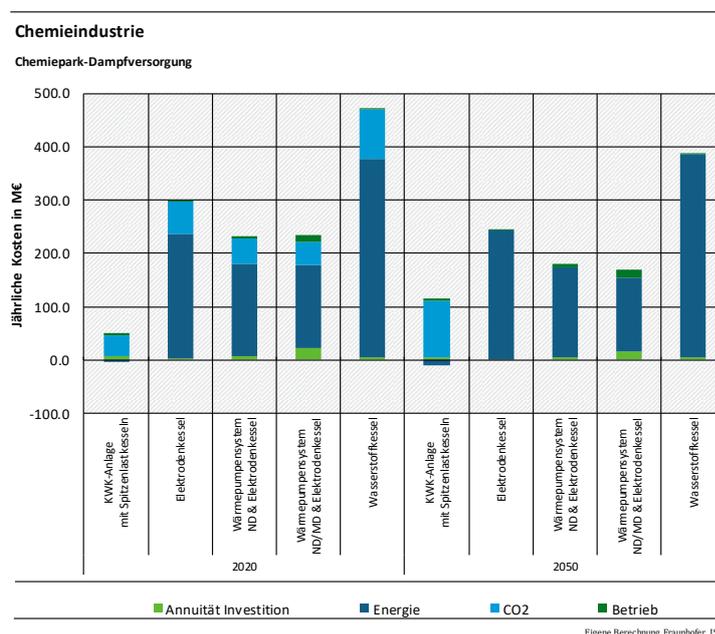


Abbildung 4: Beispielabbildung Wärmegestehungskosten

Die **Technikattraktivität** ist eine Funktion der Wärmegestehungskosten. Für sie ist aber insbesondere der zeitliche Verlauf von großer Bedeutung, da dadurch Investitionsgelegenheiten bestimmt werden. Diese Größe ist daher als kontinuierliches Liniendiagramm mit den Techniken und Jahresscheiben als Rubriken und den summierten Wärmegestehungskosten sowie der Attraktivität als Reihen dargestellt (Abbildung 5). Niedrige Wärmegestehungskosten erzeugen hohe Attraktivität und dadurch höheren Erfolg im Markt.

Im einem bestimmten Jahr nicht verfügbare Techniken (z.B. wegen fehlender Marktreife oder ordnungsrechtlichen Vorgaben) werden als Leerstelle dargestellt (siehe Wärmepumpensysteme 2020 in Abbildung 5).

Schließlich wird der tatsächliche Einsatz der Techniken auch von der ausgetauschten Anlagenkapazität bestimmt (siehe 2.3.1). Die **Technikdiffusion** wird als gestapeltes Flächendiagramm dargestellt mit den Jahresscheiben als Rubriken und den installierten Kapazitäten der Techniken als Reihen (Abbildung 6).

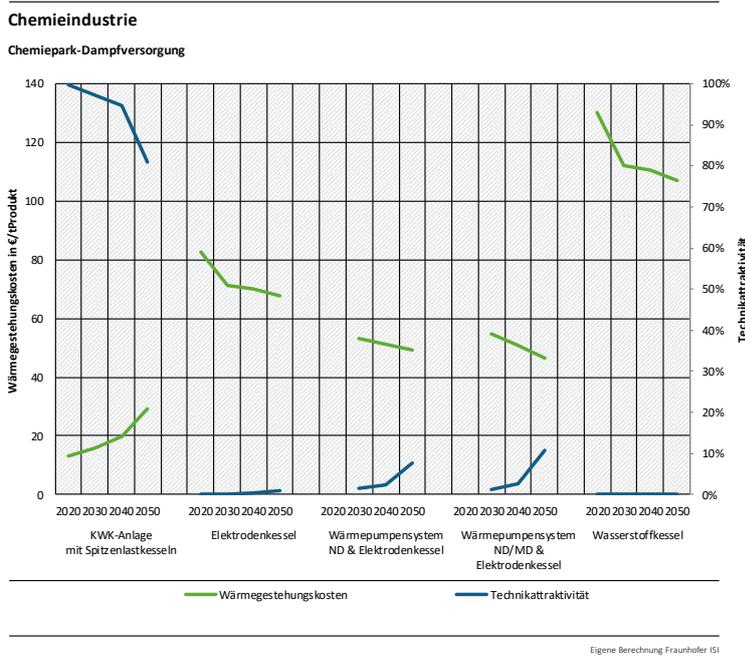


Abbildung 5: Beispielabbildung Wärmegestehungskosten und Technikattraktivität im Zeitverlauf

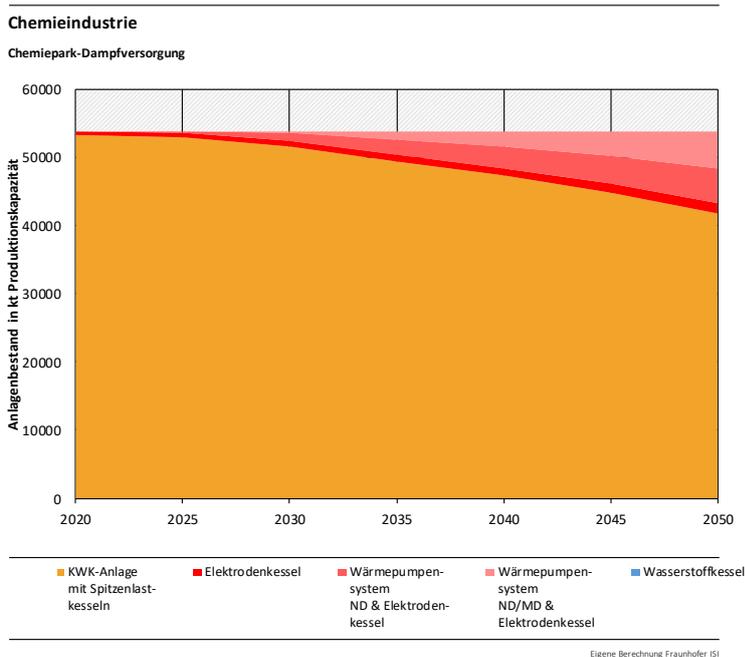


Abbildung 6: Beispielabbildung Technikdiffusion

3.1 Anwendung 1: Papiertrocknung

Die erste untersuchte Anwendung ist die Dampferzeugung zur Trocknung von Papierbahnen (2.1.1). Das vergleichsweise niedrige Temperaturniveau des benötigten Dampfes und die verfügbaren Abwärmemengen machen diese Anwendung zugänglich für Wärmepumpenanwendungen. Es werden Anlagen ohne Verfügbarkeit von Reststoffbiomasse betrachtet. Im Jahr 2020 sind der Erdgaskessel als Referenztechnik und die KWK-Anlage als fossile Alternativtechnik mit einer repräsentativen Kapazität je Anlage von knapp 0,5 Mt Dampferzeugung pro Jahr (etwa 40 MW) im Einsatz. In geringem Umfang werden Elektrodenkessel eingesetzt. Die CO₂-neutralen Alternativtechniken umfassen einen vollständigen Ersatz der fossilen Technik mit Wärmepumpensystemen, Elektrodenkesseln oder Wasserstoffkesseln bis 2045. Wärmepumpen – soweit anwendbar – weisen dabei einen relevanten Effizienzvorteil auf, der sie üblicherweise gegenüber direktelektrischer Dampferzeugung (Elektrodenkessel) und Wasserstoffkesseln attraktiver macht.

Für die Modelleigenschaft "Preisfaktor Eigenversorgung" wird – abweichend von Tabelle 10 – ein Wert von 40 % angenommen, um die ermittelte Aufteilung der Bestandsanlagen (je 49 % für KWK und Kessel) auch in den im Startjahr entstehenden Wahlwahrscheinlichkeiten zu erzeugen. Inhaltlich bedeutet das, dass die in der KWK-Anlage erzeugte Strommenge zu einem geringeren Teil (als in der Chemieanwendung) Eigenbedarf deckt und daher im Mittel weniger wertvoll ist¹⁵.

Im Referenzfall sind die fossilen Anlagen noch lange die günstigste Technik (Abbildung 7, oben, Referenz) und werden erst nach 2040 vom Wärmepumpensystem überholt. Die KWK-Anlagen profitieren von der hohen Preisdifferenz zwischen Erdgas und Strom, da durch vermiedenen Strombezug über Eigenerzeugung die Energiekosten ausgeglichen werden. So werden, obwohl andere Techniken Marktanteile erobern können, auch 2050 fossile Anlagen noch als vergleichsweise attraktiv bewertet (Abbildung 7, mittig, Referenz) und bilden damit den Großteil des Bestandes (Abbildung 7, unten, Referenz). Ein stark steigender **CO₂-Preis in Stufe 1** kann diesen Kostenvorteil bereits 2035 ausgleichen und Wärmepumpen werden im Vergleich günstiger (Abbildung 7, oben, Stufe 1). Fossile Anlagen sind dennoch auch 2050 noch zum Teil attraktiv und behalten etwa 25 % des Marktes an Neuanlagen (Abbildung 7, mittig, Stufe 1). Der Bestand wird dadurch zu etwa 50 % mit CO₂-neutralen Anlagen ersetzt. Die stark erhöhten **Preissignale in Stufe 2** haben eine starke Wirkung sowohl auf die KWK-Anlage als auch auf die Alternativtechniken (siehe 3.3: Chemieanwendung). Elektrodenkessel und Wärmepumpensysteme teilen den Markt dadurch weitestgehend unter sich auf¹⁶. Fossile Anlagen verbleiben nach 2040 nur geringfügig (~10 %) im Bestand. Da aber auch diese im Bestand verbleibende Menge mit einer Dekarbonisierung bis 2045 nicht kompatibel ist, wird in **Stufe 3 ein beschleunigter Austausch** hinzugefügt. Die Preisvoraussicht ändert die Wärmegehungskosten, die Rangfolge der Techniken ändert sich aber nicht mehr führt aber zu keiner qualitativen Änderung mehr (Abbildung 7, Stufe 3). Die angepassten

¹⁵ Die Einspeisevergütung ist sehr klein gegenüber dem Nutzen vermiedenen Strombezuges.

¹⁶ Durch die Verfügbarkeit der attraktiveren Wärmepumpen sinkt die Attraktivität der direktelektrischen Elektrodenkessel 2030 sprunghaft ab. Dies ist in allen Anwendungen zu beobachten.

Verhaltensannahmen haben hingegen stärkeren Einfluss auf die Technikattraktivität, die für die fossile Technik nun bereits ab 2030 bei Null liegt. Durch den schnelleren Austausch der Bestandsanlagen verbleiben 2045 nur noch geringe Kapazitäten in fossilem Betrieb ($<400 \text{ kt}_{\text{Dampf}}$). Diese geringe verbleibende Restmenge wird in **Stufe 4 durch Ordnungsrecht** entfernt (Abbildung 7, Stufe 4). Damit ist das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung für die betrachtete Anwendung bis 2045 erreicht.

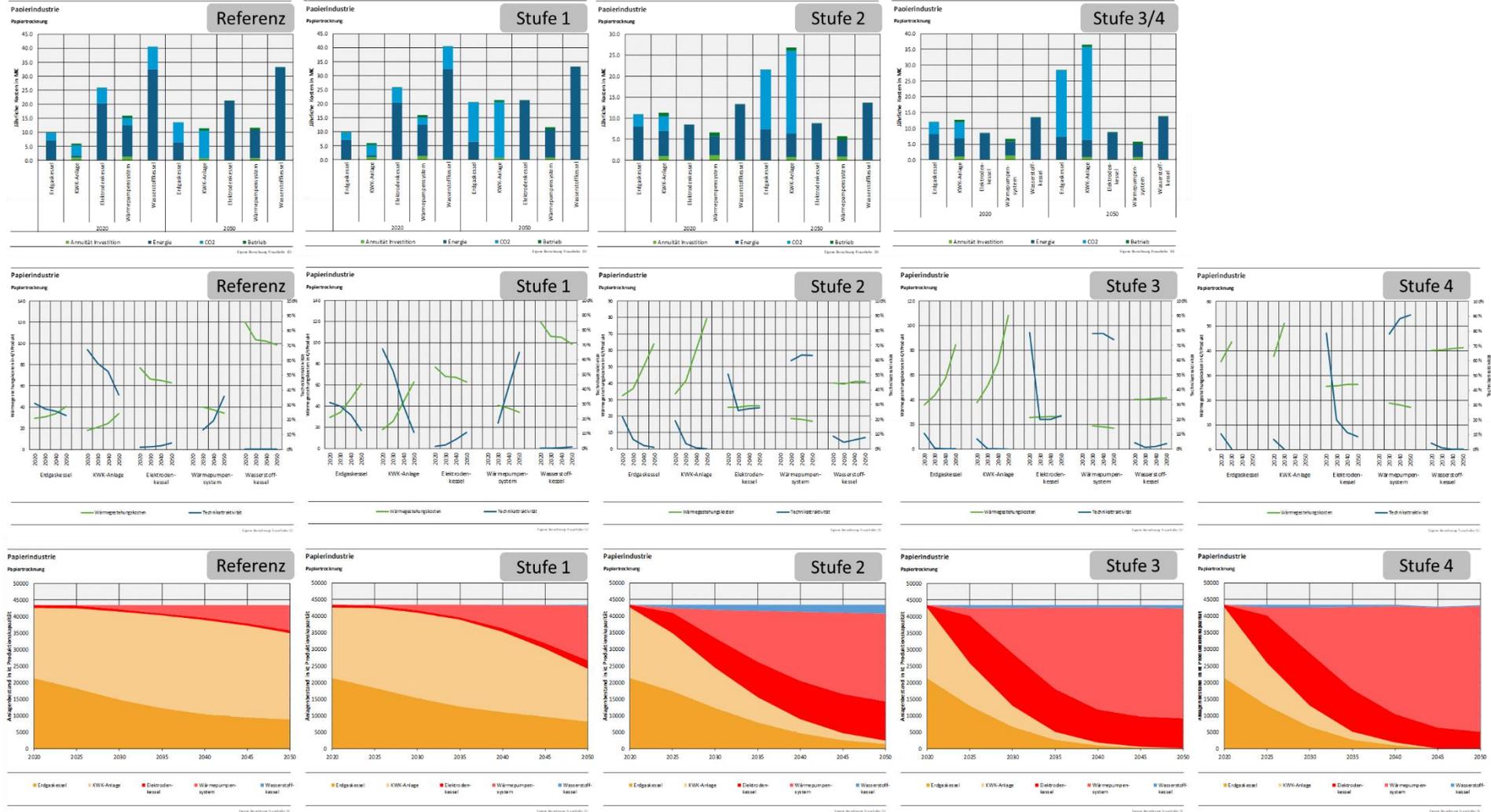


Abbildung 7: Anwendung 1 – Wärmegestehungskosten, Technikattraktivität und Technikdiffusion in den Maßnahmenstufen

3.2 Anwendung 2: Milchpulverherstellung

Die zweite untersuchte Anwendung ist die Dampferzeugung für die Milchpulverherstellung mit dem Prozess der Milchpulvertrocknung als zentralen energieintensiven Schritt (2.1.2). Im Vergleich zur Papiertrocknung ist das benötigte Temperaturniveau deutlich höher, mit entsprechend ausgelegten Wärmepumpen aber erreichbar. Im Jahr 2020 ist die Referenztechnik eine KWK-Anlage mit einer repräsentativen Kapazität je Anlage von gut 0,2 Mt Dampferzeugung pro Jahr (etwa 20 MW). In geringem Umfang werden Elektrodenkessel eingesetzt. Die Alternativtechniken umfassen einen vollständigen Ersatz der fossilen Technik mit Wärmepumpensystemen (zentral und dezentral), Elektrodenkesseln oder Wasserstoffkesseln bis 2045.

Im Referenzfall sind die fossilen Anlagen im gesamten Modellierungszeitraum die günstigste Technik (Abbildung 8, oben, Referenz). Die KWK-Anlagen profitieren von der hohen Preisdifferenz zwischen Erdgas und Strom, da durch vermiedenen Strombezug über Eigenerzeugung die Energiekosten ausgeglichen werden. So werden sie, obwohl andere Techniken Marktanteile erobern können, auch 2050 noch als attraktiv bewertet (Abbildung 8, mittig, Referenz) und bilden damit den Großteil des Bestandes (Abbildung 8, unten, Referenz). Im Vergleich zu 2020 sinkt die Attraktivität aber bis 2050 auf etwa die Hälfte. Ein stark steigender **CO₂-Preis in Stufe 1** kann den Kostenvorteil ausgleichen und Elektrodenkessel, vor allem aber Wärmepumpen werden günstiger (Abbildung 8, oben, Stufe 1). Fossile Anlagen sind dennoch auch 2050 noch zum Teil attraktiv und behalten etwa 15 % des Marktes an Neuanlagen (Abbildung 8, mittig, Stufe 1). Der Bestand wird dadurch zu etwa 50 % mit CO₂-neutralen Anlagen ersetzt. Die stark erhöhten **Preissignale in Stufe 2** haben eine starke Wirkung sowohl auf die KWK-Anlage als auch auf die Alternativtechniken (siehe 3.3: Chemieanwendung). Insbesondere beide Variationen der Wärmepumpensysteme sind attraktiv, ebenso Elektrodenkessel. Fossile Anlagen verbleiben nach 2040 nur geringfügig (~10%) im Bestand. Da aber auch diese im Bestand verbleibende Menge mit einer Dekarbonisierung bis 2045 nicht kompatibel ist, wird in **Stufe 3 ein beschleunigter Austausch** hinzugefügt. Die Preisvoraussicht ändert die Wärmegestehungskosten, die Rangfolge der Techniken ändert sich aber nicht mehr (Abbildung 8, Stufe 3). Die angepassten Verhaltensannahmen haben hingegen stärkeren Einfluss auf die Technikattraktivität, die für die fossile Technik nun bereits ab 2030 bei Null liegt und die günstigste der Alternativtechniken (zentrales Wärmepumpensystem) bevorzugt (über 50% Neuanlagen). Durch den schnelleren Austausch der Bestandsanlagen verbleiben 2045 nur noch geringe Kapazitäten in fossilem Betrieb (25 kt_{Dampf}). Diese geringe verbleibende Restmenge wird in **Stufe 4 durch Ordnungsrecht** entfernt (Abbildung 8, Stufe 4), obgleich sie deutlich im Unsicherheitsbereich der Modellierungsannahmen liegt. In dieser Anwendung ist in diesem Szenario also eigentlich kein ordnungsrechtlicher Eingriff notwendig. Damit ist das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung für die betrachtete Anwendung bis 2045 erreicht.

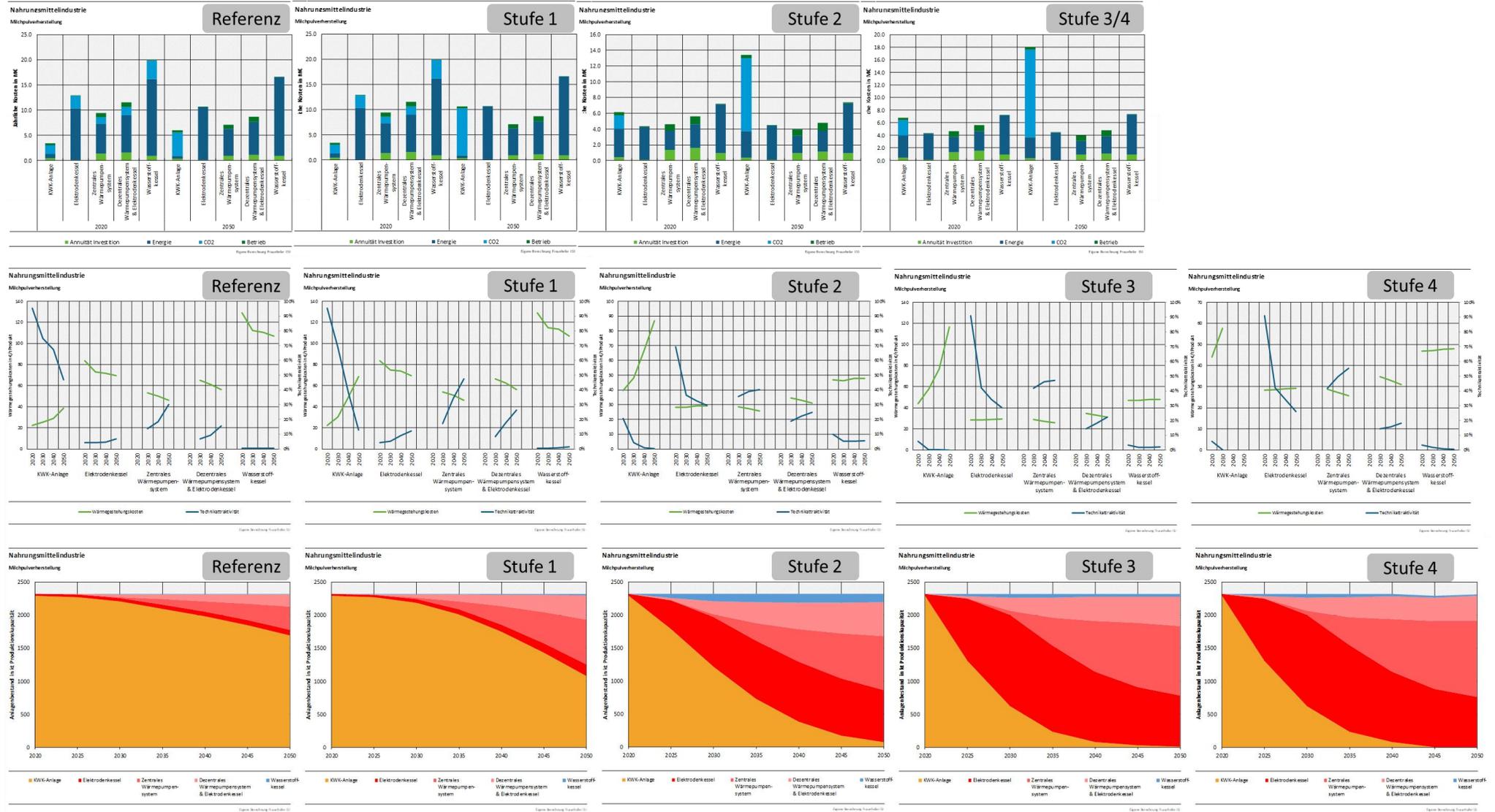


Abbildung 8: Anwendung 2 – Wärmegestehungskosten, Technikattraktivität und Technikdiffusion in den Maßnahmenstufen

3.3 Anwendung 3: Chemiepark-Dampfversorgung

Die dritte untersuchte Anwendung ist die zentrale Bereitstellung von Dampf in Chemieparks (2.1.3). Prozesswärmebedarf, der dezentral in den im Park jeweilig ansässigen Unternehmen, z.B. in speziellen Industrieöfen, gedeckt wird, ist darin nicht enthalten. Im Jahr 2020 ist die Referenztechnik eine KWK-Anlage (inkl. Spitzenlast-Dampfkesseln) mit einer repräsentativen Kapazität je Anlage von knapp 5 Mt Dampferzeugung pro Jahr (etwa 400 MW). In geringem Umfang werden Elektrodenkessel eingesetzt. Die Alternativtechniken umfassen einen vollständigen Ersatz der fossilen Technik mit Wärmepumpensystemen, Elektrodenkesseln oder Wasserstoffkesseln bis 2045.

Im Referenzfall ist die fossile KWK-Anlage durchgängig die günstigste Technik (Abbildung 9, oben, Referenz). Diese profitiert von der hohen Preisdifferenz zwischen Erdgas und Strom, da durch vermiedenen Strombezug über Eigenerzeugung die Energiekosten ausgeglichen werden. So werden, obwohl andere Techniken Marktanteile erobern können, auch 2050 noch überwiegend fossile Anlagen als attraktiv bewertet (Abbildung 9, mittig, Referenz) und bilden damit weiterhin den Großteil des Bestandes (Abbildung 9, unten, Referenz). Ein stark steigender **CO₂-Preis in Stufe 1** kann diesen Kostenvorteil bis 2050 ausgleichen und Wärmepumpen werden günstiger (Abbildung 9, oben, Stufe 1). Fossile Anlagen sind dennoch auch 2050 noch zum Teil attraktiv und behalten etwa 20 % des Marktes an Neuanlagen (Abbildung 9, mittig, Stufe 1). Der Bestand wird dadurch nur zu etwa 40 % mit CO₂-neutralen Anlagen ersetzt. Die stark erhöhten **Preissignale in Stufe 2** haben eine starke Wirkung sowohl auf die KWK-Anlage als auch auf die Alternativtechniken: Während bei der fossilen Referenztechnik der kostenrelevante Energieträger Erdgas teurer wird, verringern sich die Erlöse durch den vermiedenen Strombezug aufgrund des entlasteten Strompreises dramatisch (Abbildung 9, Stufe 2). Dadurch sind fossile KWK-Anlagen ab 2040 unattraktiv. Elektrodenkessel und Wärmepumpensysteme teilen den Markt unter sich auf. Sie verbleiben aber relevant bis nach 2045 im Bestand. Diese im Bestand verbleibende Menge – die mit einer Dekarbonisierung bis 2045 nicht kompatibel ist – wird in **Stufe 3 durch beschleunigten Austausch** adressiert. Die Preisvoraussicht ändert die Wärmegestehungskosten, die Rangfolge der Techniken ändert sich aber nicht mehr (Abbildung 9, Stufe 3). Die angepassten Verhaltensannahmen haben hingegen stärkeren Einfluss auf die Technikattraktivität, die für die fossile Technik nun bereits ab 2030 nahe Null liegt. Durch den schnelleren Austausch der Bestandsanlagen verbleiben 2045 nur noch geringe Kapazitäten in fossilem Betrieb (<1000 kt_{Dampf}). Diese geringe verbleibende Restmenge wird in **Stufe 4 durch Ordnungsrecht** entfernt (Abbildung 9, Stufe 4). Damit ist das Ziel einer vollständigen Dekarbonisierung der Prozesswärmeerzeugung für die betrachtete Anwendung bis 2045 erreicht.

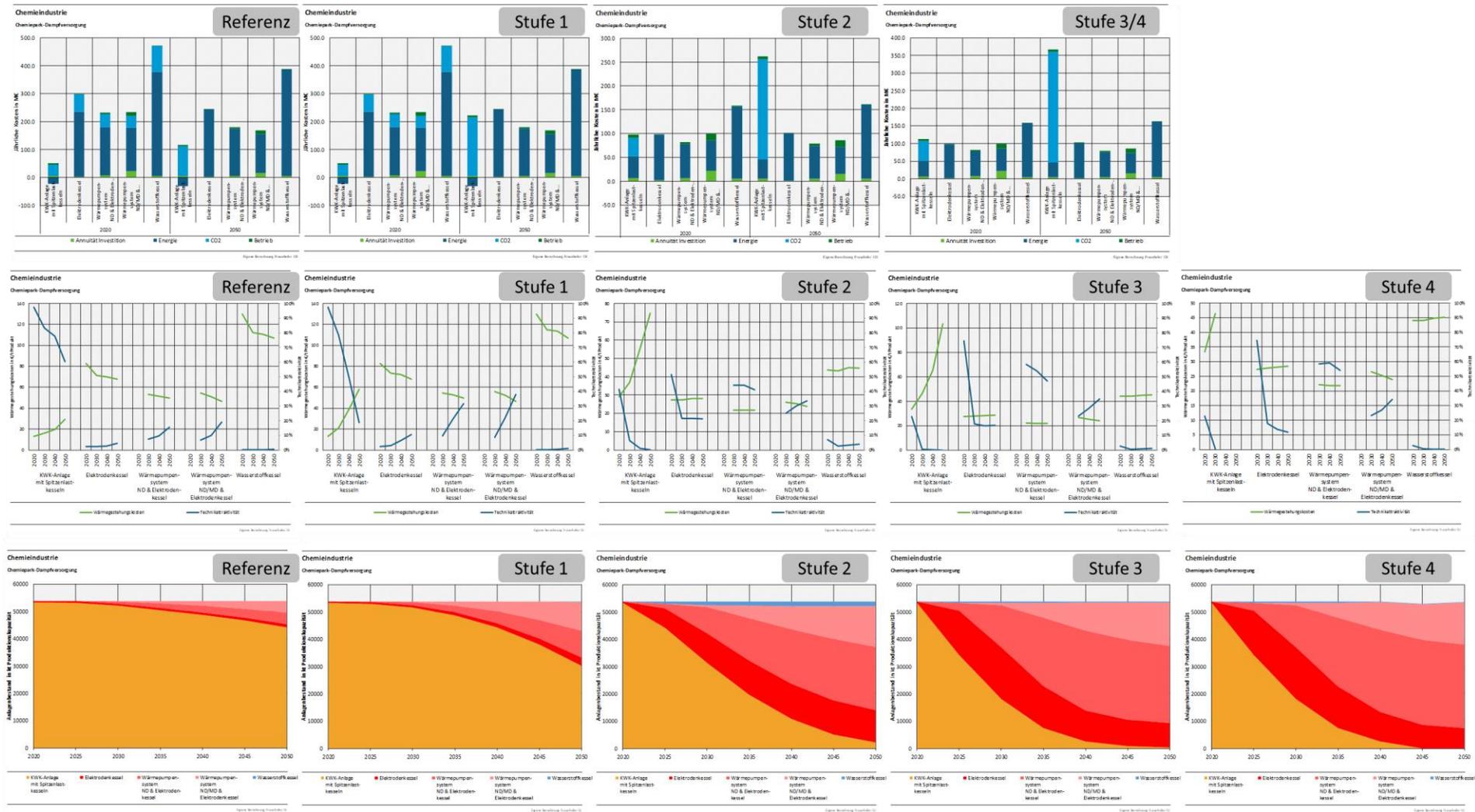


Abbildung 9: Anwendung 3 – Wärmegestehungskosten, Technikattraktivität und Technikdiffusion in den Maßnahmenstufen

4 Schlussfolgerung

Inhaltlich lässt sich für alle untersuchten Anwendungen feststellen, dass die in den Berechnungen eingesetzten Preissignale (Stufe 2) geeignet sind, den Anteil fossiler Erzeugungstechniken an der Prozesswärmebereitstellung in Form von Dampf bis 2045 auf etwa 10 % zu reduzieren. Dies geschieht ausschließlich über den natürlichen Anlagenaustausch und eine preisbedingt veränderte Attraktivitätsbewertung sowie den daraus erfolgenden Investitionsentscheidungen. Maßgeblich für diese Entwicklung ist die Annahme eines vergleichsweise kurzen (20 Jahre) Investitionszyklus. Dieser erlaubt im Modellierungszeitraum zwei Investitionsentscheidungen je Anlage. Dies ermöglicht es, Investitionen in fossile Anlagen der 2020er – bei entsprechenden Preissignalen – später zu korrigieren, ohne Anlagen vor dem Ende ihrer Lebensdauer austauschen zu müssen. Um eine weitergehende Dekarbonisierung (bis 1 bis 5 % fossiler Bestand) bis 2045 zu erreichen, sind massive Verhaltensänderungen notwendig. Darunter fällt eine auf verlässliche Kommunikation aufgebaute Erwartung relevanter Preisbestandteile (insbesondere des CO₂-Preises) und ein vorzeitiger Austausch von Anlagen – mithin eine Erneuerung des Bestandes. Zudem müssen Entscheidungen rationaler getroffen, also die (durch die vorhergehenden Preissignale) günstigsten Anlagen vermehrt gewählt werden. Es ist zu vermuten, dass ein solches Verhalten durch starke Preissignale ausgelöst wird. Eine im Wortsinne vollständige Dekarbonisierung der Anwendungen wird aber – möglicherweise modellbedingt¹⁷ – nur durch ein Betriebsverbot fossiler Anlagen im Zieljahr erreicht. Dieses betrifft in den Berechnungen nur noch sehr geringe Produktionsmengen, die jeweils nur einen Bruchteil einer repräsentativen Anlage darstellen. Im Rahmen der Modellgenauigkeit lässt sich daher vermuten, dass durch die ambitionierten Ausgestaltungen der Stufen 1 bis 3 tatsächlich kein Ordnungsrecht notwendig ist.

Die Beobachtungen aller Anwendung im Bereich der Dampferzeugung gleichen sich. Dies lässt den Schluss zu, dass – unabhängig von den konkreten Anwendungen – die gesamte Dampferzeugung durch vergleichbare politische Maßnahmen adressiert werden kann. Die wichtigsten Maßnahmen sind eine entschlossene und sofortige¹⁸ Absenkung des Strompreises auf etwa 40 €/MWh (Entlastung von Strompreisbestandteilen) und ein gleichzeitiges Aufwachsen des CO₂-Preises auf über 200 €/t. Dadurch wird Strom insgesamt günstiger als der bisherige Referenzenergieträger Erdgas. Aufgrund der hohen Bedeutung der Energiekosten (verglichen mit anderen Kostenkomponenten), ermöglicht dies einen marktbasierten Wechsel zu CO₂-neutraler Dampferzeugung.

Methodisch stellt das hier beschriebene Modell einen Versuch dar, Investitionsentscheidungen der Prozesswärmeerzeugung auf fundamentale Daten der Techniken und der Anwendungen zurückzuführen. Dabei werden Anwendungen betrachtet,

¹⁷ In der Realität ist zu erwarten, dass geringe Kapazitäten fossiler Erzeugung nicht langfristig in Betrieb bleiben, wenn die entsprechende Infrastruktur und z.B. Herstellung, Wartung und Betrieb nicht mehr dem Stand der Technik entsprechen und schlicht nicht mehr bereitgestellt werden. Diese Effekte sind im Modell nicht abgebildet.

¹⁸ Wie sich eine Verschiebung der Strompreisentlastungen auswirken würde aber nicht untersucht.

die sonst – aufgrund ihrer Heterogenität und im Allgemeinen schlechter Datenverfügbarkeit – wenig untersucht werden. Hinzu kommt, dass die Betrachtungsebene sehr detailliert ist und die Bedürfnisse sehr konkreter Anlagenkonfigurationen berücksichtigt. Hierbei sei erneut auf die Arbeit der Kollegen des IOB (RWTH Aachen) verwiesen, die den Modellrechnungen zugrundeliegende weitere Datensätze für Industrieöfen erstellt haben.

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten sowie der Attraktivität der konkurrierenden Techniken erfolgt mit vergleichsweise einfachen Mitteln; durch Aufsummierung von Kostenbestandteilen zu gesamten Wärmegestehungskosten und durch darauf aufbauende Logit-Formulierungen der Technikkonkurrenz. Diese haben den Vorteil, durch nur einen Parameter (Markthomogenität) leicht interpretierbare Ergebnisse zu liefern. Allerdings fehlen noch empirische Daten zu der Ausprägung dieses Parameters auf der untersuchten Ebene. Daher sind – obschon von den Autoren als plausible Größenordnung eingeschätzt – die gewählten Werte als Annahmen zu verstehen. Als besondere Fähigkeit des Modells ist die schnelle und zugängliche Anpassung von Modellparametern hervorzuheben, die es ermöglicht, in Echtzeit eine Vielzahl von Konstellationen und Anwendungen zu berechnen.

Die hier dargestellten vorläufigen Ergebnisse basieren auf einem vom Fraunhofer ISI und dem IOB der RWTH Aachen für das deutsche Umweltbundesamt durchgeführten Auftragsforschungsprojekt, das seit 2019 bearbeitet wird. Eine Veröffentlichung der Endergebnisse ist 2022 geplant.

5 Literaturverzeichnis

- Agora Energiewende; Wuppertal Institut (2019): Klimaneutrale Industrie. Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Dekarbonisierung_Industrie/164_A-EW_Klimaneutrale-Industrie_Studie_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 29.10.2020.
- Arpagaus, C. (2019): Hochtemperatur-Wärmepumpen. Marktübersicht, Stand der Technik und Anwendungspotenziale. Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.
- BMEL (2018): Statistik und Berichte des BMEL. Energieverbrauch des Produzierenden Ernährungsgewerbes. SJT-4101700-2018.xlsx. Hg. v. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.bmel-statistik.de/ernaehrung-fischerei/ernaehrungsgewerbe/lebensmittelindustrie/>, zuletzt geprüft am 24.03.2021.
- Bühler, F.; Zühlsdorf, B.; Nguyen, T.-V.; Elmegaard, B. (2019): A comparative assessment of electrification strategies for industrial sites: Case of milk powder production. In: *Applied Energy* 250, S. 1383–1401. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.05.071.
- Deutscher Bundestag (2006): Energiesteuergesetz. EnergieStG, vom 30.03.2021. Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/energiestg/BJNR153410006.html#BJNR153410006BJNG000100000>.
- European Energy Agency (2021): Greenhouse Gases Data Viewer. Online verfügbar unter <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>.
- Expert:inneninterview (2021): Verband, 23.02.2021.
- Fraunhofer ISI (2021): Langfristszenarien III data explorer. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>.
- Ghosh, A. (2011): Fundamentals of Paper Drying – Theory and Application from Industrial Perspective. In: A. Ahsan (Hg.): Evaporation, Condensation and Heat transfer: InTech.
- Gosse, D. (2019): Prozesswärmeversorgung im Kontext der Dekarbonisierung – wie sehen die Industriekessel der Zukunft aus? Hg. v. Bosch Industriekessel GmbH. TT/MKT-CH_de_FB_Dekarbonisierung_01.
- Kemmler, A.; Straßburg, S.; Seefeldt, F.; Anders, N.; Rhode, C.; Fleiter, T. et al. (2017): Datenbasis zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen in der Zeitreihe von 2005-2014. Endbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.
- Larsen, M. E. (2011): Refrigeration: Theory, Technology, and Applications (Mechanical Engineering Theory and Applications). Unter Mitarbeit von Vasile Minea. New York: Nova Science Publishers Incorporated. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/289757334_Industrial_drying_heat_pumps.
- Radgen, P.; Leisin, M.; Flatau, R.; Aydemir, A.; Fritz, M.; Neusel, L.; Arens, M. (2020): Exergie und Wirtschaft. Untersuchung der Transformationspfade von Hauptprozessen in der deutschen Wirtschaft mit dem Ziel der Dekarbonisierung auf der Grundlage von exergetischen Analysen und Untersuchung der Auswirkungen möglicher Veränderungen auf den Schutz der natürlichen Ressourcen und der natürlichen Umwelt. Hg. v.

Umweltbundesamt. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart; Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung, Karlsruhe. Dessau-Roßlau.

Suhr, M.; Klein, G.; Kourti, I.; Rodrigo Gonzalo, M.; Giner Santonja, G.; Roudier, S.; Delgado Sancho, L. (2015): Best Available Techniques (BAT) reference document for the production of pulp, paper and board. Luxembourg: Publications Office (EUR, Scientific and technical research series, 27235).

Treppe, K.; Zelm, R.; Schinke, L.; Kuitunen, S.; Pinnau, S.; Kamischke, R.; Dixit, O. (2012): Energetische Optimierung der Trockenpartie. Wärmetechnische Bewertung zur Steigerung der Energieeffizienz. Hg. v. GWT-TUD. Technische Universität Dresden; Fraunhofer-Institut für Verkehrs- und Infrastruktursysteme. Dresden (INFOR-Projekt Nr. 117).

Verband der Chemischen Industrie e.V. (2020): Chemiewirtschaft in Zahlen 2020. Online verfügbar unter <https://www.vci.de/vci/downloads-vci/publikation/chemiewirtschaft-in-zahlen-print.pdf>, zuletzt geprüft am 04.11.2020.

Verband Deutscher Papierfabriken e. V. (Hg.) (2020): Papier 2020. Ein Leistungsbericht. Annual Report. Unter Mitarbeit von Klaus Windhagen, Thomas Moldenhauer, Anne Burkard und Gregor Andreas Geiger. Bonn.

Wilk, V.; Hartl, M.; Fleckl, T.; Priesner, R.; Haimer, E.; Wastyn, M. (2016): Erhöhung der Energieeffizienz Industrieller Trocknungsprozesse durch den Einsatz von Wärmepumpen. AIT Austrian Institute of Technology GmbH; AGRANA Stärke GmbH; AGRANA Research & Innovation Center GmbH. Graz. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/325019590_Erhohung_der_Energieeffizienz_industrieller_Trocknungsprozesse_durch_den_Einsatz_von_Warmepumpen.

Wilk, V.; Windholz, B.; Jentsch, R.; Fleckl, T.; Fluch, J.; Grubbauer, A. et al. (2017): Valorization of industrial waste heat by heat pumps based on case studies of the project EnPro. In: *12th IEA Heat Pump Conference*.