



## Grundstoffindustrie im Wandel

Die industrielle Transformation in  
Zeiten der Energiewende

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Forschung, Technologie  
und Raumfahrt



Finanziert von der  
Europäischen Union  
NextGenerationEU



## Autorinnen und Autoren

Maximilian Much – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Dr. Damien Rolland – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Dr. Michaela Löffler – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Dr.-Ing. Sabrina Müller – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Dr. Florian Ausfelder – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Amanda Pleier – Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

Ryan Harper – Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

Márton Kopasz – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Maximilian Heneka – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

## Mitwirkende

Khaled Al-Dabbas – Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Dr. Daniel Ditz – Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH

Michael Ebner – Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Bernhard Fleischmann – HVG Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V.

Dr. Philipp Hauser – VNG AG

Wolfgang Köppel – DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie

Maximilian Mann – DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Tim Mielich – Technische Universität Berlin

Frank Mintus – VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH

Mike Schiefer – PTS – Institut für Fasern & Papier gGmbH

Lydia Tempel – PTS – Institut für Fasern & Papier gGmbH

Dominic Walter – HVG Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V.

## Disclaimer

Dieses Papier ist im Nachgang des Abschlussworkshops des Arbeitspakets *Infrastrukturentwicklung* des TransHyDE-Projekts Systemanalyse entstanden. Es basiert auf den vorgestellten Modellierungsergebnissen der Bedarfe an Wasserstoff- und CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen sowie auf dem direkten Austausch mit den beteiligten Industrievertreterinnen und -vertretern aus den Branchen Stahl, Glas, Papier, Chemie und Zement.

Diese Veröffentlichung wird vom Dokument „Grundstoffindustrie im Wandel – Branchensteckbriefe“ begleitet.

Die Inhalte der Autorenpublikation wurden unabhängig vom Bundesministerium für Forschung, Technologie und Raumfahrt erstellt und spiegeln nicht zwangsläufig die Meinung des Ministeriums oder des gesamten Wasserstoffleitprojekts wider.

## Impressum

DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

Theodor-Heuss-Allee 25

60486 Frankfurt am Main

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71

80995 München

DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des KIT

Engler-Bunte-Ring 1-9

76131 Karlsruhe

## Wasserstoff-Leitprojekt TransHyDE

cruh21 GmbH

Erste Brunnenstraße 1

20459 Hamburg

Fraunhofer-Einrichtung für Energie-

infrastrukturen und Geothermie IEG

Gulbener Straße 23

03046 Cottbus

Max-Planck-Institut für Chemische


Energiekonversion Stiftstraße 34-36

45470 Mülheim an der Ruhr



# Inhaltsverzeichnis



	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>S. 4</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>S. 5</b>
	<b>Kernbotschaften</b>	<b>S. 6</b>
<b>1  </b>	<b>Einleitung</b>	<b>S. 7</b>
<b>2  </b>	<b>Die Grundstoffindustrie</b>	<b>S. 8</b>
	2.1 Energieverbrauch der Grundstoffindustrie	S. 8
	2.2 THG-Emissionen der Grundstoffindustrie	S. 9
	2.3 Voraussetzungen für die Transformation der Grundstoffindustrie	S. 10
	2.4 Transformationspfade der Grundstoffindustrie	S. 11
<b>3  </b>	<b>Betrachtung des Energiesystems und der Infrastrukturbedarfe für Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid</b>	<b>S. 13</b>
	3.1 Hintergrund und Annahmen	S. 13
	3.2 Wasserstoffinfrastruktur	S. 14
	3.3 Hydraulische Simulationen der Wasserstoffinfrastruktur	S. 15
	3.4 Ergebnisse der hydraulischen Netzberechnungen	S. 16
	3.5 CO <sub>2</sub> -Infrastruktur	S. 18
<b>4  </b>	<b>Schlussfolgerungen</b>	<b>S. 20</b>





# Abbildungsverzeichnis

2.1	Oben: Schematische Darstellung der Verhältnisse von Energiebedarf, THG-Emissionen und spezifischer Wertschöpfung. Unten: Prozess- und Produktionsschritte entlang der Wertschöpfungskette in Grundstoffindustrien (eigene Darstellung). . . . .	9
2.2	Endenergieverbrauch nach Industriesektoren der EU-27 in GWh. Eigene Darstellung mit Daten aus [1]. . . . .	9
2.3	Übersicht über die THG-Emissionen der am Emissionshandel teilnehmenden deutschen Industrie im Jahr 2024 nach Branchen nach [4]. . . . .	10
2.4	Entwicklung der energetischen und stofflichen Wasserstoffbedarfe in der Industrie nach Branche auf EU27+3 Ebene. Eigene Darstellung der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. . . . .	12
3.1	Vergleich des modellierten Leitungsverlaufes aus den Ergebnissen der Energiesystemmodellierung vom TransHyDE-Projekt Systemanalyse mit den Plänen des europäischen Hydrogen Backbone im Jahr 2040. . . . .	15
3.2	Modellierungsergebnis für das Jahr 2040 dargestellt als jährlicher Wasserstofffluss mit Erzeugungs- und Bedarfszentren größer 10 TWh im Jahr. . . . .	15
3.3	Ergebnisse der hydraulischen Berechnung des EHB und des deutschen Kernnetzes, Zieljahr 2030. . . . .	17
3.4	Ergebnisse der hydraulischen Berechnung des EHB und des deutschen Kernnetzes, Zieljahr 2040. . . . .	17
3.5	Ergebnisse der hydraulischen Berechnung des EHB 2040 und des deutschen Kernnetzes im Zieljahr 2050. . . . .	17
3.6	Modellierungsergebnis für die jährliche Flussmenge von abgeschiedenem CO <sub>2</sub> aus der Zement- und Kalkindustrie zu geplanten Exportterminals und Speicherstätten. . . . .	18



# Abkürzungsverzeichnis

<b>a</b>	Jahr
<b>bar</b>	Internationale Standardeinheit von Druck
<b>CCS</b>	CO <sub>2</sub> -Abscheidung und -speicherung (engl.: carbon dioxide capture and storage)
<b>CCUS</b>	CO <sub>2</sub> -Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (engl.: carbon dioxide capture, utilisation and storage)
<b>CO<sub>2</sub></b>	Kohlenstoffdioxid
<b>CO<sub>2</sub>-Äq.</b>	CO <sub>2</sub> -Äquivalente
<b>DAC</b>	Direct Air Capture
<b>EHB</b>	European Hydrogen Backbone
<b>EU</b>	Europäische Union
<b>EU-27</b>	Die 27 Mitgliedsstaaten der EU
<b>EU-27+3</b>	Die 27 Mitgliedsstaaten der EU inklusive Norwegen, Schweiz und das Vereinigte Königreich
<b>GIS</b>	Geoinformationssystem
<b>GWh</b>	Gigawattstunden
<b>H<sub>2</sub></b>	Wasserstoff
<b>IOGB</b>	International Association of Oil & Gas Producers
<b>m<sup>3</sup>/h</b>	Kubikmeter pro Stunde
<b>MENA</b>	Middle East and North Africa
<b>mm</b>	Millimeter
<b>Mt</b>	Millionen Tonnen
<b>NTP</b>	Normaltemperatur und -druck
<b>NUTS-0</b>	Länderebene nach der Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques – NUTS)
<b>NUTS-3</b>	Ebene der Landkreise und kreisfreien Städte nach der Klassifikation der Gebietseinheiten für die Statistik (Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques – NUTS)
<b>THG</b>	Treibhausgas
<b>VDZ</b>	Verein Deutscher Zementwerke gGmbH



# Kernbotschaften

## **Schlüsselrolle der Grundstoffindustrie**

Als Basis der Wertschöpfungsketten und großer Energieverbraucher ist die Transformation der Grundstoffindustrie entscheidend für das Erreichen der Klimaziele und den Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit.

## **Standortfaktor Deutschland**

Eine starke, resiliente Grundstoffindustrie ist essenziell für die Versorgungssicherheit der gesamten Wirtschaft.

## **Versorgungssicherheit als Transformationsvoraussetzung**

Kontinuierliche 24/7-Prozesse erfordern zuverlässige Energie- und Rohstoffversorgung sowie robuste, leistungsfähige Infrastrukturen.

## **Stärkung von Handelsbeziehungen**

Die Deckung der Bedarfe alternativer Energieträger und Rohstoffe verstärkt bestehende oder schafft neue innereuropäische und internationale Handelsbeziehungen.

## **Chancen der Transformation**

Die Transformation des Energiesystems bringt große Chancen, wie die Unabhängigkeit von fossilen Importen, die Stärkung der Versorgungssicherheit und den Aufbau eines globalen Technologievorsprungs.

## **Zeit als kritischer Faktor**

Klimaneutralität 2045 erfordert entschlossenes Handeln – Verzögerungen gefährden das Erreichen der Ziele und die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft. Die Umstellung der Produktion und der Aufbau der Infrastruktur sind abhängig von festen Abnahme- und Lieferverträgen. Je früher diese abgeschlossen werden, desto eher können die Klimaziele erreicht werden.

# 1

## Einleitung

Klimaneutralitätsziele, geopolitische Unsicherheiten und die Notwendigkeit einer sicheren Energieversorgung machen deutlich, dass die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern keine tragfähige Zukunftsperspektive bietet. Die Europäische Union (EU) verfolgt das Ziel bis 2050 die Klimaneutralität zu erreichen. Die Abkehr von Rohstoffen aus fossilen Quellen wurde auch im Klimaschutzgesetz des Bundes verankert. Bis zum Jahr 2045 und damit fünf Jahre vor der gesamten EU soll Deutschland klimaneutral sein. Dies ist eine ambitionierte Aufgabe, die nur durch die Zusammenarbeit von Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft gestemmt werden kann.

Einen wichtigen Part bei dieser Transformation nimmt dabei die Industrie ein. Der Industriesektor zeichnet sich durch eine hohe Vielfalt an unterschiedlichen Prozessen mit diversen Anforderungen an genutzte Energieträger und Rohstoffe aus. Auch in Zukunft bleiben die Anforderungen verschiedener Industrieprozesse divers. Neben der Elektrifizierung geeigneter Prozesse kommt dem Einsatz von grünem Wasserstoff (H<sub>2</sub>) eine strategische Schlüsselrolle zu.

Emissionen von Treibhausgasen (THG) entstehen zumeist im verarbeitenden Gewerbe. Dazu zählen Gewerbe und Industrien, die Produkte herstellen, verarbeiten oder veredeln. Diese Prozesse basieren aktuell meistens noch auf fossilen Rohstoffen und Energieträgern. Am Startpunkt vieler Wertschöpfungsketten steht die Grundstoffindustrie. Hier werden wichtige Zwischenprodukte für Folgeprozesse hergestellt. Dies ist meist ein energieintensiver Prozessschritt mit zumeist hohen THG-Emissionen. Daher spielt die Transformation der Grundstoffindustrie eine wichtige Rolle für das Erreichen der Klimaziele.

Für eine erfolgreiche Transformation ist eine verlässliche Versorgung mit alternativen Energie(-trägern) und Rohstoffen entscheidend. Hierfür bildet die Infrastruktur das Rückgrat: Nur

wenn Transport- und Speicheroptionen frühzeitig und vorausschauend entwickelt werden, können Industrien zeitnah auf klimaneutrale Verfahren umstellen. Das Wasserstoffleitprojekt TransHyDE untersucht deshalb die Entwicklungsperspektiven einer Wasserstoffinfrastruktur und analysiert dabei unterschiedliche Transport- und Speicheroptionen. Ein besonderer Schwerpunkt des TransHyDE-Projekts Systemanalyse liegt auf einem dialogorientierten Vorgehen: In enger Zusammenarbeit mit Vertreter:innen energieintensiver Grundstoffindustrien wurden aktuelle Bedarfe, strategische Pläne sowie zeitlich und räumlich relevante Anforderungen an zukünftige Infrastrukturen erhoben. Ziel des Forschungsprojektes ist es, die Rolle der Infrastruktur im Energiesystem zu klären, insbesondere durch Bewertung von Transport- und Bereitstellungsoptionen für grünen Wasserstoff und seine Folgeprodukte.

Dieses Papier ordnet einige Ergebnisse des TransHyDE-Projekts Systemanalyse in einen breiteren Kontext ein. Es beschreibt zunächst die Relevanz der Grundstoffindustrien und ihre möglichen Transformationspfade. Darauf aufbauend werden die Ergebnisse der Modellierungen von Infrastrukturen zum Transport von H<sub>2</sub> und Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) vorgestellt. Abschließend werden die dringend notwendigen Handlungsoptionen für die Übergangsphase bis hin zur Transformation benannt, die in enger Abstimmung mit Branchenvertreter:innen und -vertretern erarbeitet wurden. Ergänzend wird im Dokument „Grundstoffindustrie im Wandel – Steckbriefe“ eine detaillierte Übersicht zu Prozessen und technischen Transformationsoptionen der einzelnen Branchen bereitgestellt.

# 2

## Die Grundstoffindustrie

Die Grundstoffindustrie bildet das Fundament der industriellen Wertschöpfung. Das TransHyDE-Projekt Systemanalyse grenzt seine Analysen hierbei auf die energieintensiven Branchen Stahl-, Chemie-, Zement-, Glas- und Papierindustrie ein. Durch physikalisch-chemische Umwandlungsprozesse werden hier Rohstoffe in essenzielle Grundstoffe und Zwischenprodukte überführt, die in Schlüsselbranchen wie beispielsweise der Automobilindustrie, dem Maschinenbau, der Bauwirtschaft oder der Konsumgüterproduktion Anwendung finden. Ohne Stahl, Basischemikalien, Zement, Glas oder Papier könnten viele Produkte des täglichen Lebens und zentrale Exportgüter der deutschen Wirtschaft nicht hergestellt werden. Für die Umwandlung in Grundstoffe wird meist viel Energie benötigt und auch dementsprechend viele THG emittiert. Abbildung 2.1 stellt schematisch dar, wie THG-Emissionen und Energiebedarfe entlang der Wertschöpfungskette anfallen. Steigende Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise haben entsprechend vor allem zu Beginn der Wertschöpfung einen sehr großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Grundstoffe, da mit traditionell niedrigen Margen und großen Mengen gewirtschaftet wird. Aufgrund der systemischen Schlüsselfunktion ist die Grundstoffindustrie nicht nur wirtschaftlich relevant, sondern auch von strategischer Bedeutung in Bezug auf die Versorgungssicherheit der verarbeitenden Industrie, die Sicherung von Arbeitsplätzen sowie die Resilienz einer Vielzahl von Wertschöpfungsketten.

Die Transformation hin zu klimaneutralen Produktionsprozessen ist eine mehrdimensionale Herausforderung: Einerseits muss die Wettbewerbsfähigkeit im globalen Markt erhalten bleiben, andererseits gilt es, innovative Verfahren, alternative Rohstoffe und neue Energieinfrastrukturen einzuführen. Damit wird

die Umstellung der Grundstoffindustrie zu einem Exempel dafür, ob die deutsche und europäische Industrie den Übergang in eine klimaneutrale Wirtschaft erfolgreich meistern kann.

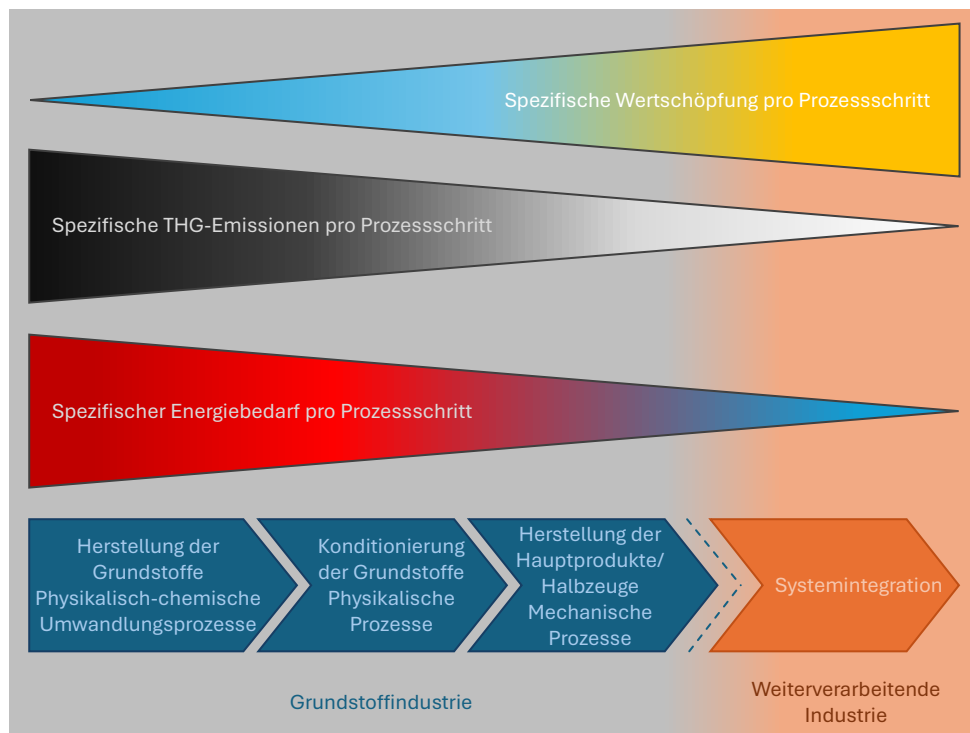
### 2.1. Energieverbrauch der Grundstoffindustrie

In der EU beanspruchte der Industriesektor, neben dem Transport-, Haushalt-, und Gewerbesektor, etwa ein Viertel des Endenergieverbrauchs im Jahr 2023 [1]. Innerhalb des Industriesektors zählen die chemische und petrochemische Industrie, die Industrie der Herstellung nichtmetallischer Mineralprodukte<sup>1</sup>, die Papier-, Zellstoff- und Druckindustrie und die Industrie der Eisen- und Stahlherstellung zu den größten Energieverbrauchern der EU im Jahr 2023. Eine Übersicht der Energieverbräuche der entsprechenden Branchen in GWh ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Die im TransHyDE-Projekt Systemanalyse betrachteten Grundstoffindustrien finden sich in den in Abbildung 2.2 gelisteten Industriesektoren der EU wieder. Dementsprechend machten sie im Jahr 2023 rund 58 % der Energienachfrage des Industriesektors der EU und etwa 14 % der Endenergienachfrage der EU aus.

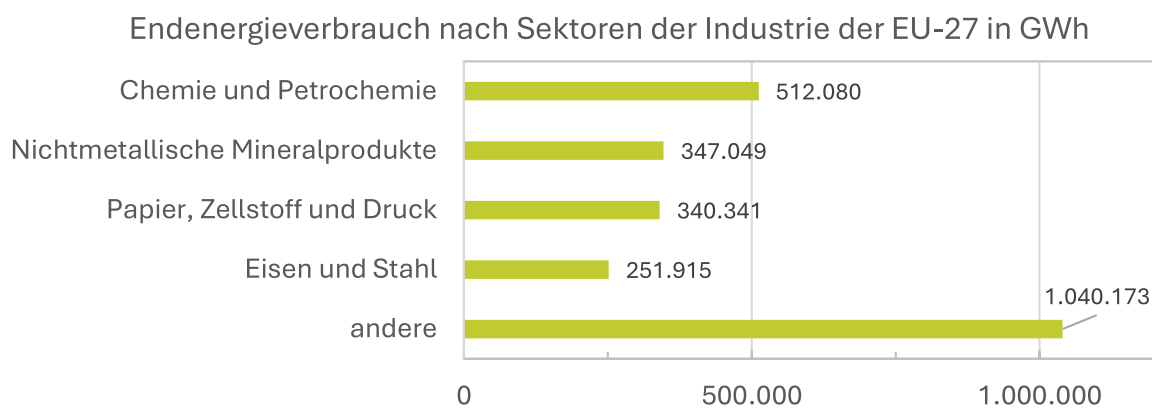
Projiziert auf den Wirtschaftsstandort Deutschland wird eine noch markantere Gewichtung deutlich. Die vom TransHyDE-Projekt Systemanalyse betrachteten Industrien hatten im Jahr 2023 mit 1.451 TWh (69 %) einen prozentual bedeutend größeren Anteil am gesamten Endenergieverbrauch Deutschlands als auf EU-Ebene (14 %). Auch in der Wertschöpfungskette wird der Stellenwert der Grundstoffindustrie deutlich. So werden jedes

<sup>1</sup> Darunter fallen auch die Zement- & Kalk- und Glasindustrie.





**Abbildung 2.1.** Oben: Schematische Darstellung der Verhältnisse von Energiebedarf, THG-Emissionen und spezifischer Wertschöpfung. Unten: Prozess- und Produktionsschritte entlang der Wertschöpfungskette in Grundstoffindustrien (eigene Darstellung).



**Abbildung 2.2.** Endenergieverbrauch nach Industriesektoren<sup>2</sup> der EU-27 in GWh. Eigene Darstellung mit Daten aus [1].

Jahr etwa neun Milliarden Euro Wertschöpfung durch Roheisen und Stahl beziehungsweise deren Erzeugnisse erster Bearbeitungsschritte erwirtschaftet [2]. Darauf fußt eine nachgelagerte Wertschöpfung von etwa 467 Milliarden Euro jährlich [2].

## 2.2. THG-Emissionen der Grundstoffindustrie

Der hohe Energiebedarf der Grundstoffindustrie trägt maßgeblich dazu bei, dass dieser Sektor mit hohen THG-Emissionen – CO<sub>2</sub> und anderen klimaschädlichen THG – behaftet ist. Energiebedingte THG-Emissionen können grundsätzlich durch einen Wechsel zu einem THG-neutralen Energieträger vermieden werden. Neben den energiebedingten Emissionen treten in einigen Prozessen auch prozess- oder rohstoffbedingte THG-Emissionen auf. Zu deren Vermeidung müssen entweder die Prozesse umgestellt oder die entsprechenden THG aus den Stoffströmen oder

Abgasen abgetrennt und gespeichert werden.

Im Jahr 2024 wurden in Deutschland etwa 649 Millionen Tonnen THG emittiert, davon entfielen etwa 7 % (47 Millionen Tonnen) auf industrielle Prozesse [3]. Werden auch energetische Emissionen berücksichtigt, so wurden von der deutschen Industrie 2024 etwa 102 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2,Äq.</sub>) [4] im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems ausgestoßen. Dies entspricht etwa 16 % der Gesamtemissionen. Bedeutende Anteile entfielen hierbei auf die Grundstoffindustrie und deren Branchen wie etwa Eisen und Stahl oder Zement, sowie petrochemische Wertschöpfungsketten (s. Abbildung 2.3).

<sup>2</sup> Die Kategorie „andere“ umfasst die folgenden Sektoren und Industrien: Maschinenbau, Baugewerbe, Holz- und Holzzeugnisse, Transportausrüstung und -mittel, Nichteisenmetalle, Bergbau und Gewinnung von Steinen und Erden, Textil- und Lederindustrie, Nahrungs- und Genussmittel, nicht näher spezifiziert.

## 2.3. Voraussetzungen für die Transformation der Grundstoffindustrie

Die Prozesse der Grundstoffindustrie unterscheiden sich in erster Linie durch ihre Temperaturanforderungen. Gemeinsam ist ihnen jedoch, dass sie im kontinuierlichen Betrieb gefahren werden müssen. Auch nachgelagerte Industrien wie der Maschinenbau sind auf eine verlässliche Versorgung mit Grundstoffen angewiesen. Bereits geringe Abweichungen in Parametern wie Druck oder Temperatur wirken sich unmittelbar auf die Qualität hochwertiger Produkte aus. Diese kontinuierliche Produktion steht vor der Herausforderung, sich mit einem zunehmend schwankenden globalen Energiemarkt und einem wachsenden Angebot erneuerbarer, jedoch volatiler Energiequellen in Einklang zu bringen. Die Transformation bietet hier die Chance, für kleinere Teilprozesse durch innovative Flexibilitätsoptionen und intelligente Kopplung von Energieströmen neue Formen der Versorgungssicherheit zu schaffen.

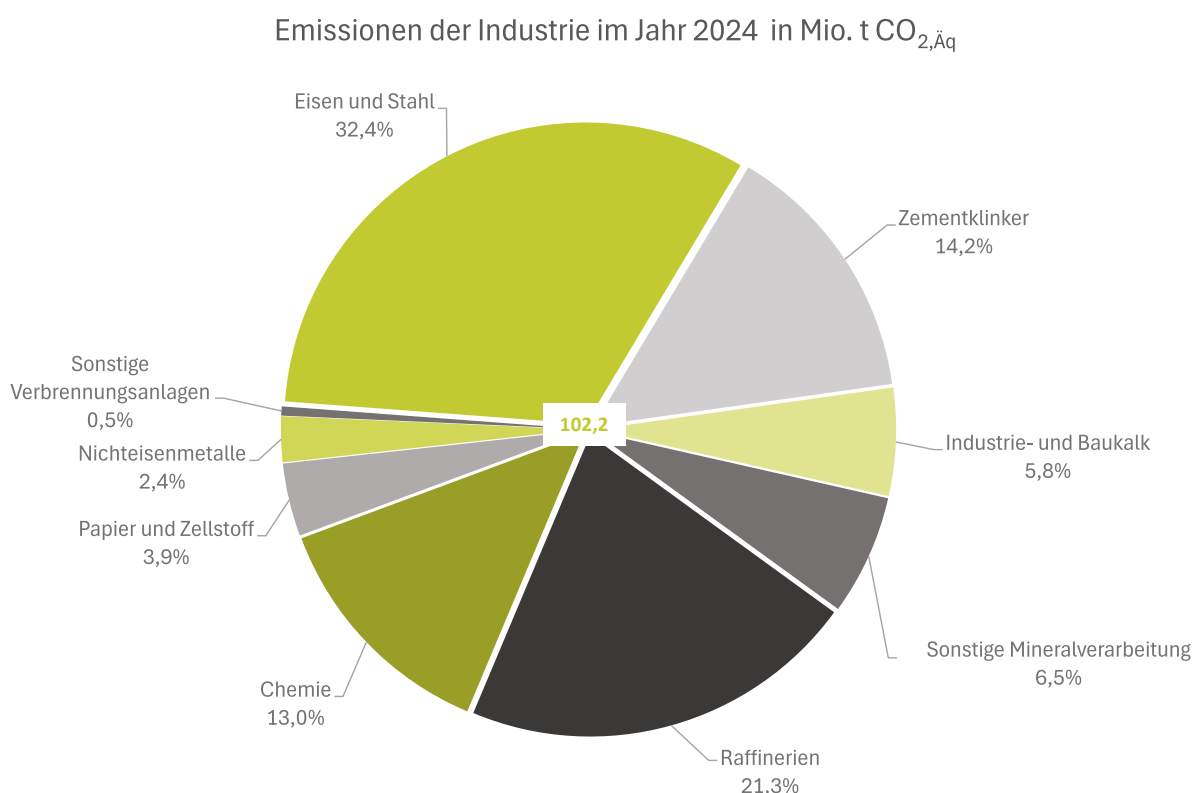
Die großvolumigen energieintensiven Anlagen, die rund um die Uhr betrieben werden, sind für die industrielle Wertschöpfung unverzichtbar und werden auch künftig deren Basis bilden. Ihr Vorteil liegt in deutlichen Skaleneffekten, die die spezifischen Investitionskosten pro Produkteinheit senken. Gleichzeitig führt die hohe thermische Belastung in manchen Branchen zu einer klar absehbaren technischen Lebensdauer. So müssen Glaschmelzwannen und zumeist die Feuerfestzustellung in Hochöfen nach etwa 20 Jahren erneuert werden. Eine Investition in klimafreundlichere Anlagen und Prozesse kann nur dann erfolgreich sein, wenn die zum Betrieb der neuen Anlagen nötigen Versorgungssicherheiten gegeben sind.

In anderen Industriezweigen mit geringerer thermischer Beanspruchung, etwa in der Chemie- oder Papierindustrie, können Produktionsanlagen durch regelmäßige Instandhaltung in der Regel über den ursprünglichen Abschreibungszeitraum hinaus betrieben werden. Der Weiterbetrieb abgeschriebener Anlagen

reduziert die spezifischen Produktionskosten und steigert damit die Wettbewerbsfähigkeit. Bestenfalls können klimafreundliche Ausgangsstoffe für den Weiterbetrieb dieser Anlagen in ausreichender Menge und zu angemessenen Preisen geliefert werden, so dass diese Prozesse ohne größeren Investitionsbedarf transformiert werden können.

Zukünftig wird es darum gehen, durch eine erweiterte Diversifizierung der Energieträger und Rohstoffe die Versorgungssicherheit der Grundstoffindustrien zu gewährleisten und zugleich durch geeignete regulatorische Rahmenbedingungen faire Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Hierzu zählen günstige Energie- und Rohstoffpreise, eine zuverlässige Transportinfrastruktur sowie die Umsetzung geeigneter Genehmigungsverfahren zur Herstellung, zum Transport und Einsatz klimafreundlicher Energieträger und Rohstoffe. Dies erfordert eine enge Zusammenarbeit industrieller und politischer Akteure.

In Hinblick auf die zeitparallele Transformation der Industrien ist die unterschiedliche Wettbewerbs- und Marktsituation von hoher Bedeutung. Während Produkte der Papier-, Glas- und Zementindustrie überwiegend regional oder innerhalb der EU gehandelt werden, stehen die meisten Stähle und chemischen Grundstoffe in einem globalen Marktumfeld. Damit unterliegt ihre Transformation besonderen Anforderungen an die internationale Wettbewerbsfähigkeit.



**Abbildung 2.3.** Übersicht über die THG-Emissionen der am Emissionshandel teilnehmenden deutschen Industrie im Jahr 2024 nach Branchen nach [4].

## 2.4. Transformationspfade der Grundstoffindustrie

Die Neuausrichtung etablierter Prozesse stellt die Industrien vor große Herausforderungen, wobei die einzelnen Branchen und Standorte je nach Prozess Kombinationen aus unterschiedlichen Strategien verfolgen. Im Folgenden findet sich eine Übersicht über verschiedene Ansätze.

### Direkte Elektrifizierung von Prozessen:



Wo immer möglich, führt dies zu einem deutlich erhöhten Strombedarf, der über die Stromnetzinfrastruktur zuverlässig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden muss. Die umfassende Elektrifizierung der Grundstoffindustrie würde einen massiven Ausbau des Stromsystems erfordern.

### Nutzung von Wasserstoff:



Dies könnte die teilweise Substitution des bisher verwendeten fossilen Erdgases – sowohl stofflich als auch energetisch – ermöglichen. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist eine entsprechende Transport- und Speicherinfrastruktur erforderlich.

### Nutzung biogener Rohstoffe und Energieträger:



Dies ist abhängig von der Art, Verfügbarkeit, Lager- und Transportfähigkeit und Umwandlungsmöglichkeit der Biomasse. Meist stehen dabei begrenzte Mengen zur Verfügung.

### Kreislaufwirtschaft:



Dies setzt eine Logistik zur Rückführung der Stoffströme und entsprechende Verfahren voraus, welche die benötigten Mengen recycelter Rohstoffe bereitstellen.

### Abtrennung und Speicherung/Nutzung von CO<sub>2</sub> (CCUS):



Aus technischer Sicht bieten sich Abgasströme mit unvermeidbaren Emissionen mit möglichst hoher CO<sub>2</sub>-Konzentration für CCUS-Verfahren an. Es wird eine entsprechende Infrastruktur zum CO<sub>2</sub>-Transport und dessen (Zwischen-)Speicherung benötigt. Gesetzliche Voraussetzungen sowie die notwendigen technischen Regeln sind dafür aktuell noch in Erarbeitung.

### Import der Grundstoffe:



Die Bedarfe an alternativen Energieträgern und Rohstoffen werden mit großer Sicherheit nicht ausschließlich durch innereuropäische Produktion gedeckt werden können. Der Import von Grundstoffen und Energieträgern gewährleistet die Versorgungssicherheit, jedoch kann dadurch der initiale Teil der industriellen Wertschöpfungskette in Regionen, wo erneuerbare Energien und Ressourcen leichter verfügbar sind, verlagert werden.

Für die Transformationspfade der Grundstoffindustrie gilt: Die technische Entwicklung der Transformationsoptionen muss so weit fortgeschritten sein, dass neue Anlagen in der erforderlichen Größenordnung von mehreren hunderttausend Tonnen pro Jahr gebaut werden können und das dafür notwendige Know-how verfügbar ist. Neue, klimaneutrale Prozesse lassen sich oft nicht einfach in bestehende Anlagen integrieren. Die neuen Verfahren können sich grundlegend von konventionellen Methoden unterscheiden, weshalb neue Anlagen erforderlich werden. Die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen hängt auch künftig maßgeblich von den Betriebskosten ab, insbesondere von Energie- und Rohstoffkosten. Während die konventionellen Anlagen über Jahrzehnte optimiert wurden, sind die neuen Verfahren noch nicht ausgereift, so dass hier noch Effizienzpotenziale bestehen. Darüber hinaus bietet die Transformation die Chance, zusätzliche regionale Effizienzsteigerungen, wie beispielsweise Wechselwirkungen mit lokalen Nah-/Fernwärmenetzen, zu realisieren und so die Energie- und Ressourceneffizienz weiter zu steigern.

In Zusammenarbeit mit Vertreter:innen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse betrachteten Grundstoffindustrien wurden die Strategien untersucht, mit denen jede Branche THG-Neutralität erreichen möchte. Sie sind im Dokument „Grundstoffindustrie im Wandel – Branchensteckbriefe“ zusammengefasst.

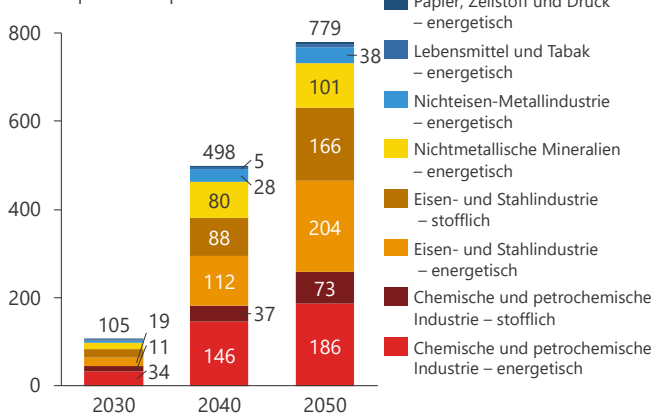
### 2.4.1. Wasserstoff als Schlüssel zur industriellen Transformation

Die Elektrifizierung von Prozessen gilt als effizienteste Methode, um THG-Emissionen zu verringern. Allerdings lassen sich nicht alle industriellen Prozesse durch Elektrifizierung effizient defossilisieren. Gerade dort, wo Strom aus technischen Gründen nicht prozessgerecht eingesetzt werden kann oder wo Wasserstoff selbst als Rohstoff benötigt wird, ist der Einsatz von grünem Wasserstoff unverzichtbar. Dies gilt beispielsweise für zentrale Verfahren in der Grundstoffchemie oder der Stahlindustrie. Im TransHyDE-Projekt Systemanalyse wurde für den Industriesektor über den betrachteten Zeitraum bis 2050 der nachfolgende Wasserstoffbedarf, wie in Abbildung 2.4 dargestellt, modelliert.

stehende Transportinfrastrukturen zurückgreifen, die mit relativ geringem Aufwand für den neuen Zweck umgewidmet und entsprechend genehmigt werden müssten. Die Bereitstellung der notwendigen Infrastruktur wird damit zum Schlüsselfaktor für die Umsetzung der Transformationsstrategien der Grundstoffindustrie.

#### Energetischer und stofflicher Wasserstoffbedarf

in TWh | EU 27+3 | Industrie



**Abbildung 2.4.** Entwicklung der energetischen und stofflichen Wasserstoffbedarfe in der Industrie nach Branche auf EU27+3 Ebene. Eigene Darstellung der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH.

### 2.4.2. Infrastruktur als Treiber von Transformationsstrategien

Da grüner Wasserstoff in der Regel nicht direkt an den Standorten der industriellen Nachfrage erzeugt wird, sondern vor allem dort, wo erneuerbare Energien in ausreichender Menge und zu wettbewerbsfähigen Kosten verfügbar sind, entsteht ein hoher Bedarf an leistungsfähigen Transport- und Verteilstrukturen. Um Großabnehmer zuverlässig und zu wettbewerbsfähigen Preisen zu versorgen, ist der Aufbau eines flächendeckenden Pipelinesystems von zentraler Bedeutung. Die Bundesnetzagentur hat das von den Fernleitungsnetzbetreibern entwickelte Konzept für ein Wasserstoff-Kernnetz politisch und regulatorisch aufgegriffen und festgelegt [5]. Damit ist ein entscheidender Schritt zur Planung, Finanzierung und Umsetzung einer bundesweiten Wasserstoff-Pipelineinfrastruktur getan, der die industrielle Transformation maßgeblich voranbringt. Die behördliche Festlegung bestätigt das Kernnetz als Vorhaben von übergeordnetem öffentlichem Interesse, schafft Investitionssicherheit und strukturiert die Netzentwicklungsplanung. Neben neuen Leitungen und der Umwidmung bestehender Erdgasnetze sind Speicher ein unverzichtbarer Bestandteil, um die zuverlässige Versorgung großer Abnehmer, insbesondere der Grundstoffindustrie, sicherzustellen. Nicht nur für Wasserstoff, sondern für alle künftig benötigten alternativen Energieträger und Rohstoffe gilt: Sie können in industriellen Prozessen nur genutzt werden, wenn sie am Produktionsstandort tatsächlich verfügbar sind. Eine Umstellung oder Neuerrichtung von Anlagen setzt eine gesicherte Versorgung mit diesen voraus. Häufig lässt sich hierfür auf be-

# 3

## Betrachtung des Energiesystems und der Infrastrukturbedarfe für Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid

Die Modellierungen der Transformationspfade der europäischen Grundstoffindustrie im TransHyDE-Projekt Systemanalyse wurden von der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH durchgeführt. Die Arbeiten wurden durch Befragungen von Vertreter:innen der energieintensiven Grundstoffindustrie aus den Bereichen Stahl<sup>3</sup>, Glas<sup>4</sup>, Chemie<sup>5</sup>, Papier<sup>6</sup> und Zement<sup>7</sup> begleitet. Mit diesen zentralen Bausteinen war es möglich, die spezifischen Perspektiven der untersuchten Industrien direkt in die Entwicklung der Annahmen für die Modellierungen aufzunehmen. Auf diese Weise wurden nicht nur die aktuellen energetischen und stofflichen Bedarfe von Prozessen und Anlagen mittels strukturierter Fragebögen erfasst, sondern die Gespräche bildeten auch die Grundlage für die Abschätzung künftiger Bedarfe an alternativen Energieträgern und Rohstoffen. Die aus den Erhebungen und Befragungen gewonnenen Erkenntnisse flossen in Modellierungen ein, die Angebots- und Nachfragetrends miteinander verzahnen.

Der Schwerpunkt der Auswertungen der Modellierungsergebnisse lag auf Wasserstoff als alternativem Rohstoff und Energieträger, da das Wasserstoffleitprojekt TransHyDE die technische Machbarkeit einer Wasserstofftransportinfrastruktur in

Deutschland und der EU untersucht. Somit flossen die ermittelten Bedarfe und Pläne von industriellen Akteur:innen als ein Input in die Energiesystemmodellierung bis 2050 ein. Anhand dieser Modellergebnisse könnten Aussagen zu der Ausgestaltung einer perspektivischen H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur abgeleitet werden.

### 3.1. Hintergrund und Annahmen

Nachfolgend werden zunächst die angewandten Methoden und zentralen Annahmen für die Modellierung des Energiesystems beschrieben. Anschließend werden die Ergebnisse und die daraus abgeleiteten Infrastrukturbedarfe zum Transport von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid vorgestellt und eingeordnet. Die aus den Befragungen der Branchenvertreter:innen und durch eigene Recherchen<sup>8</sup> erhaltenen Energiebedarfe aus den Sektoren Industrie, Verkehr, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie private Haushalte wurden an das Multi-Energiesystemmodell ISAAr<sup>9</sup> übergeben; genauso wie die modellierten Wasserstoff- und Energiebedarfe des Umwandlungssektors<sup>10</sup>. Anschließend wurde eine Energiesystemanalyse durchgeführt, bei der das Potenzial für den Ausbau der erneuerbaren Energien anhand der

<sup>3</sup> Salzgitter Mannesmann Forschung GmbH, VDEh-Betriebsforschungsinstitut GmbH

<sup>4</sup> Hüttentechnische Vereinigung der Deutschen Glasindustrie e.V. (HVG)

<sup>5</sup> DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V.

<sup>6</sup> Institut für Fasern & Papier gGmbH, vormals Papiertechnische Stiftung (PTS)

<sup>7</sup> Verein Deutscher Zementwerke gGmbH (VDZ)

<sup>8</sup> Die Ausgangsdaten von Verkehr, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie private Haushalte für das Jahr 2019 wurden aus <https://opendata.ffe.de/> herangezogen.

<sup>9</sup> Modellbeschreibung in [6].

<sup>10</sup> Beispielsweise Raffinerien, Stromerzeugung aus Kohlekraft, Fernwärme.

Flächenverfügbarkeit berücksichtigt wurde. Das Modell betrachtet verschiedene Energieträger, darunter Elektrizität, Wasserstoff, Biomasse, gasförmige und flüssige Kohlenwasserstoffe<sup>11</sup> und Fernwärme, sowie Sektorenkopplungstechnologien<sup>12</sup>.

Das europäische Energiesystem wurde in einer stündlichen Jahresauflösung für den Zeitraum bis zum Zieljahr 2050 in 5-Jahres-Schritten beginnend mit dem Jahr 2025 modelliert. Als Datenbasis diente das Jahr 2019. Die durchgeführten Modellierungen streben jeweils ein Kostenoptimum aus volkswirtschaftlicher Sicht an<sup>13</sup>. Dies gilt auch für den Einsatz von Wasserstoff in Kraftwerken sowie die Erzeugung von Wasserstoff durch Elektrolyse in der EU. Als zusätzliche Randbedingung geht die gesetzlich vorgeschriebene Erfüllung der THG-Neutralität ein.

Das TransHyDE-Projekt Systemanalyse geht in den Analysen von einem hohen Anteil innereuropäischer Wasserstoffproduktion aus [8]. Der verbleibende Bedarf wird erwartungsgemäß durch internationale Importe entweder über den Seeweg oder per Pipeline aus Nordafrika erfolgen.

Die ermittelten Infrastrukturbedarfe zum Transport von Wasserstoff und Kohlenstoffdioxid fußen auf Daten zum regionalisierten Wasserstoffbedarf aus dem Energiesystemmodell ISAaR. Das eingesetzte Infrastrukturausbaumodell InfracInt<sup>14</sup> berechnet den kostenoptimalen Bedarf einer europäischen H<sub>2</sub>- und CO<sub>2</sub>-Infrastruktur auf Landkreisebene in einer jährlichen Auflösung. Das Modell arbeitet mit einer zeitlichen Auflösung von einem Jahr, was bedeutet, dass Schwankungen in der Wasserstoffnachfrage und die entsprechenden kurz- und langfristigen Speichieranforderungen nicht in die Analyse einfließen. Durch die Anwendung eines definierten Satzes von Nebenbedingungen – wie z. B. Flusserhaltung und Mindesttransportkapazitäten – zielt das Modell darauf ab, die Gesamtkosten für eine europäische Pipeline-Infrastruktur, die die Wasserstoffherzeugung effektiv mit den Nachfragezentren auf Landkreisebene verbindet, zu minimieren. Zusätzlich berücksichtigt das InfracInt-Modell die bestehenden Erdgaspipelines. Diese sind teilweise im geplanten Wasserstoff-Kernnetz für eine Umwidmung vorgesehen. Nach derzeitigem Stand sollen im Jahr 2032 etwa 60 % der Erdgasleitungen Wasserstoff transportieren [9]. Die Leitungsverläufe folgen in der Modellierung jedoch keinen bestehenden Trassen, sondern sind als direkte Verbindungen zwischen Zentroiden der Landkreise und kreisfreien Städte optimiert.

Für die Modellierungen des zukünftig benötigten CO<sub>2</sub>-Pipeliennetzes wurden Daten aus der Zement- und Kalkindustrie herangezogen. Hierbei steuerte der VDZ Daten zu unvermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen und eine detaillierte Analyse, wie und in welcher Menge diese abgeschieden werden können, bei. Weitere mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen wie Abgase thermischer Abfallbehandlung und Biomassekraftwerke wurden in der Analyse nicht betrachtet. Als CO<sub>2</sub>-Speicher wurden Speicherprojekte nach der International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) berücksichtigt, welche sich mindestens in der Phase „Early Development“ befinden [10]. Bestehende Erdgasleitungsverläufe sowie bereits veröffentlichte mögliche

Pläne für CO<sub>2</sub>-Infrastruktur gingen nicht in das Modell zur Berechnung des CO<sub>2</sub>-Pipelinesnetzes ein.

### 3.2. Wasserstoffinfrastruktur

Die künftige Nachfrage nach Wasserstoff in Europa wird in der Energiesystemmodellierung durch eine Kombination aus Importen, etwa aus Nordafrika, und heimischer Elektrolyse gedeckt werden. Um eine gleichmäßige Versorgung der Endverbraucher zu gewährleisten, ist es von entscheidender Bedeutung das Angebot mit der Nachfrage zu koppeln. Abbildung 3.1 stellt das in den Modellierungen des TransHyDE-Projekts Systemanalyse optimierte H<sub>2</sub>-Pipelinennetz<sup>15</sup> beispielhaft für das Jahr 2040 dar. In diesem Stützjahr wird deutlich, wie das europäische Wasserstoffnetz zusammenwachsen könnte. Die blauen Linien zeigen umgewidmete Erdgasleitungen, die roten Linien neu gebaute Wasserstoffpipelines. Die Modellierungsergebnisse wurden mit den Plänen des European Hydrogen Backbone (EHB) [11] verglichen. Dieses spiegelt aktuelle Planungen der europäischen Fernleitungsgasnetzbetreiber wider und wird laufend überarbeitet. Die grünen Linien in Abbildung 3.1 zeigen den geplanten Leitungsverlauf des EHB (Stand 2023).

Das im Rahmen des Projektes modellierte Pipelinennetz ist weniger stark ausgeprägt, zeigt jedoch viele Ähnlichkeiten mit den Plänen des EHB. Insbesondere die Routen durch Deutschland, Spanien und Frankreich stimmen gut mit den Streckenverläufen des EHB überein. Dies deutet darauf hin, dass der im TransHyDE-Projekt Systemanalyse entwickelte Modellierungsrahmen die Infrastrukturanforderungen der betrachteten Grundstoffindustrien erfasst und seine Fähigkeit zur Darstellung der Planung von Wasserstoffverteilung und -transport unter Beweis stellt. Das ermittelte Wasserstoffnetz erscheint folglich in der Lage, die europäische Wasserstoffnachfrage in den drei gewählten Zieljahren 2030, 2040 und 2050 decken zu können.

Abbildung 3.2 zeigt den in den Modellierungen ermittelten jährlichen Wasserstofffluss im Jahr 2040. Es wird deutlich, dass unter den getroffenen Annahmen (s. Abschnitt Hintergrund und Annahmen) ein Bedarf an hoher Transportkapazität über die südlichen Importrouten nach Mitteleuropa besteht, um die Nachfrage decken zu können. Außerdem gibt es einen erheblichen Bedarf an Wasserstofftransporten ausgehend von den Produktionszentren in Nordeuropa über Großbritannien nach Mitteleuropa. Dies unterstreicht die entscheidende Rolle der Transportinfrastruktur zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in ganz Europa.

Da die Modellierung der Infrastruktur keine hydraulische Komponente<sup>16</sup> enthält, lässt das vorgestellte Ergebnis nicht erkennen, ob das berechnete Pipelinennetz den täglichen und saisonalen Schwankungen von Nachfrage und Produktion standhalten können. Um die Widerstandsfähigkeit des vorgeschlagenen Netzes zu bewerten, wurden im Anschluss hydraulische Simulationen durchgeführt. Diese werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt.

<sup>11</sup> Öl, Erdgas, Kohle, Koks, sonstige fossile Gase, sonstige fossile Brennstoffe (z. B. Abfallverbrennung).

<sup>12</sup> Sektorkopplungstechnologien verbinden die bislang getrennten Energiesektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie, damit erneuerbare Energie flexibel und effizient genutzt werden kann. Sie wandeln Überschüsse aus einem Sektor in nutzbare Formen für andere (z. B. Power-to-Heat, Power-to-Gas), integrieren Speicher und Infrastrukturen und ermöglichen so Dekarbonisierung, Versorgungssicherheit und geringere Systemkosten.

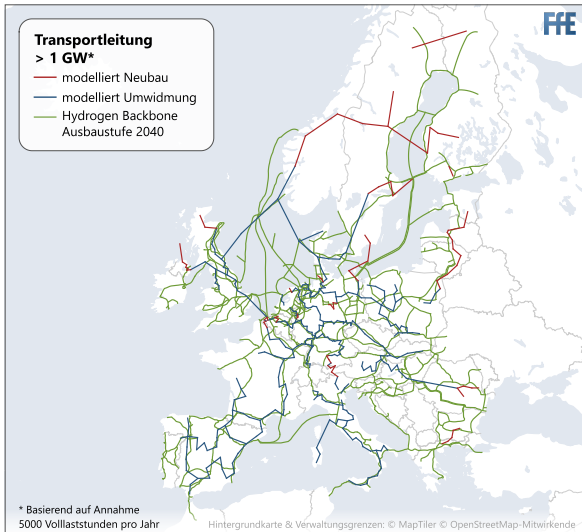
<sup>13</sup> Optimierung der Systemgesamtkosten. Die Transformation des Industriesektors stellt die Akteursperspektive darauf dar, keine volkswirtschaftliche Kostenminimierung.

<sup>14</sup> Modellbeschreibung abrufbar unter [7].

<sup>15</sup> Ohne Nebenbedingungen aus dem Vorjahr.

<sup>16</sup> Unter einer hydraulischen Komponente eines Gasnetzes können Druckniveaus und Druckverluste, Strömungsgeschwindigkeiten, Durchfluss/Massenstrom sowie die Auslastung von Leitungsquerschnitten und Engpässen verstanden werden.





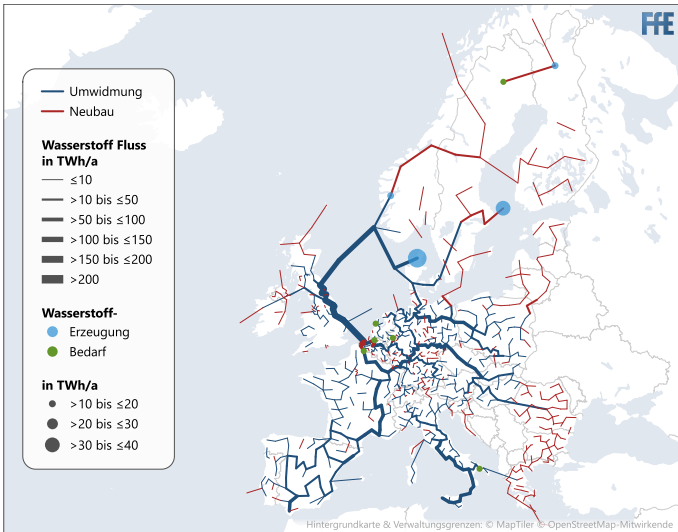
**Abbildung 3.1.** Vergleich des modellierten Leitungsverlaufes aus den Ergebnissen der Energiesystemmodellierung vom TransHyDE-Projekt Systemanalyse mit den Plänen des europäischen Hydrogen Backbone im Jahr 2040.

### 3.3. Hydraulische Simulationen der Wasserstoffinfrastruktur

Die Arbeiten wurden von der DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT) durchgeführt.

#### 3.3.1. Hintergrund und Annahmen

Ergänzend zu dem auf die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung optimierten Pipelinemodell der FfE wurde untersucht, wie sich die Versorgungssituation darstellt, wenn die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung auf die geplante Wasserstoffinfrastruktur des EHB angewendet werden. Dazu wurde die Topologie des EHB-Planungsstands vom Juli 2023 für die Zieljahre 2030, 2040 und 2050 in der freien Geoinformationssystemsoftware QGIS<sup>17</sup> abgebildet. Zusätzlich wurde speziell für den deutschen Transportnetzabschnitt die Topologie des Wasserstoffkernnetzes berücksichtigt, das von der Bundesnetzagentur im Oktober 2024 genehmigt wurde [9]. Die daraus resultierenden GIS-Modelle enthalten neben den Pipelineverläufen auch weitere Netzelemente wie z. B. Speicher [12], Pipelineimportpunkte, Terminals [12] sowie die Wasserstoffproduktion (Elektrolyseure, Dampfreformierung) und die Sektorverbräuche (Kraftwerke, Industrie, Gebäude, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen, Mobilität). Mit Ausnahme der Speicher stellen alle genannten Netzelemente H<sub>2</sub>-Quellen oder H<sub>2</sub>-Senken dar, die über das Transportnetz miteinander verbunden sind. Speicher können entsprechend der ihnen zugrundeliegenden systemischen Funktion (Versorgungssicherheit, saisonale Speicherung) sowohl als Quelle, als auch als Senke agieren. In der Modellierung werden Quellen häufig auch als „Einspeisepunkte“ und Senken als „Ausspeisepunkte“ bezeichnet, da sie Gas (hier: H<sub>2</sub>) in das Transportnetz ein- bzw. ausspeisen.



**Abbildung 3.2.** Modellierungsergebnis für das Jahr 2040 dargestellt als jährlicher Wasserstofffluss mit Erzeugungs- und Bedarfszentren größer 10 TWh im Jahr.

Basierend auf diesem GIS-Modell wurde in der kommerziellen Netzberechnungssoftware STANET<sup>®18</sup> ein hydraulisches Netzmodell erstellt, das zusätzlich zu der Topologie und den Leitungsattributen des EHB (Durchmesser, Maximaldruck) auch sämtliche Ein- und Ausspeisezeitreihen aller Ein- und Ausspeisepunkte in stündlicher Auflösung enthält. Mithilfe dieses hydraulischen Rechenmodells lässt sich prüfen, ob das EHB in der Lage ist, die von der Energiesystemmodellierung gestellte Transportaufgabe zu jedem Zeitpunkt zu erfüllen oder ob Netzengpässe bzw. Überlastungen auftreten.

Die für die hydraulische Netzberechnung benötigten Ein- und Ausspeisezeitreihen wurden von der Energiesystemmodellierung in unterschiedlichen räumlichen Auflösungsgraden bereitgestellt (s. Tabelle 3.1).

**Tabelle 3.1.** Bestandteile des H<sub>2</sub>-Transportnetzmodells und räumliche Auflösung der zugehörigen Ein- bzw. Ausspeisezeitreihen.

Bestandteil des Netzmodells	Auflösung (Energiesystemmodellierung)
Terminal	NUTS-0
Speicher	NUTS-0
Pipeline-Import aus MENA	NUTS-0
Sektorverbräuche	NUTS-3
Wasserstoffproduktion	NUTS-3

Da die Terminals und Untertagegasspeicher in den Netzmodellen standortscharf abgebildet wurden, mussten die in der Energiesystemmodellierung nur auf Länderebene (NUTS-0)<sup>19</sup> vorliegenden Zeitreihen auf die jeweiligen Standorte aufgeteilt werden. Für die Untertagegasspeicher erfolgte die Verteilung proportional zu den jeweiligen Speicherkapazitäten der verschiedenen Speicherprojekte. Bei den Terminals wurden die Zeitreihen mangels differenzierender Daten gleichmäßig auf die ver-

<sup>17</sup> QGIS ist eine frei verfügbare, quelloffene Geoinformationssystem-Software (Open Source GIS) zur Erfassung, Analyse und Visualisierung räumlicher Daten (<https://qgis.org/>).

<sup>18</sup> STANET<sup>®</sup> ist eine kommerziell verfügbare Simulationssoftware, die für hydraulische Netzsimulationen und von Energieversorgern sowie auch von Forschungsinstituten eingesetzt wird (<https://www.stafu.de/de/home.html>).

<sup>19</sup> NUTS (Nomenclature des unités territoriales statistiques) ist ein räumliches Klassifikationssystem der EU, um Regionen in Europa vergleichbar zu machen. Es teilt die Länder in mehrere Ebenen ein – von der Länderebene (NUTS-0) bis hin zur Ebene der Landkreise (NUTS-3).

schiedenen Standorte aufgeteilt.

Die Ein- und Ausspeisezeitreihen der Erzeuger bzw. Verbraucher wurden jeweils aggregiert auf NUTS-3-Ebene bereitgestellt. Für die Anbindung an das Transportnetz wurden die NUTS-3 Gebiete über die jeweils kürzeste Verbindung vom geometrischen Zentroid zum nächstgelegenen Transportnetzabschnitt angeschlossen. Die daraus resultierenden NUTS-3-Anbindungsleitungen repräsentieren die nachgelagerte Verteilerinfrastruktur, sind kein Bestandteil der eigentlichen Transportnetzmodellierung und wurden daher in der Analyse nicht näher betrachtet.

Für die Initialisierung des hydraulischen Netzmodells wurde ein initialer Betriebsdruck von 60 bar angesetzt. Dieser Wert orientiert sich an dem aktuell für das deutsche H<sub>2</sub>-Kernnetz diskutierten Anfangsdruck und wurde vereinfachend auf den gesamten EHB übertragen. Die Festlegung erfolgte auf Basis von Expertengesprächen.

### 3.4. Ergebnisse der hydraulischen Netzberechnungen

Zur Bewertung der Robustheit des EHB wurde für die drei betrachteten Stützjahre jeweils unterschiedliche Maximallastfälle analysiert und zentrale netzhdraulische Kenngrößen (Druck, Strömungsgeschwindigkeit, Durchfluss) untersucht. Die nachfolgenden Abbildungen 3.3 bis 3.5 zeigen die Ergebnisse einer stationären netzhdraulischen Berechnung für den Zeitpunkt der maximalen H<sub>2</sub>-Nachfrage, jeweils für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050<sup>20</sup>.

In den Abbildungen sind jeweils auf der linken Seite der für das jeweilige Stützjahr geplante Leitungsverlauf des EHB sowie die berücksichtigten Ein- und Ausspeisepunkte dargestellt. Letztere sind mit den von der Energiesystemmodellierung berechneten Ein- und Ausspeisezeitreihen hinterlegt. Ein- oder Ausspeisepunkte, für die im betrachteten Stützjahr keine Zeitreihe hinterlegt ist, werden für die hydraulische Netzberechnung nicht berücksichtigt und sind in der GIS-Darstellung entsprechend ausgeblendet.

Auf der rechten Seite der Abbildungen befindet sich jeweils das Ergebnis der hydraulischen Netzberechnung. Die Linienfarbe verdeutlicht den Druck innerhalb der Leitungen, die Linienstärke den Gasfluss. Die Farbskala wurde so gewählt, dass tendenziell kritische Netzzustände durch eine Rotfärbung hervorgehoben werden. Dunkelblaue Leitungen stellen einen unkritischen Druckbereich dar, hellere Blautöne zeigen Leitungen, die zu diesem Zeitpunkt eine hohe Wasserstoffabnahme durch angeschlossene Verbraucher aufweisen. In Gelb werden die für die Simulation erforderlichen Druckknoten dargestellt.

#### 3.4.1. European Hydrogen Backbone 2030

Im Jahr 2030 (s. Abbildung 3.3) ist das europäische Wasserstofftransportnetz noch sehr lückenhaft und beinhaltet viele Teilnetze. Aus den Ergebnissen der Energiesystemmodellierung folgt, dass Wasserstoff über zwei Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien sowie über drei H<sub>2</sub>-Terminals (Irland, Kroatien, Griechenland) nach Europa importiert wird. Zusätzlich stehen insgesamt 30 Untertagegasspeicher in 9 Ländern zur Verfügung.

Die netzhdraulische Berechnung für den Zeitpunkt der maximalen Wasserstoffnachfrage zeigt, dass keine kritischen Drücke erreicht werden. Die Versorgungsaufgabe kann durch den EHB 2030 gelöst werden. Die Gasversorgung erfolgt zu diesem Zeitpunkt insbesondere über die beiden Pipelineimportpunkte sowie Elektrolyseeinspeisungen in Skandinavien, Spanien und Portugal.

#### 3.4.2. European Hydrogen Backbone 2040

Im Jahr 2040 (s. Abbildung 3.4) liegt der European Hydrogen Backbone bereits als zusammenhängendes Flächennetz vor. Aus den Ergebnissen der Energiesystemmodellierung folgt, dass Wasserstoff in diesem Stützjahr ausschließlich aus der MENA-Region<sup>21</sup> über die beiden Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien nach Europa importiert wird. Es findet kein Wasserstoffbezug über H<sub>2</sub>-Terminals statt. Zusätzlich stehen insgesamt 45 Untertagegasspeicher in 12 Ländern zur Verfügung. Die netzhdraulische Berechnung für den Zeitpunkt der maximalen Wasserstoffnachfrage zeigt eine kritische Versorgungssituation aufgrund der Überlastung der beiden außereuropäischen Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien. Die Versorgungsaufgabe kann unter den von der Energiesystemmodellierung berechneten Bedingungen nicht vollständig erfüllt werden. Dies macht deutlich, dass für das betrachtete Szenario im Jahr 2040 ein verstärkter Netzausbau an den Pipelineimportpunkten in Spanien und Italien bzw. zusätzliche Redundanzen in der Infrastruktur erforderlich wären.

#### 3.4.3. European Hydrogen Backbone 2050

Für das Jahr 2050 (s. Abbildung 3.5) zeigen die Ergebnisse der Energiesystemmodellierung, dass neben dem Import über die Pipelineimportpunkte in Spanien und Italien auch ein H<sub>2</sub>-Import über 26 Terminalstandorte aufgeteilt auf 18 Länder stattfindet. Die Zahl der Untertagegasspeicher bleibt unverändert bei 45. Trotz der größeren Anzahl an H<sub>2</sub>-Importoptionen ist die Versorgungssituation im Jahr 2050 kritisch. Sowohl der spanische als auch der italienische Pipelineimportpunkt sind deutlich überlastet. Zusätzlich deuten hohe Drücke und Gasflüsse im spanischen, portugiesischen und italienischen H<sub>2</sub>-Transportnetz darauf hin, dass die importierten Gasmengen nicht nach Zentraleuropa abfließen können, sodass ein Ungleichgewicht zwischen Gasangebot und -abnahme entsteht. Die Wasserstoffüberschüsse aus den Regionen entlang der spanischen H<sub>2</sub>-Transportleitungen verschlimmern die Situation zusätzlich und führen zu kritischen Druckverhältnissen in den Leitungen.

Auf Grundlage der Szenarien und der Ergebnisse der hydraulischen Netzberechnung empfiehlt es sich, bereits heute ein leistungsstärkeres Transportnetz in den südlichen Regionen Europas zu planen, um künftigen Belastungen wirksam begegnen zu können. Alle anderen Regionen weisen unter diesen Annahmen keine Netzengpässe dieser Größenordnung auf. Um einseitige Versorgungsabhängigkeiten zu vermeiden, sollten gegebenenfalls weitere Importkorridore berücksichtigt werden. Zusätzliche Importwege könnten die stark beanspruchten Anbindungspunkte zur MENA-Region entlasten und die Versorgungssicherheit insgesamt erhöhen.

<sup>20</sup> Im Modell setzen wir für 2050 dieselbe Gasnetz-Topologie wie für 2040 an, da der European Hydrogen Backbone keine Angaben zu einer 2050er Topologie enthält.

<sup>21</sup> Die MENA-Region steht für „Middle East and North Africa“ (Naher Osten und Nordafrika). Sie umfasst typischerweise die Länder des arabischen Nahen Ostens sowie die nordafrikanischen Staaten.



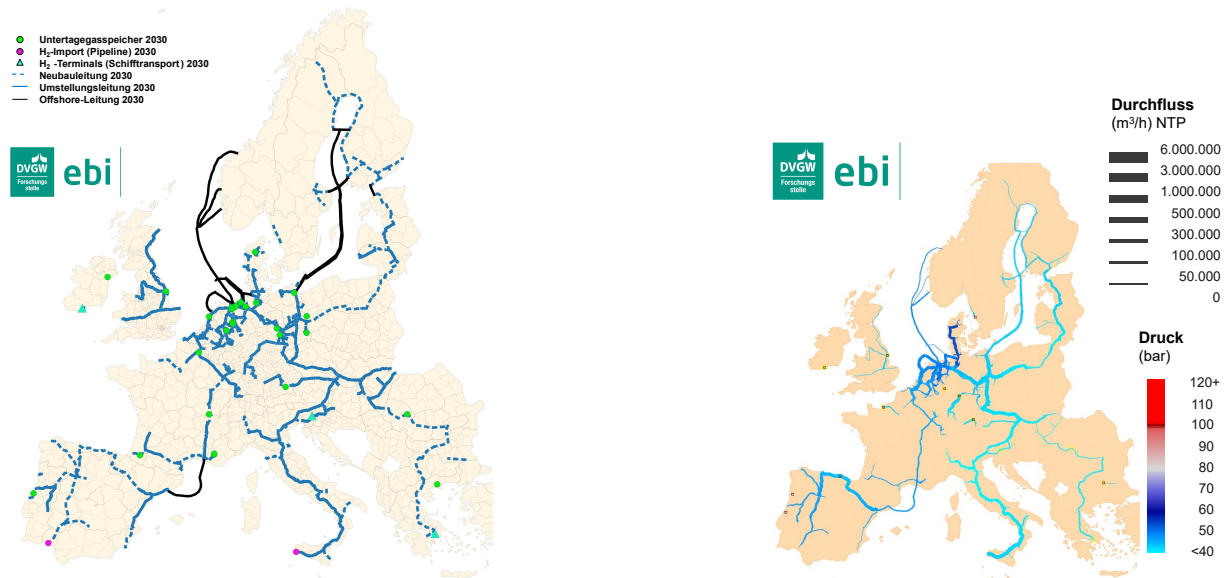


Abbildung 3.3. Ergebnisse der hydraulischen Berechnung des EHB und des deutschen Kernnetzes, Zieljahr 2030.

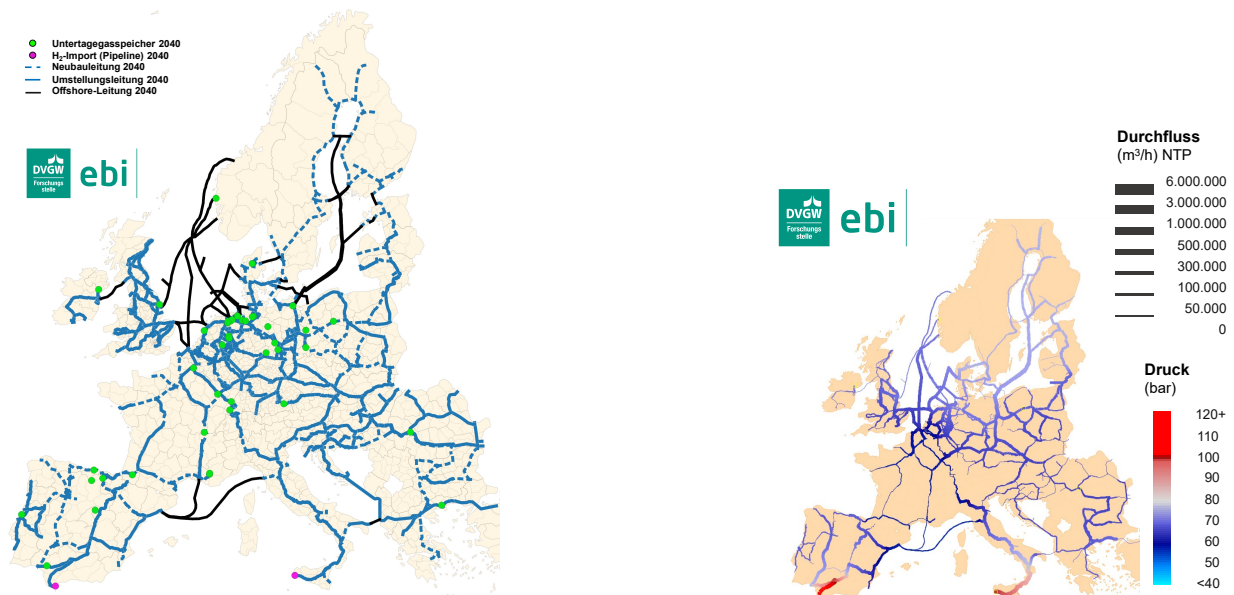


Abbildung 3.4. Ergebnisse der hydraulischen Berechnung des EHB und des deutschen Kernnetzes, Zieljahr 2040.

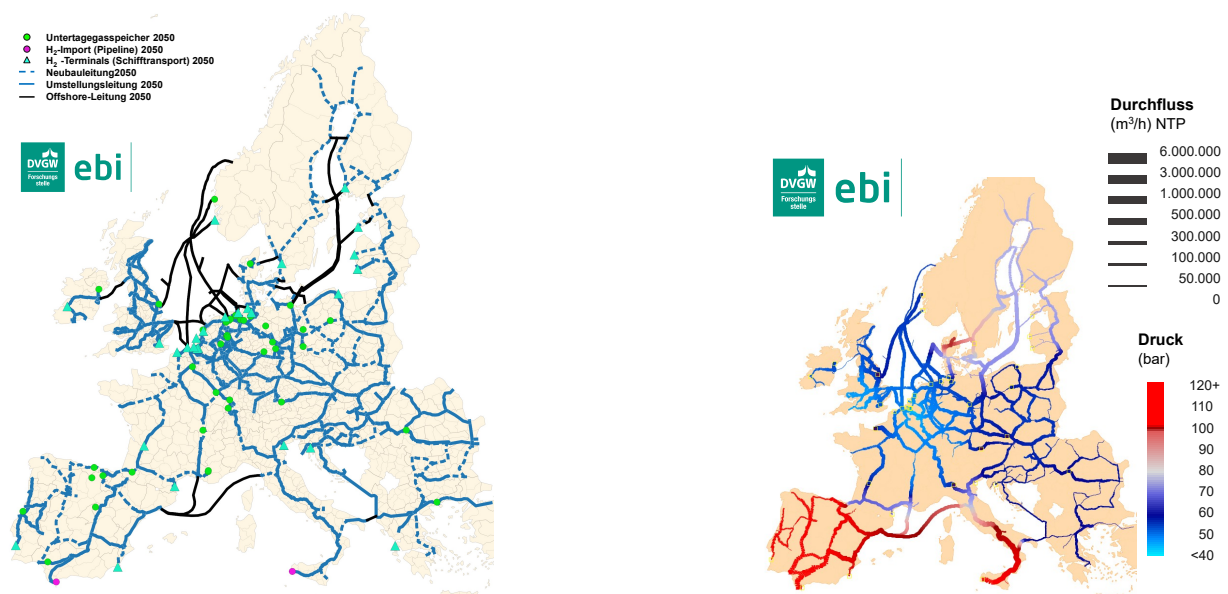


Abbildung 3.5. Ergebnisse der hydraulischen Berechnung des EHB 2040 und des deutschen Kernnetzes im Zieljahr 2050.

### 3.5. CO<sub>2</sub>-Infrastruktur

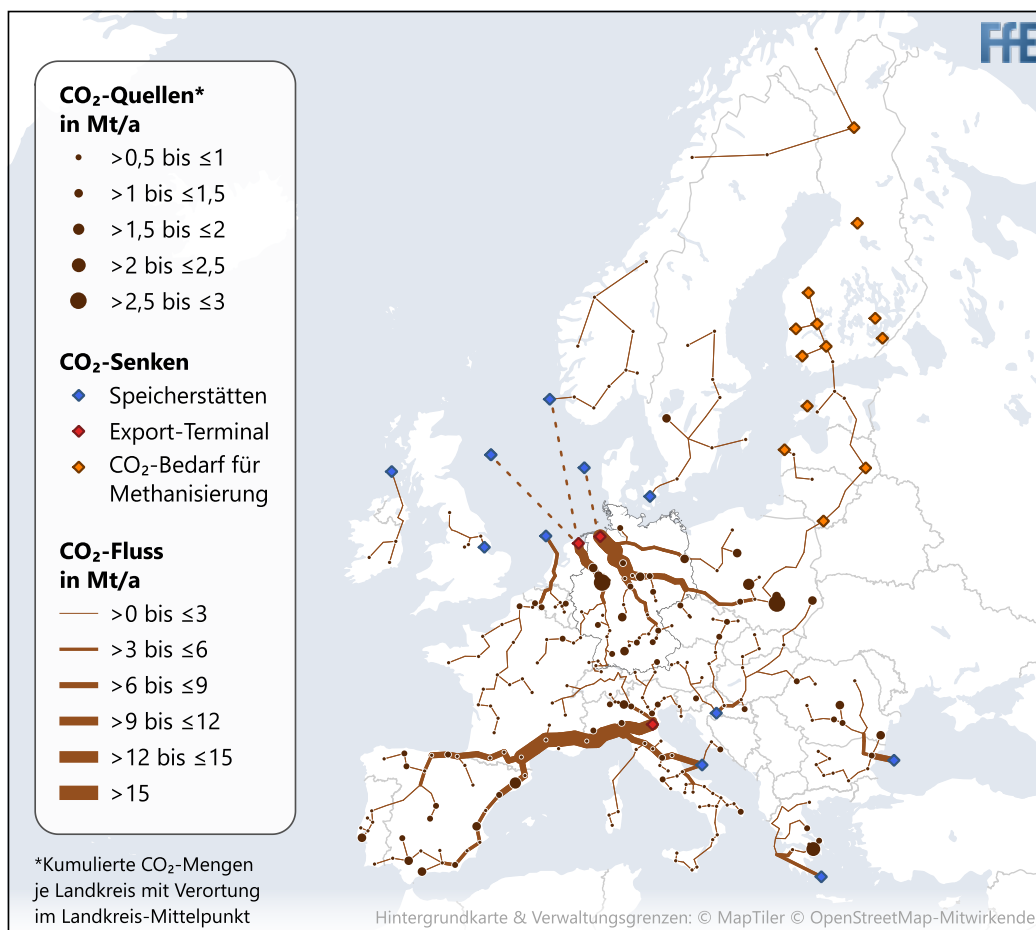
Manche Industriezweige produzieren aufgrund der genutzten Rohstoffe CO<sub>2</sub>-Emissionen. Dazu zählt etwa Kalkstein für die Herstellung von Zement. Aus diesem Grund haben die Zement- und Kalkindustrie sowie in geringem Maße die Glasindustrie, ihre Absicht bekundet, Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung (CCS) einzuführen. Für diese Industrien ist die Einführung und Nutzung von CCS unabdingbar für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb ihrer Anlagen und um Netto-Null-Emissionen erreichen zu können (siehe Dokument „Grundstoffindustrie im Wandel – Branchensteckbriefe“ Abschnitte zu Zement- und Glasindustrie). Auch andere Sektoren können für CCS in Betracht gezogen werden. Besonders Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung gelten häufig als schwer vermeidbar, sodass Optionen zur Abscheidung und Speicherung sinnvoll sein könnten [13]. Darüber hinaus wäre die Abscheidung biogener CO<sub>2</sub>-Emissionen, beispielsweise aus Biomassekraftwerken, um negative Emissionen zu erhalten, ein wichtiges Instrument zur Erreichung der Klimaziele.

Das zur Ermittlung der CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Europa verwendete Infrastrukturmodell Infracore berücksichtigt CO<sub>2</sub>-Quellen aus Zement- und Kalkwerken basierend auf der Abfrage von Industrieverbänden. Thermische Abfallbehandlung sowie andere große CO<sub>2</sub>-Emittenten werden in der Modellierung nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse können daher als minimaler Bedarf für eine Zielfranchise im Jahr 2050 auf der Grundlage unvermeidbarer industrieller CO<sub>2</sub>-Emissionen verstanden werden. Die EU verfolgt sehr ambitionierte Ziele bis zum Jahr 2030 50 Millionen Tonnen pro Jahr Speicherkapazität vorweisen zu können. Bis zum Jahr 2040 sollen es 280 Millionen Tonnen pro Jahr und im Jahr 2050 450 Millionen Tonnen pro Jahr sein. Um

diese Mengen anfallenden CO<sub>2</sub> zu den ausgewiesenen Speicherstätten transportieren zu können braucht es ein zuverlässiges Pipelinennetz [14].

CO<sub>2</sub> kann in Abhängigkeit von den Druck- und Temperaturbedingungen sowohl in der gasförmigen als auch in der flüssigen Phase durch Pipelines transportiert werden. Die gasförmige Phase hat eine niedrige Dichte und erfordert größere Pipeline-durchmesser, was zu höheren Kosten führen kann. Im Gegensatz dazu kann der Transport von CO<sub>2</sub> in der flüssigen Phase aufgrund seiner höheren Dichte eine größere Transportkapazität bei kleineren Rohrleitungsdurchmessern ermöglichen und wäre damit eine kostengünstigere Lösung für den Transport großer CO<sub>2</sub>-Mengen. Die Aufrechterhaltung der flüssigen Phase bei Umgebungstemperatur erfordert jedoch einen Druck von bis zu 150 bar innerhalb der Pipeline. Da die meisten bestehenden Erdgaspipelines nicht für solch hohe Drücke ausgelegt sind, müsste eine neue Infrastruktur speziell für CO<sub>2</sub>-Pipelines gebaut werden. Nach Aufrüstung verfügbarer Transportkapazitäten käme zukünftig für kleinere CO<sub>2</sub>-Mengen auch der Transport per Bahn oder Schiff in Frage. Das entwickelte Infrastrukturmodell Infracore konzentriert sich ausschließlich auf den Bedarf an einem Pipeline-Transportnetz auf Kreisebene und vernachlässigt alternative Transportmethoden für mögliche multimodale Hub-Konzepte.

Die im TransHyDE-Projekt Systemanalyse modellierten CO<sub>2</sub>-Pipelinebedarfe sind in Abbildung 3.6 dargestellt. Die Abbildung zeigt den Bedarf an einem ausgedehnten Transportnetz im Jahr 2050, das CO<sub>2</sub> beispielsweise über Exportterminals zu Speicherstätten transportiert. Mit zunehmender Menge des gesammelten CO<sub>2</sub> steigt auch die erforderliche Pipelinekapazität. Die zu den Exportterminals führenden Pipelines müssen eine Kapazität von mehr als 15 Millionen Tonnen pro Jahr aufweisen, was



**Abbildung 3.6.** Modellierungsergebnis für die jährliche Flussmenge von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> aus der Zement- und Kalkindustrie zu geplanten Exportterminals und Speicherstätten.

einem Pipelinedurchmesser von 800 mm entspricht, wenn das flüssige CO<sub>2</sub> bei Umgebungstemperatur transportiert werden soll.

CO<sub>2</sub> wird in Zukunft ein wertvoller Rohstoff für viele chemische Reaktionen zur Herstellung von Grundstoffen wie beispielsweise Methanol oder Ethylen sein. Klimafreundliche Substanzen, wie synthetisches Methan<sup>22</sup>, können unter Verwendung von CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub> eine wertvolle Ergänzung des zukünftigen Energieträgerportfolios sein [15]. Sollen Standorte für die Produktion von synthetischem Methan hauptsächlich mit CO<sub>2</sub> aus industriellen Punktquellen versorgt werden, benötigen diese einen Anschluss an das CO<sub>2</sub>-Pipelinennetz. Einige Produktionsstandorte könnten auch Direct Air Capture (DAC) zur Versorgung mit dem benötigten CO<sub>2</sub> einsetzen, was im Vergleich zur Abscheidung an industriellen Punktquellen zwar höhere Energiekosten verursacht, jedoch kein Pipelinennetz erfordert. Die Produktion von synthetischem Methan auf Landesebene ist ein Ergebnis der Energiesystemanalyse und wird demnach laut Optimierungsergebnis nur in Finnland, Estland, Lettland und Litauen verortet, die durch DAC mit CO<sub>2</sub> gespeist werden. Die höher aufgelöste Regionalisierung auf Landkreisebene wird gleichzeitig zum CO<sub>2</sub>- und H<sub>2</sub>-Pipelineverlauf im Infrastrukturmodell optimiert. Das bedeutet, dass Landkreise mit CCU als Senken für Wasserstoff und CO<sub>2</sub> in die Infrastrukturoptimierung einbezogen werden. Die Zentroide dieser Landkreise mit CCU für die Produktion von synthetischem Methan sind als orangefarbene Rauten dargestellt.

Das auf diese Weise optimierte CO<sub>2</sub>-Pipelinennetz hat eine Gesamtlänge von 37.000 km und ist somit fast doppelt so groß wie das Netz, das die EU gemäß ihrer Strategie für das industrielle Kohlenstoffmanagement bis 2040 anstrebt [16]. Ein Hauptgrund dafür könnte die geringere regionale Auflösung sein, die in der Modellierung der EU verwendet wird. Ein weiterer Grund könnte die in der Modellierung des Joint Research Centre angenommene größere Verfügbarkeit von Speicherstätten, insbesondere in Südeuropa sein, wodurch zusätzliche Pipelinekilometer vermieden werden könnten. Dies deutet darauf hin, dass eine genaue Erkundung geologischer Speichermöglichkeiten die Gesamtkosten der Infrastruktur senken könnte.

Da die dargestellten Ergebnisse des Infrastrukturmodells nur CO<sub>2</sub>-Quellen aus Zement- und Kalkwerken berücksichtigen, stellen die erforderlichen Transport- und Speicherkapazitäten nur eine minimale Schätzung des künftigen Infrastrukturbedarfs dar. Durch die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Abscheidung an anderen langfristig verfügbaren Punktquellen, wie etwa Müllverbrennungsanlagen und Biomassekraftwerken, könnte eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur auch größer dimensioniert werden.

---

<sup>22</sup> Synthetisches Methan: Künstlich erzeugtes Methan (CH<sub>4</sub>), das durch die Reaktion von Wasserstoff (aus Elektrolyse) mit Kohlendioxid entsteht; dient als erneuerbarer Ersatz für fossiles Erdgas.

# 4

## Schlussfolgerungen

Die Grundstoffindustrie bildet das Fundament der industriellen Wertschöpfungsketten und ist für zahlreiche Folgeindustrien essenziell, da sie unmittelbar von ihren Produkten abhängig sind. Sie ist zugleich eine der größten Energieverbraucher und THG-Emittenten. Ihre Transformation ist daher nicht nur entscheidend für das Erreichen nationaler und europäischer Klimaziele, sondern auch für die Resilienz und Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft.

Die Transformation wird unter anderem von der jeweiligen Wettbewerbssituation beeinflusst: Während Glas, Papier und Zement überwiegend regional konkurrieren, stehen Stahl und Chemie im globalen Wettbewerb. Diese Unterschiede müssen in der politischen Gestaltung berücksichtigt werden. Im Dokument „Grundstoffindustrie im Wandel – Branchensteckbriefe“ wird die derzeitige Situation der jeweiligen Branche sowie ihre möglichen Transformationsstrategien detailliert dargestellt.

Alle industriellen Branchen sind auf eine gesicherte Versorgung mit Energie und Rohstoffen angewiesen. Die Transformation von Prozessen und Anlagen der Grundstoffindustrie kann nur gelingen, wenn deren Betrieb gesichert ist. Viele Produktionsprozesse setzen hierbei einen 24-Stunden-Betrieb voraus. Daher ist eine leistungsfähige Transportinfrastruktur unerlässlich. Eine besondere Funktion bei der Überbrückung von Versorgungsengpässen könnte hierbei Speichern von Energie und Rohstoffen zukommen.

Unsere Analysen zeigen, dass die Erzeugungspotenziale für erneuerbare Energien und grünen Wasserstoff in Europa und Nordafrika hoch sind. Ergänzend können Importe über internationale Seetransporte eine flexible Versorgung sicherstellen. Die vorgestellten Energiesystemmodellierungen zukünftig benötigter Transportinfrastrukturen für  $H_2$  und  $CO_2$  wurden auf Basis von öffentlich verfügbaren Daten und Befragungen von

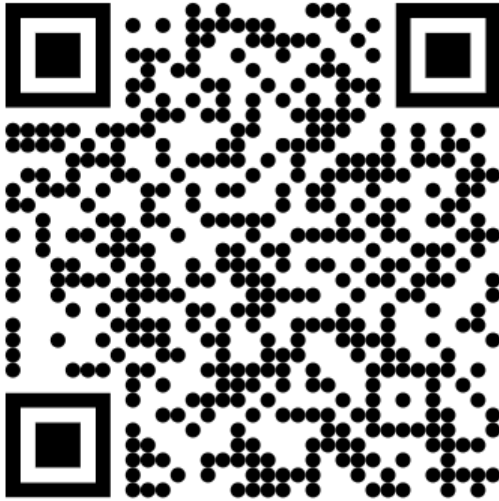
Branchenvertreter:innen der betrachteten Grundstoffindustrien durchgeführt. Das für das Jahr 2040 berechnete und hier vorgestellte  $H_2$ -Leitungsnetz zeigt eine relativ gute Übereinstimmung mit dem vorgeschlagenen Leitungsverlauf des EHB. Es erscheint generell in der Lage die Bedarfe der untersuchten Industrien decken zu können.

Die aktuellen Planungen der Fernleitungsnetzbetreiber für ein zukünftiges europäisches Wasserstoffnetz bergen Chancen, weisen aber nach unseren Analysen unter unseren getroffenen Annahmen auch Risiken auf. Lokal könnten Überdimensionierungen vorliegen, während an anderer Stelle Engpässe drohen. Eine präzise Anpassung der Netzausbaupläne an realistische Angebots- und Nachfrageszenarien ist daher entscheidend, um Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz zu gewährleisten. Die vorgestellten Ergebnisse aus den hydraulischen Simulationen für die gewählten Zieljahre 2030, 2040 und 2050 weisen wichtige Engpässe im Süden Europas aus und verdeutlichen den nötigen Ausbaubedarf des geplanten europäischen Wasserstoffnetzes.

Um Produktion, Verteilung und Nutzung Hand in Hand aufzubauen und umzustellen, müssten zeitnah wichtige Entscheidungen für den Aufbau der Versorgungsinfrastruktur getroffen sowie verbindliche Abnahme- und Lieferverträge geschlossen werden. Dafür müssen gezielt Märkte für klimaneutrale Produkte geschaffen werden. Für den erfolgreichen Aufbau zuverlässiger  $H_2$ - und  $CO_2$ -Transportinfrastrukturen braucht es für beide Gase einen funktionierenden Binnenmarkt in Europa. Gleichzeitig bräuchte es Raum für Pilotprojekte, die ohne übermäßige Regulierung Innovationen erproben und beschleunigen können. Auch geschlossene Kohlenstoffkreisläufe und klare rechtliche Rahmenbedingungen für unvermeidbare Emissionen, etwa in der Zementindustrie, sind dafür entscheidende Bausteine.

Infrastruktur stellt eine Grundvoraussetzung für wirtschaftli-

che Tätigkeit dar. Dies gilt insbesondere für die Grundstoffe, die am Anfang der Wertschöpfungsketten stehen. Die Transformation der Grundstoffindustrie ist damit nicht nur eine ökologische Notwendigkeit, sondern auch eine strategische Weichenstellung für die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland und Europas. Die Transformation des Energiesystems eröffnet Chancen weit über den Klimaschutz hinaus: Sie stärkt die Unabhängigkeit von fossilen Rohstoffen und erhöht die Diversifizierung bei Energieimporten, fördert technologische Innovationen und eröffnet Deutschland und der EU die Möglichkeit, als Vorreiter global Standards zu setzen. Ein solcher Innovationsvorsprung kann langfristig zu einem Wettbewerbsvorteil und einem Exportmarkt für Technologie und Know-how führen.



Das Begleitungsdocument „Grundstoffindustrie im Wandel – Steckbriefe“ ist hier oder über den obigen QR Code abrufbar.





# Literaturverzeichnis

- [1] "Final energy consumption in industry – detailed statistics," 2023. [Online]. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final\\_energy\\_consumption\\_in\\_industry\\_-\\_detailed\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Final_energy_consumption_in_industry_-_detailed_statistics)
- [2] P. C. Verpoort, F. Ueckerdt, and A.-K. Schenk, "Durch Import grüner Vorprodukte die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands stärken," Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), Potsdam, Tech. Rep., Dec. 2024. [Online]. URL: [https://www.kopernikus-projekte.de/lw\\_resource/datapool/systemfiles/cbox/5039/live/lw\\_datei/ariadne-kompakt\\_gruenewertschoepfungsketten\\_dezember2024.pdf](https://www.kopernikus-projekte.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/5039/live/lw_datei/ariadne-kompakt_gruenewertschoepfungsketten_dezember2024.pdf)
- [3] "Emissionen ausgewählter Treibhausgase in Deutschland nach Kategorien in Tsd. t Kohlendioxid-Äquivalenten," publisher: Umweltbundesamt. [Online]. URL: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/8\\_tab\\_thg-emi-kat\\_2025-05-26.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/8_tab_thg-emi-kat_2025-05-26.pdf)
- [4] "Emissionssituation 2024 im Europäischen Emissionshandel 1 Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen, Luft- und Seeverkehr in Deutschland," Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), Tech. Rep., Jul. 2025, ISSN: 3053-1128. [Online]. URL: <https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2024.pdf>
- [5] Bundesnetzagentur, "Wasserstoff-Kernnetz," Oct. 2024. [Online]. URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>
- [6] S. Kigle, N. Helmer, and T. Schmidt-Achert, "Fast Enough? The Consequences of Delayed Renewable Energy Expansion on European Hydrogen Import Needs," 2024. [Online]. URL: <https://www.ssrn.com/abstract=5012675>
- [7] FfE, "InfraInt – Infrastrukturausbau-Modell für Wasserstoff und CO<sub>2</sub>," Oct. 2025. [Online]. URL: <https://www.ffe.de/tools/infra-int-infrastrukturausbau-modell-fuer-wasserstoff-und-co2>
- [8] "Wasserstoff Infrastruktur Roadmap," Nov. 2025. [Online]. URL: <https://www.transhyde.de/start>
- [9] FNB-Gas, "Wasserstoff-Kernnetz," Oct. 2024. [Online]. URL: <https://fnb-gas.de/wasserstofftransport/wasserstoff-kernnetz/>
- [10] I. A. of Oil & Gas Producers, "Map of CO<sub>2</sub> storage Projects in Europe," Oct. 2023. [Online]. URL: <https://iogpeurope.org/resource/map-of-eu-ccus-projects/>
- [11] "The European Hydrogen Backbone (EHB) initiative," 2025. [Online]. URL: <https://ehb.eu/>
- [12] ENTSG, EUROGAS, GIE, GEODE, GD4S, and CEDEC, "Hydrogen Infrastructure Map." [Online]. URL: <https://www.h2inframap.eu/>
- [13] B. für Wirtschaft und Klimaschutz, "Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie," Feb. 2024. [Online]. URL: <http://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>
- [14] Joint Research Centre, "CO<sub>2</sub> transport infrastructure: key to achieving climate neutrality by 2050," Feb. 2024. [Online]. URL: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/co2-transport-infrastructure-key-achieving-climate-neutrality-2050-2024-02-06\\_en?prefLang=de](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/jrc-news-and-updates/co2-transport-infrastructure-key-achieving-climate-neutrality-2050-2024-02-06_en?prefLang=de)

- [15] R. Geres, A. Kohn, S. C. Lenz, F. Ausfelder, A. Bazzanella, and A. Möller, *Roadmap Chemie 2050: auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland: eine Studie von DECHEMA und FutureCamp für den VCI*. Frankfurt am Main: DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, 2019.
- [16] "Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions," Feb. 2024. [Online]. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52024DC0062>