

Energie, Klima, Umwelt | Klima

Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern

vbw

Studie

Stand: November 2024

Eine vbw Studie, erstellt von der FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft mbH

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Bayerische Carbon Management Strategie entwickeln

Ohne die breite Anwendung von CCU/S- Maßnahmen (Carbon Capture, Utilisation and Storage) durch Abscheidung, anschließender -Nutzung und -Speicherung von CO₂ kann ein Industrieland wie Bayern seine Klimaziele nicht erreichen.

Selbst bei vollständiger Umstellung auf eine CO₂-neutrale Energieversorgung wird es, wie z. B. in der Zement- und Kalkindustrie, prozessbedingte CO₂-Emissionen geben, die auch zukünftig nicht vermieden werden können. Wir wollen diese Industrien am Standort halten und müssen dementsprechend Möglichkeiten der Speicherung und Weiterverwendung schaffen. Zusätzlich ist eine Transportinfrastruktur erforderlich.

Mit der vorliegenden Studie analysieren wir den konkreten Handlungsbedarf und zeigen auf, was zu tun ist, um im Freistaat Bayern eine Defossilisierung ohne Deindustrialisierung zu erreichen. Dazu gehören neben einer adäquaten Infrastrukturplanung auch die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Schaffung geeigneter finanzieller Anreize für die Abscheidung, Weiterverwendung und Speicherung von Kohlenstoff. Vieles davon muss auf Bundes- oder EU-Ebene gelöst werden.

Gleichzeitig sollten die Ergebnisse als Grundstein für die schnelle Entwicklung einer bayerischen Carbon-Management-Strategie genutzt werden. Wichtige Elemente sind das entschlossene Eintreten für eine rechtzeitige Netzanbindung und die Schaffung der Voraussetzungen für eine Zwischenspeicherung im Freistaat. Damit erhalten die Akteure Planungssicherheit und der Standort Bayern bleibt weiterhin attraktiv für Investoren und Unternehmen.

Bertram Brossardt
18. November 2024

Inhalt

Management Summary	1	
1	Einleitung	3
2	Technologische Betrachtung der Wertschöpfungsschritte	7
2.1	CO ₂ -Abscheidung	7
2.2	CO ₂ -Transport	9
2.3	CO ₂ -Nutzung	11
2.4	CO ₂ -Speicher	12
3	Methodik zur Analyse des Infrastrukturbedarfs	15
3.1	Standortscharfe Bestimmung des CO ₂ -Angebots	16
3.1.1	Industrie	16
3.1.2	Energiewirtschaft	21
3.2	Standortscharfe Bestimmung der potenziellen CO ₂ -Nachfrage und Speicher	25
3.3	Szenario-Definition	26
3.3.1	Speicher-Szenario mit Fokus auf CCS	27
3.3.2	Kreislauf-Szenario mit Fokus auf CCU	28
3.3.3	Hochlauf-Szenario basierend auf Befragung von Akteuren	28
3.4	Konzeption CO ₂ -Infrastruktur	29
3.5	Bestimmung der Transitbedarfe durch Bayern	31
4	Infrastrukturbedarf in Bayern bis 2040	32
4.1	Speicher-Szenario	32
4.2	Kreislauf-Szenario	37
4.3	Hochlauf-Szenario	40
4.3.1	Erwarteter Hochlauf von CO ₂ -Abscheidungen in Bayern	40
4.3.2	Erwarteter Hochlauf von CO ₂ -Nutzung in Bayern	41
4.3.3	Erwarteter Hochlauf einer CO ₂ -Infrastruktur in Bayern	44
5	Kostenanalyse	49
6	Rahmenbedingungen	51

6.1	Politische Rahmenbedingungen	51
6.1.1	Deutschland	51
6.1.2	Österreich	58
6.1.3	Europa	58
6.2	Aktuelle Projekte	59
6.3	Treiber und Hemmnisse aus Akteursperspektive	60
7	Ausblick und Fazit	63
7.1	Zusammenfassung und Einordnung der Projektergebnisse	63
7.2	Abgeleitete Handlungsempfehlungen	65
	Literaturverzeichnis	67
	Abbildungsverzeichnis	71
	Tabellenverzeichnis	73
	Ansprechpartner/Impressum	74

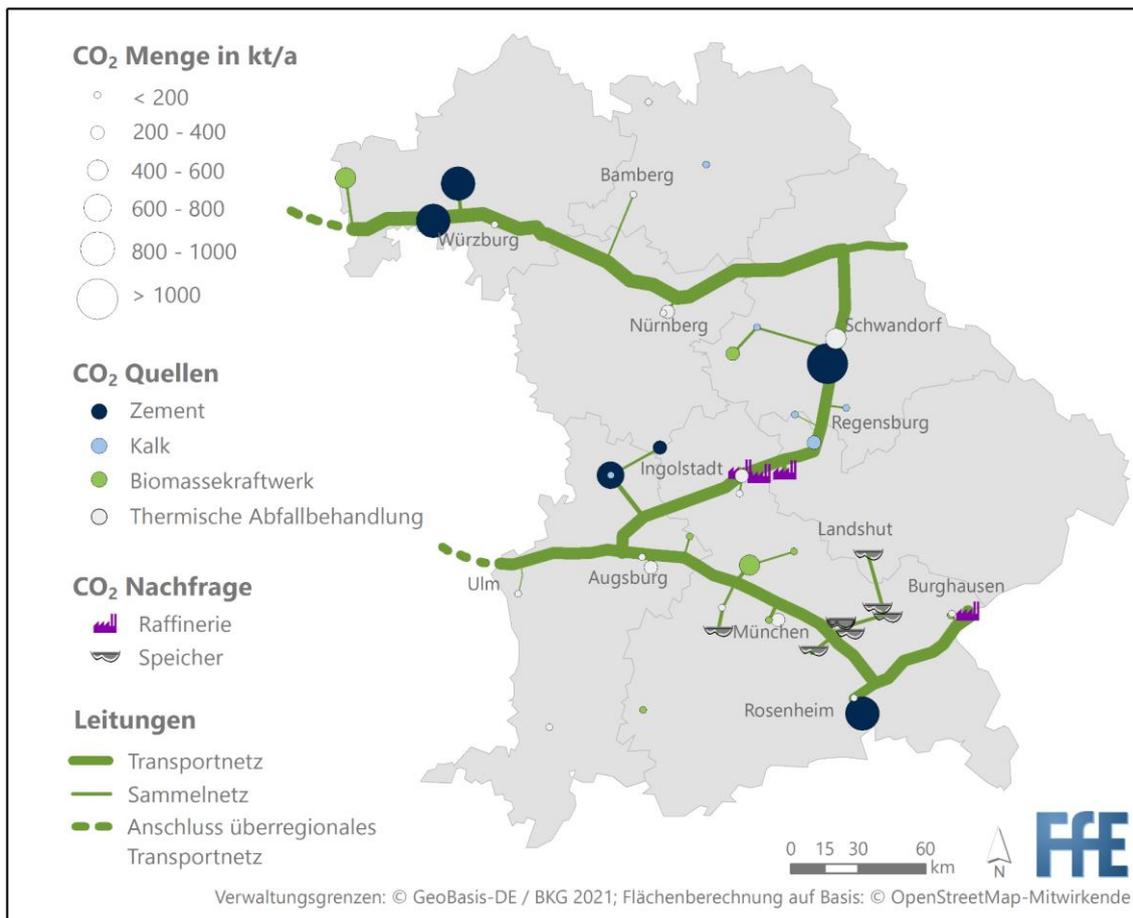
Management Summary

Ein klimaneutrales Bayern benötigt den Aufbau eines bayerischen CO₂-Kernnetzes bis zur Anbindung an ein deutschlandweites Transportnetz.

Die bayerischen Klimaziele erfordern die CO₂-Abscheidung von unvermeidbaren Emissionen. Weder ausschließliche vor Ort Speicherung noch direkte Nutzung sind praktikable Lösungen, daher ist der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur für den Transport notwendig.

Diese Studie analysiert den CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern und schlägt das folgende Zielbild für das Jahr 2040 vor.

Zielbild einer CO₂-Infrastruktur in Bayern



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2040 ist die zügige Umsetzung einer ganzheitlichen Carbon-Management-Strategie notwendig. Dafür leiten sich aus den Ergebnissen der Studie die folgenden fünf wissenschaftlich fundierten Handlungsempfehlungen ab:

1

CO₂-Verminderung vor -Abscheidung

Der Einsatz von CO₂-Abscheidung sollte so gering wie möglich gehalten werden und stellt keinen Ersatz für sonstige tiefgreifende Treibhausgasverminderungsmaßnahmen dar.

2

Tempo beim EE-Ausbau

Die Umstellung auf erneuerbare Energien ist Grundlage aller Transformationsstrategien. Die CO₂-Abscheidung und ggf. -Nutzung erhöht den Strombedarf zusätzlich um bis zu 30 TWh/a, sodass der Ausbau von erneuerbaren Energien weiterhin mit höchstem Tempo vorangetrieben werden muss.

3

Initiative: „Bayerisches CO₂-Kernnetz“

Das bayerische Zielnetz 2040 ist allen betrachteten Szenarien ähnlich ausgeprägt und steht als robustes Zielbild fest. Ein Bekenntnis dazu – verbunden mit einem verbindlichen, zügigen Ausbauplan – sorgt für Planungssicherheit. Für ausgewählte Bereiche ist die CO₂-Abscheidung unverzichtbar und eine CO₂-Infrastruktur damit zwingend erforderlich. Eine zeitnahe Umsetzung durch regionale Umsetzungscluster sowie die Prüfung von Onshore-Speicheroptionen durch Nutzung der Opt-In Klausel können den Hochlauf entscheidend voranbringen.

4

Integrierte Infrastrukturplanung: Gemeinsam an einem Strang ziehen

Eine ganzheitliche Infrastrukturplanung über Grenzen hinweg ist nötig, um Transitmengen abschätzen und Leitungskapazitäten bereits jetzt auf langfristige Nutzung auslegen zu können. Eine integrierte Planung von Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Leitungen führt zu Kosteneinsparung und stellt die Verfügbarkeit von Strom und Wasserstoff für CCU-Anwendungen sicher.

5

CC-Ready: Investitionen zukunftssicher planen

Unter Berücksichtigung des verbleibenden knappen Zeitfensters müssen sowohl die notwendigen CO₂-Abscheidetechnologien einsatzbereit sein als auch Transport- und Speicheroptionen in ausreichender Kapazität zur Verfügung stehen. Dazu ist auf der einen Seite eine aktualisierte, vertiefende Potenzialabschätzung bayerischer Speicherkapazitäten notwendig. Auf der anderen Seite müssen bereits jetzt alle zukünftigen Investitionen der Industrie und Energiewirtschaft die Voraussetzungen für CO₂-Abscheidung schaffen, indem sie entweder die Nachrüstbarkeit sicherstellen oder auf die bereits marktreifen Technologien setzen. Für den CO₂-Transportes bedarf es einer verbindlichen finanziellen Regelung zwischen Industrie, Infrastrukturbetreibern und Anbietern alternativer Transportmodalitäten.

1 Einleitung

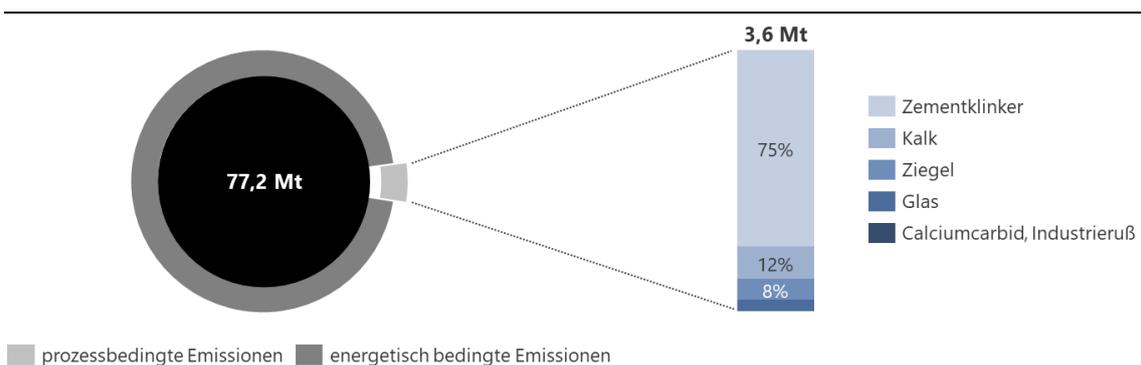
Ziel der Studie ist die Analyse des bayerischen CO₂-Infrastrukturbedarfs als wichtiger Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040.

„Spätestens bis zum Jahr 2040 soll Bayern klimaneutral sein.“ (Art. 2 (2), BayKlimaG). [1] Bayern übertrifft mit diesem Ziel sowohl die Vorgabe der Netto-Treibhausgasneutralität im Jahr 2045 auf Bundesebene [2] als auch das EU-Ziel im Jahr 2050 [3]. Die umfassende Reduzierung von Treibhausgasemissionen innerhalb der nächsten 15 Jahre erfordert massive Anstrengungen und eine sofortige Beschleunigung der Transformation in allen Sektoren, wie die Studie „Bayernplan Energie 2040“ [4] zeigt.

Energiebedingte Emissionen machen über 95 Prozent der gesamten jährlichen bayerischen CO₂-Emissionen aus (siehe Abbildung 1). Für diese energiebedingten Emissionen aus den Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude und Energiewirtschaft gilt besonders stark der Grundsatz: *Verminderung vor Abscheidung*. Durch beispielsweise Energieeffizienzmaßnahmen und Energieträgerwechsel lassen sich diese Emissionen deutlich reduzieren und sind grundsätzlich vollständig verminderbar. Wissenschaftliche Studien wie [5] zeigen, dass die THG-Reduktion mit weniger Aufwand und geringeren Kosten verbunden ist als die CO₂-Abscheidung. Auch politisch haben vorgelagerte Minderungsmaßnahmen Priorität [6] [53].

Abbildung 1

Status Quo (2019) der bayerischen CO₂-Emissionen



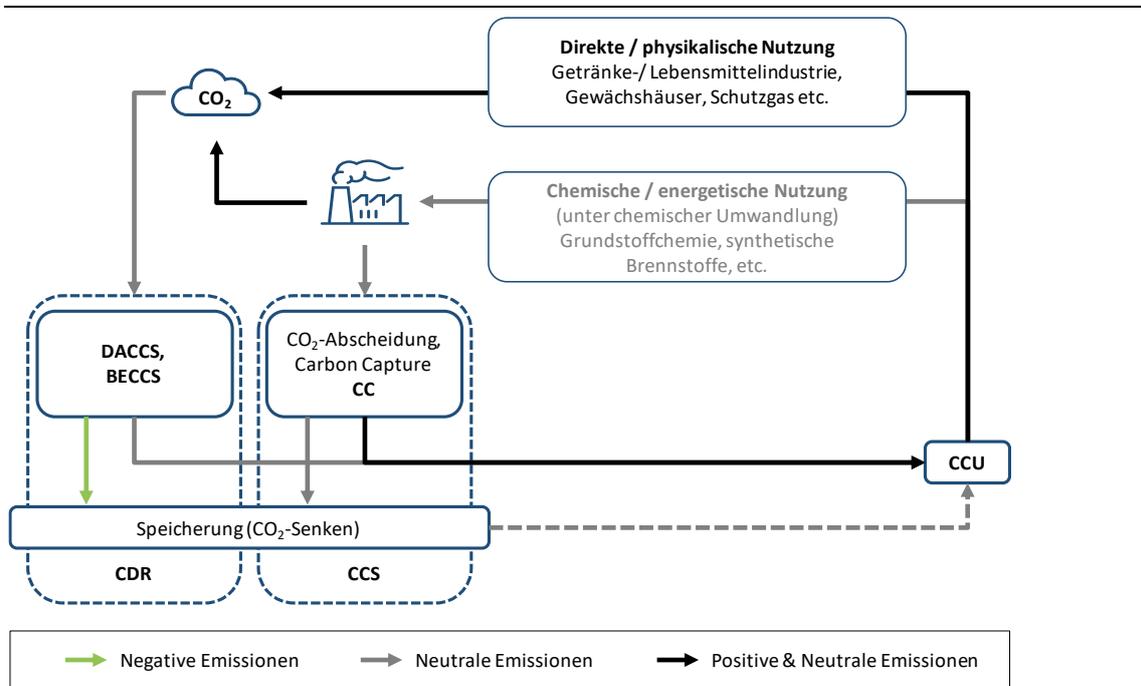
Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024. Werte aus [54], [55], [7].

Eine Herausforderung stellen die verbleibenden **prozessbedingten Emissionen** der Industrie dar, welche knapp fünf Prozent der aktuellen bayerischen CO₂-Emissionen ausmachen. Sie resultieren aus den eingesetzten Rohstoffen und fallen damit auch bei vollständig klimaneutraler Energieversorgung an. Mit einem Anteil von 75 Prozent stammt die größte Menge der prozessbedingten Emissionen aus der Zementindustrie. Diese schwer vermeidbaren Emissionen erfordern eine CO₂-Abscheidung. Da in der Regel weder Speicherung noch Nut-

zung vor Ort praktikable Lösungen sind, ist der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur für den Abtransport notwendig. Die Konzeption einer solchen Infrastruktur ist Anlass dieser Studie. Sie baut dabei auf den Rahmenbedingungen der bayerischen Systemstudie „Bayernplan Energie 2040“ [4] zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele in Bayern bis 2040 auf.

Neben der Frage nach einer CO₂-Infrastruktur betrachtet diese Studie auch die anschließenden Verwertungsoptionen. Entscheidend ist, dass das abgeschiedene CO₂ auch langfristig nicht in die Atmosphäre entweicht. Die zwei grundsätzlichen Möglichkeiten dafür sind, wie in Abbildung 2 gezeigt, die langfristige Speicherung oder die Nutzung innerhalb eines geschlossenen CO₂-Kreislaufes. Insbesondere [8] und [56] beschreiben die Notwendigkeit der Schließung von Kohlenstoffkreisläufen und Nutzung neuer Kreislaufoptionen.

Abbildung 2
Schematische Darstellung des CO₂-Kreislaufs



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

Die zukünftige Nutzung kohlenstoffbasierter Roh- und Brennstoffe basiert damit auf drei Grundlagen:

- Vorrang hat die grundsätzliche **Verminderung** von CO₂-Emissionen.
- Dort, wo keine vollständige Verminderung möglich ist, wird das CO₂ durch Abscheidung abgetrennt und in CO₂-Senken **gespeichert**. Die Abkürzung CCS (Carbon Capture and Storage) bezeichnet diese CO₂-Abscheidung mit anschließender Speicherung. Die CO₂-Abscheidung ist prinzipiell an allen Punktquellen denkbar, jedoch bevorzugt an Abgasströmen mit hohen CO₂-Konzentrationen, da dies den energetischen und technischen

Einleitung

Aufwand deutlich senkt. Bei der anschließenden unterirdischen Speicherung ist sicherzustellen, dass langfristig kein CO₂ entweicht.

- Neben der Speicherung kann abgeschiedenes CO₂ zukünftig auch als Grundstoff, beispielsweise in der Chemieindustrie, dienen, um bisherige fossile, kohlenstoffbasierte Rohstoffe zu ersetzen. Diese CO₂-Abscheidung mit anschließender **Nutzung** (Carbon Capture and Utilization, CCU) ist durch die finale Produktverwertung limitiert. Nur eine Nutzung im Sinne eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufs vermeidet eine weitere, langfristige CO₂-Anreicherung in der Atmosphäre. Prinzipiell unterscheidet sich die Nutzung in die direkte, physikalische Nutzung des CO₂-Moleküls sowie die Nutzung mit chemischer Umwandlung. Die direkte Nutzung von CO₂ findet bereits heute, beispielsweise in der Getränkeindustrie für kohlenstoffhaltige Getränke, in Gewächshäusern zur Beschleunigung des Pflanzenwachstums oder in Feuerlöschern, statt. Bei der Nutzung mit chemischer Umwandlung dient das CO₂ als Rohstoff zur Herstellung neuer synthetischer Grundstoffe, beispielsweise für Kunststoffe, oder synthetischer Brennstoffe. Zu beachten ist jedoch, dass sowohl Brennstoffe als auch der Großteil der Kunststoffabfälle an ihrem Lebensende verbrannt werden und dabei das zuvor gebundene CO₂ wieder freisetzen. Eine erneute CO₂-Abscheidung bei der Verbrennung und Rückführung in den Kreislauf ist damit notwendig.

Wie beschrieben, vermeiden geschlossene Kohlenstoffkreisläufe die Anreicherung von weiterem CO₂ in der Atmosphäre. Die zusätzliche Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre, Carbon Dioxide Removal (CDR), kann bei anschließender Speicherung zu negativen Emissionen führen. Neben natürlichen Methoden (z.B. Aufforstung, Wiedervernässung der Moore) ist die technische CO₂-Entnahme grundsätzlich auf zwei Wegen möglich:

- Bei Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS), der CO₂-Abscheidung und Speicherung aus biogenen Quellen, wird die CO₂-Aufnahme von Biomasse während der Wachstumsphase genutzt. Wird diese dann zur Energiegewinnung verbrannt, das entstehende CO₂ abgeschieden und gespeichert, führt das zu negativen Emissionen.
- Zusätzlich kann die aktuell in Pilotprojekten getestete Direct Air Capture (DAC) -Technologie technisch CO₂ aus der Umgebungsluft abtrennen. DAC-Verfahren werden in dieser Studie nicht betrachtet.

Neben der Nutzung und Speicherung im Inland (Onshore) ist auch der Export als Option in Betracht zu ziehen. Insbesondere die Nordsee (Offshore) birgt nach aktuellen Einschätzungen großes Speicherpotenzial [9] [10]. So bietet sich beispielsweise Norwegen als Abnehmer von CO₂ zur Speicherung an [57]. Exportaktivitäten erfordern jedoch die Etablierung eines Herkunftsnachweis- bzw. Verwendungsregisters und eines stichhaltigen Monitorings, um Leckagen und Fehlbilanzierungen zu vermeiden. Zusätzliche Transitmengen müssen in der Infrastrukturauslegung mitgedacht werden.

Der Begriff *Carbon Management* fasst die Betrachtungen ganzheitlich zusammen. Diese Studie legt den Fokus auf die notwendige CO₂-Infrastruktur in Bayern. Tabelle 1-1 enthält als Grundlage für ein gemeinsames Verständnis einen Überblick der relevantesten Abkürzungen und Definitionen. Für detaillierte Begriffsdefinitionen siehe [11] und [12].

Tabelle 1-1

Definitionen der wichtigsten Begriffe im Themenfeld *Carbon Management* in Anlehnung an [11]

Abkürzung	Begriff	Definition
CDR	Carbon Dioxide Removal	Oberbegriff für die dauerhafte CO ₂ -Entnahme aus der Atmosphäre
CC	Carbon Capture	CO ₂ -Abscheidung
CCU	Carbon Capture & Utilization	CO ₂ -Abscheidung und anschließende stoffliche Nutzung des CO ₂
CCS	Carbon Capture & Storage	CO ₂ -Abscheidung und dauerhafte Speicherung des CO ₂
CCUS	Carbon Capture and/or Storage	Oberbegriff für CO ₂ -Abscheidung mit anschließender Speicherung und/oder Nutzung
DAC	Direct Air Capture	Technische CO ₂ -Abscheidung direkt aus der Luft
(DACCS)	(Direct Air Carbon Capture & Storage)	(und anschließende Speicherung)
BECCS	Bio-Energy Carbon Capture & Storage	CO ₂ -Abscheidung & Speicherung aus biogenen Quellen

Weitere Treibhausgase und Klimaneutralität

Für eine vollständige Klimaneutralität müssen neben den Kohlendioxid- (CO₂) auch weitere Treibhausgasemissionen sinken. Das Kyoto-Protokoll benennt insbesondere Methan (CH₄), Lachgas (N₂O) und fluorierte Treibhausgase (F-Gase) – alle mit höheren THG-Potenzialen als Kohlendioxid. Diese Gase entstehen beispielsweise in der Landwirtschaft, bei chemischen Prozessen oder entweichen bei Kühlmittelleckagen. [13]

Die vorliegende Studie ist jedoch auf den Bedarf einer CO₂-Infrastruktur fokussiert und betrachtet dementsprechend nur das Treibhausgas CO₂. Systemstudien wie der „Bayernplan Energie 2040“ [4] hingegen betrachten die ganzheitliche Klimaneutralität unter Berücksichtigung aller relevanter Treibhausgase.

2 Technologische Betrachtung der Wertschöpfungsschritte

Der Neubau von Leitungen für den CO₂-Transport in dichter flüssiger Phase ist stand heute die technisch und wirtschaftlich sinnvollste Option

Die möglichen Verfahren zur CO₂-Abscheidung unterscheiden sich in ihren Funktionsprinzipien und Charakteristiken. Abschnitt 2.1 gibt daher eine Übersicht über die in Betracht gezogenen Verfahren und ihre Marktreife. Für den weiteren Transport von CO₂ zu Senken sind der Transport in Leitungen sowie der Trailertransport per Lkw, Zug oder Schiff mögliche Optionen. Abschnitt 2.2 charakterisiert diese Transportmöglichkeiten. Als mögliche Senken kommt einerseits die Nutzung von CO₂, beschrieben in Abschnitt 2.3, als auch die geologische Speicherung in Frage, welche in Abschnitt 2.4 genauer beschrieben ist.

2.1 CO₂-Abscheidung

Die CO₂-Abscheidung an Punktquellen ist grundsätzlich über drei Funktionsprinzipien möglich, aus welchen sich wiederum diverse Verfahren ableiten. Abbildung 3 zeigt diese drei prinzipiellen Funktionsweisen *Pre-Combustion*, *Post-Combustion* und *Oxyfuel-Combustion* mit ihrem respektiven Technologiereifegrad (TRL).

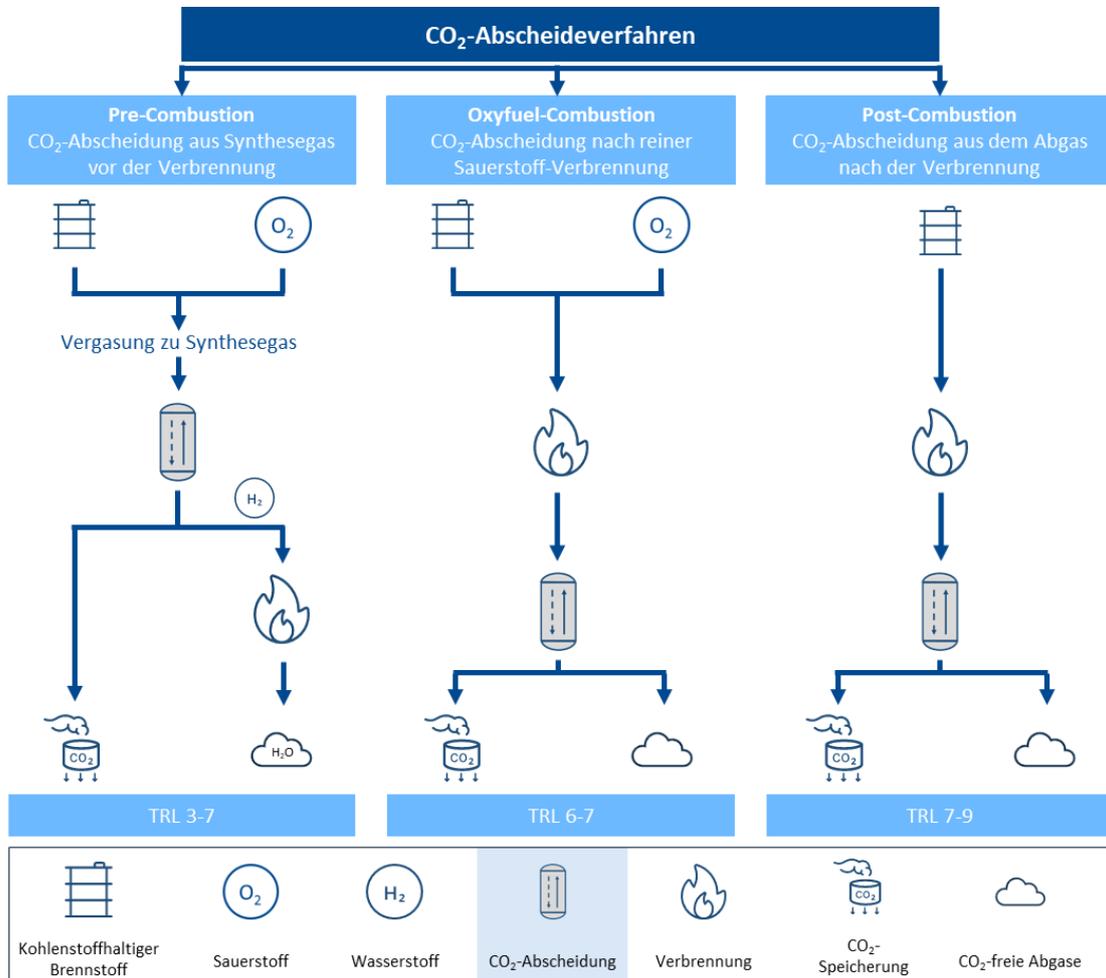
Ziel aller Verfahren ist die möglichst vollständige Abtrennung des CO₂ als hochkonzentrierter, nahezu reiner Stoffstrom. Technisch ausschlaggebend für eine effektive Abscheidung sind die erzielte Abscheiderate und erhaltene CO₂-Reinheit.

Pre-Combustion-Verfahren basieren auf der Vergasung des Brennstoffes und Abscheidung der kohlenstoffhaltigen Bestandteile vor der Verbrennung, sodass während der Verbrennung selbst kein CO₂ entsteht. Da bei der Kalk- und Zementklinkerproduktion jedoch CO₂ auch aus den eingesetzten Rohstoffen entsteht, ist die Kohlenstoffabtrennung vor dem Brennprozess hier nicht ausreichend, um die Emissionen vollständig zu vermindern.

Bei **Oxyfuel-Verfahren** findet die Verbrennung unter Sauerstoff- anstatt Luft-Atmosphäre statt, sodass im Idealfall der Abgasstrom aus hochkonzentriertem CO₂ besteht.

Post-Combustion bezeichnet die Abtrennung des CO₂ aus dem entstandenen Rauchgas nach der Verbrennung. Eine Kombination aus abgeschwächter Oxyfuel-Verbrennung und nachgelagerter Post-Combustion-Abtrennung ist ebenso möglich.

Abbildung 3
Funktionsprinzipien der möglichen CO₂-Abscheideverfahren



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Am weitesten fortgeschritten in ihrer Entwicklung sind Oxyfuel- und Post-Combustion-Verfahren. Bei der Gruppe der Post-Combustion-Verfahren hat dabei die Aminwäsche die höchste Marktreife. Bei dieser Technologie absorbiert eine Aminlösung das CO₂ aus den Rauchgasen und entlässt das gereinigte Verbrennungsabgas an die Umgebung. Bei hohen Temperaturen, die den Großteil des thermischen Energieaufwandes verursachen, und niedrigen Drücken wird die Aminlösung regeneriert und setzt dabei das CO₂ als konzentrierten Gastrom frei (Desorption).

Typische Abscheideraten bewegen sich im Bereich von ca. 95 Prozent. Höhere Abscheideraten und/oder höhere CO₂-Reinheiten führen zu überproportional steigendem Energieaufwand und damit höheren Kosten. Damit liegt die Abscheidung von 95 Prozent in der Größenordnung eines plausiblen technisch-wirtschaftlichen Optimums.

Die Abfrage der Akteure gibt aufgrund des verbleibenden Zeithorizontes und des derzeitigen Entwicklungsstandes der verschiedenen Verfahren einen Trend zur Nutzung der Aminwäsche als Abscheidetechnologie an, sodass die weiteren Berechnungen in dieser Studie auf den Kennwerten dieser Technologie basieren.

2.2 CO₂-Transport

Der gegenwärtige Bedarf von CO₂ wird vorrangig durch **Lkw-Trailer** gedeckt. Insbesondere in der Lebensmittelindustrie gelten hohe Anforderungen an Reinheit und Rückverfolgbarkeit [14], sodass hier der Transport in Gasflaschen und Flüssigtanks per Lkw auch weiterhin die beste Option darstellt. Ein einzelner Lkw-Trailer fasst dabei bis zu 25 t CO₂ [15].

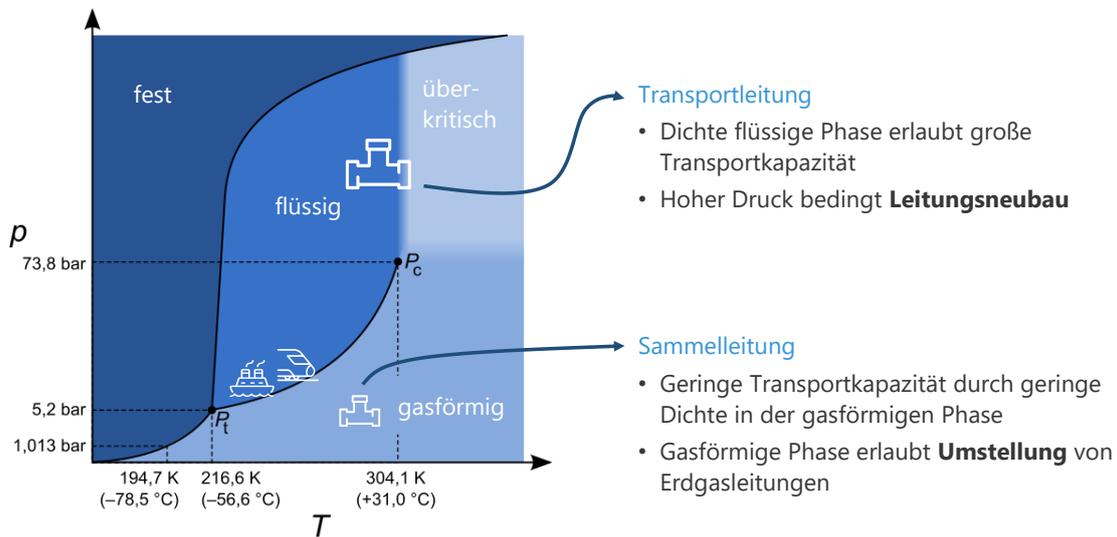
Eine höhere Transportkapazität kann durch den Transport mit Güterzügen erreicht werden. Der Wagon eines **Güterzuges** hat ein Fassungsvermögen von ca. 56 t CO₂, sodass durch den Einsatz eines Güterzuges Transportkapazitäten von bis zu 250 kt CO₂ pro Jahr über weite Transportwege möglich sind [16].

Angesichts der großen Mengen an CO₂, die in Zukunft anfallen werden, ist der Transport von CO₂ per Lkw und Bahn keine skalierbare Option. Jedoch können diese Transportmodalitäten für kleinere Punkt-zu-Punkt-Lösungen, sowie für den Hochlauf einer CO₂-Infrastruktur eine bedeutende Rolle spielen [17], wie in Abschnitt 3.3.3 ausgeführt wird.

Der Transport **per Schiff** spielt vor allem in Küstengebieten mit Offshore-Speichern eine Rolle. Sie sind auf den Transport von CO₂ in flüssiger Phase ausgelegt und daher ähnlich konstruiert wie LPG-Schiffe. Durchschnittlich könnte ein Schiff der Größe eines LPG-Schiffes daher ca. 50 kt CO₂ transportieren [18]. In der Binnenschifffahrt werden Schiffe mit kleineren Kapazitäten von etwa 10 kt CO₂ eingesetzt. Mit der Annahme, dass ein Binnenschiff etwa einmal pro Woche ausfährt [18], können demnach etwa 500 kt CO₂ pro Jahr transportiert werden.

Alle oben genannten Transportmodalitäten transportieren das CO₂ bevorzugt in flüssiger Phase, was entweder durch starke Kühlung oder hohe angewandte Drücke erreicht werden kann. Beim Transport in **Leitungen** kann das CO₂ sowohl in der gasförmigen als auch in der flüssigen Phase transportiert werden, je nachdem welcher Druck und welche Temperatur in den Leitungen besteht. In Abbildung 4 ist das Phasendiagramm von CO₂ für die verschiedenen thermodynamischen Phasen je nach Temperatur und Druck dargestellt.

Abbildung 4
CO₂-Phasendiagramm



Quelle: Qualitative Einordnung der Transportmodalitäten auf Basis von [58], [16] sowie Experteninterviews

Die **gasförmige Phase** weist eine geringe Dichte auf, was große Leitungsdurchmesser erfordert und somit zu hohen Kosten im Neubau führt. Demnach stellt der gasförmige Transport vor allem für die Zuleitung geringer CO₂-Mengen in ein Transportnetz eine sinnvolle Option dar. Durch den niedrigeren Druck bei einem gasförmigen Transport ist dabei die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen auf den Transport von CO₂ möglich [19]. Trotz anfallender Kosten für die Integritätsprüfung der Leitungen sind dabei Kostenersparnisse von bis zu 80 Prozent möglich.

In der **flüssigen Phase** kann aufgrund der hohen Dichte mit kleinen Leitungsdurchmessern eine große Transportkapazität erzielt werden. Sie ist damit die bevorzugte Phase für den Transport großer CO₂-Mengen. Die wichtigste Anforderung an den Transport von CO₂ in Leitungen ist eine stabile Phase über die gesamte Transportstrecke. Auch kleine Änderungen in der Temperatur oder im Druck, beispielsweise durch Steigung im Leitungsverlauf, dürfen nicht zu einem Phasenwechsel führen. Unter diesem Gesichtspunkt und unter Beachtung wirtschaftlicher Faktoren ist die **dichte flüssige** Phase am besten für den Leitungstransport geeignet. Da der Reinheitsgrad von CO₂ dessen thermodynamische Eigenschaften beeinflusst [20], ist ein Druck von ca. 150 bar nötig, um die dichte flüssige Phase während des gesamten Transports bei einer Bodentemperatur von durchschnittlich 15°C beizubehalten. Bei diesen Bedingungen liegt das CO₂ mit einer Dichte von 930 kg/m³ vor, sodass mit der Annahme einer Flussgeschwindigkeit von 1,13 m/s [21] und etwa 8.000 Betriebsstunden pro Jahr bei einem Durchmesser von 300 mm etwa 2 Mt CO₂ pro Jahr transportiert werden können. Um eine Aufrechterhaltung des Druckes auch bei Höhendifferenzen im Leitungsverlauf beizubehalten, werden sogenannte „Booster“ eingesetzt, welche

im Schnitt alle 100-200 km eine Kompression des Gases vornehmen [76]. Bestehende Erdgasleitungen sind laut Aussagen von Akteuren nicht auf Drücke von 150 bar ausgelegt, sodass für den leitungsgebundenen Transport in flüssiger Phase der Neubau von Leitungen notwendig ist.

Ein Regelwerk für den Transport von CO₂ wird derzeit vom Deutschen Verband für Gas und Wasser e.V. (DVGW e.V.) ausgearbeitet. Die Reinheitsanforderungen für den leitungsgebundenen Transport von CO₂ befinden sich im Größenrahmen von > 95 Vol.- Prozent, da Verunreinigungen zu Korrosion in den Leitungen führen können [16] [22].

Für den Transport großer Mengen (> 1 Mt CO₂/a) an Land ist der Leitungstransport für CO₂ in dichter flüssiger Phase die wirtschaftlichste Option [20], sodass diese Studie den Fokus auf den Infrastrukturbedarf in Form eines Leitungsnetzes legt und nur in der Hochlaufphase die Nutzung alternativer Transportmodalitäten untersucht wird.

2.3 CO₂-Nutzung

Für die Nutzung von CO₂ gibt es zwei Möglichkeiten:

1. Die direkte Nutzung von CO₂ ohne chemische Umwandlung
2. Die stoffliche Nutzung von CO₂ als Rohstoff zur Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe mit chemischer Umwandlung

Die direkte Nutzung von CO₂ ist bereits etabliert und macht den Großteil des heutigen CO₂-Bedarfs aus, während die stoffliche Nutzung zur Herstellung synthetischer Grundstoffe insbesondere in der Chemieindustrie einen möglichen Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität darstellt.

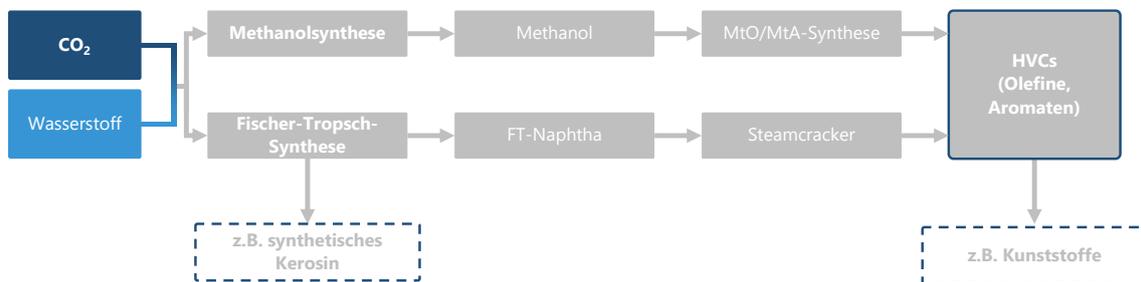
Die **direkte Nutzung von CO₂** findet vorwiegend in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie statt, beispielsweise zur nachträglichen Herstellung kohlenensäurehaltiger Getränke, zur Förderung von Getränken an Zapfanlagen, beim Schockfrostern von Lebensmitteln und als Schutzgas zur Verlängerung der Haltbarkeit von Lebensmitteln. [1] Die Nutzung in der Lebensmittel-/Getränkeindustrie macht etwa die Hälfte des heutigen Bedarfs an CO₂ aus. Die andere Hälfte des heutigen Bedarfs stammt aus der direkten Nutzung in Gewächshäusern zur Beschleunigung des Pflanzenwachstums, zur Brandbekämpfung sowie der Nutzung als Trockeneis.

Das perspektivisch größere Einsatzgebiet ist die **Nutzung von CO₂ als Rohstoff** vor allem in der Chemieindustrie zur Umwandlung in synthetische Grundstoffe. Heutige Einsatzgebiete von CO₂ unter chemischer Umwandlung sind bereits beispielsweise die Synthese von Harnstoff aus Ammoniak zur Herstellung von Düngemitteln und AdBlue, sowie die Fällung von Kalkmilch zu gefälltem Calciumcarbonat, einem Zusatzstoff in der Papierindustrie sowie Farbpigment. Bei beiden Anwendungen wird jedoch kein externes CO₂ zugeführt, sondern aus vorherigen Prozessschritten aufgefangen und eingesetzt.

Zukünftig kann das CO₂ auch als externer Rohstoff in der Grundstoffchemie zum Einsatz kommen, um bisherige fossile, kohlenstoffbasierte Rohstoffe zu ersetzen. Zur Herstellung sogenannter Olefine (z.B. Ethylen, Propylen, Buten/Butadien) und Aromaten (z.B. Benzol, Toluol, Xylol) wird zwischen zwei CO₂-basierten Verfahren unterschieden, welche Abbildung 5 darstellt. Die Produkte werden als High Value Chemicals (HVC) zusammengefasst und stehen anschließend am Beginn der chemischen Wertschöpfungskette, beispielsweise zur Weiterverarbeitung in der Kunststoffherstellung. [23] [24]

Abbildung 5

Prozesse zur Herstellung von Grundstoffchemikalien auf CO₂ Basis



Quelle: Eigene Darstellung, FfE 2024

Die sogenannte **MtO/MtA-Routen** basiert auf der Synthese von CO₂ und Wasserstoff zu Methanol. Mit entsprechenden Katalysatoren und Reaktionsbedingungen können aus Methanol anschließend diverse Olefine (Methanol-to-Olefines, MtO) bzw. Aromaten (Methanol-to-Aromates, MtA) synthetisiert werden.

Beim **Fischer-Tropsch-Verfahren** wird aus CO₂ und Wasserstoff (Synthesegas) synthetisches Naphtha hergestellt. Damit kann das heutzutage aus Erdöl gewonnene fossile Naphtha ersetzt werden. Die Weiterverarbeitung erfolgt dann in Crackern, um das gewünschte HVC-Gemisch zu erhalten.

Neben der Herstellung von HVCs für die Grundstoffchemie, können auch synthetische Brenn- und Kraftstoffe (SynFuels, E-Fuels) CO₂-basiert produziert werden. Methanol kann beispielsweise auch direkt als Brennstoff fungieren. Auch aus der Fischer-Tropsch-Synthese können verschiedene Kraftstoffe gewonnen werden, die erdölbasierten Kraftstoffen gleichen und diese ersetzen können, wie beispielsweise synthetisches Kerosin für den Flugverkehr.

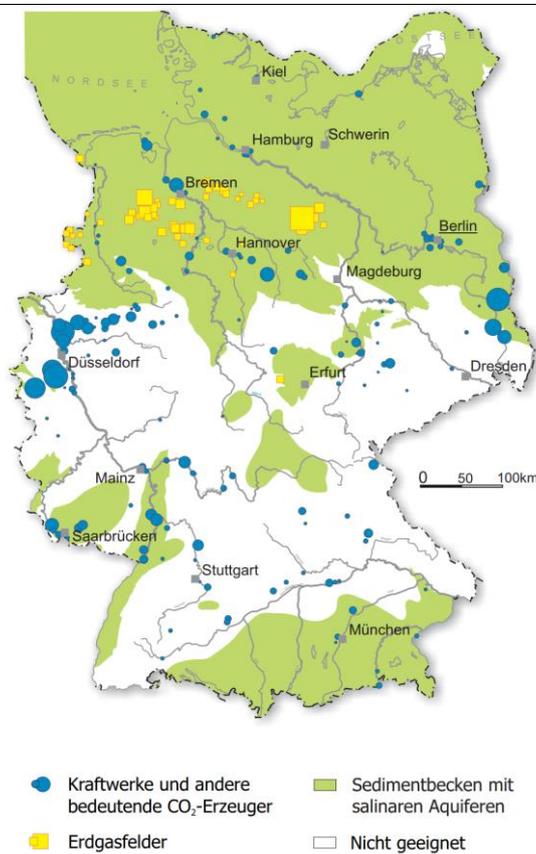
2.4 CO₂-Speicher

Um der Atmosphäre dauerhaft CO₂ zu entziehen, muss dieses langfristig gespeichert werden. Die effizienteste Methode zur CO₂-Speicherung erfolgt im Porenraum von Gesteinen

in mindestens 800 m Tiefe, da die günstigen Druck- und Temperaturbedingungen ein verringertes CO₂-Volumen bewirken. Eine günstige Speichermöglichkeit sind dabei ausgeförderte Erdgas- und Erdöllagerstätten, da die Deckschichten erwiesenermaßen über Millionen Jahre Gase zurückhalten können. Im bayerischen Raum haben allerdings die tiefen salinaren Aquifere des Alpenvorlandbeckens das größte Speicherpotenzial, wie eine Übersicht des BGR zu Speicherpotenzialen in Deutschland in Abbildung 6 zeigt. Diese Salzwasser führenden Gesteinsschichten sind wegen ihrer tiefen Lage und des hohen Salzgehaltes nicht für die Trinkwassergewinnung geeignet [9].

Abbildung 6

Erdgasfelder sowie Sedimentbecken mit salinaren Aquiferen als potenzielle CO₂-Speicher in Deutschland



Quelle: BGR, 2010: Faktenblatt - Wo kann CO₂ gespeichert werden [9]

Die Anforderung an einen Speicher in tiefen salinaren Aquiferen beinhaltet eine dichte abdeckende Gesteinsschicht. Nach Injektion des CO₂ in den Porenraum hält diese, unterstützt durch Kapillarkräfte in den Poren, das leichtere und damit auftriebende CO₂ im Gestein zurück. Im Laufe der Zeit löst sich das CO₂ im Salzwasser, ist dann schwerer als das Umgebungswasser und sinkt nach unten ab. Nach Zeiträumen ab 100 Jahren mineralisiert

das CO₂ und wird in fester Form sicher in der Tiefe festgehalten. Ab etwa 1000 Jahren verstärkt sich dieser Effekt. [9] [75]

Dennoch ist ein mögliches Entweichen des CO₂ in Atmosphäre oder Grundwasser durch geologische Störungen oder Bohrungen laufend zu überwachen. Zwar liegt das oberflächennahe Grundwasser zur Trinkwassergewinnung oberhalb der Porenspeicher, trotzdem könnte durch die CO₂-Injektion verdrängtes Salzwasser ins Grundwasser gelangen.

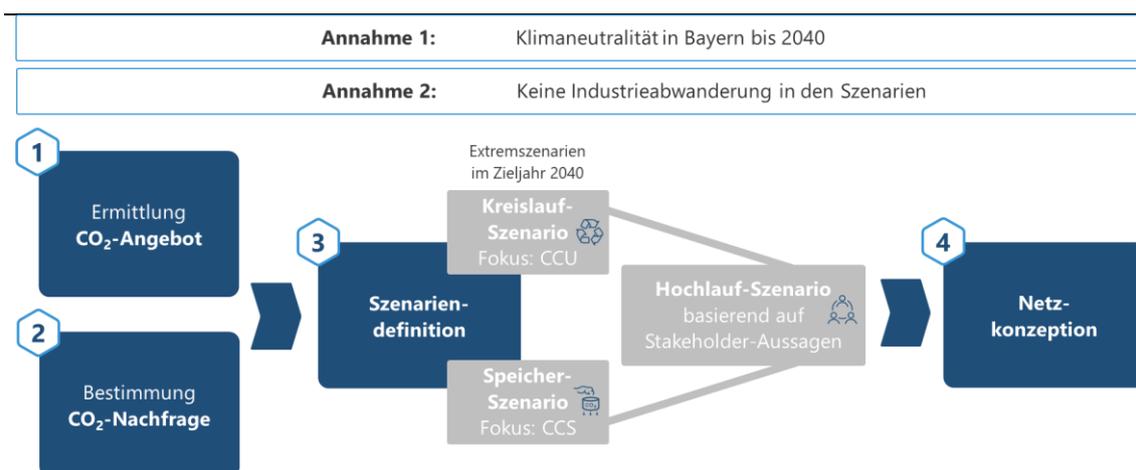
3 Methodik zur Analyse des Infrastrukturbedarfs

Grundlage der CO₂-Netzkonzeption ist die standortscharfe Bestimmung des CO₂-Angebots und einer möglichen Nachfrage

Die Methodik dieser Studie setzt sich aus den in Abbildung 7 gezeigten vier Schritten zusammen. Diese basieren auf wissenschaftlichen Berechnungen und intensivem Austausch mit Akteuren aus der Industrie und Energiewirtschaft.

Abbildung 7

Übersicht über die Grundannahmen, die methodischen Schritte und die Struktur der Studie



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Den übergeordneten Rahmen bildet der „Bayernplan Energie 2040“ [4] und dessen Kernszenario „E.plan – Günstige Bedingungen für Strom“. Zwei Grundannahmen sind dabei von herausragender Bedeutung:

Annahme 1: Klimaneutralität in Bayern bis 2040.

Annahme 2: Keine Industrieabwanderung in den Szenarien.

Damit diese Annahmen eintreten, müssen entsprechende politische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen geschaffen werden. Auch wenn die Annahmen für die weiteren Betrachtungen vorausgesetzt werden, stellen sie ein angestrebtes Zielbild dar. Durch das Setzen politischer Grundpfeiler, kann zum Erreichen des Zielbildes beigetragen, werden wie es in den Szenarien des „Bayernplan Energie 2040“ angenommen wird.

Das Szenario E.plan entwickelt sich aus den zwei genannten Grundannahmen und unter Beteiligung zahlreicher bayerischer Akteure aus Energiewirtschaft und Industrie. Es richtet sich nach den klimapolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung und Bayerns. Bei den Transformationspfaden der verschiedenen Sektoren steht dabei die direkte Elektrifizierung im Vordergrund aufgrund der höheren Gesamteffizienz gegenüber anderen Lösungen, wie beispielsweise dem Einsatz von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern. Trotz Elektrifizierung und der ergänzenden Nutzung von Wasserstoff ist das Ziel der bayerischen Klimaneutralität bis 2040, aufgrund unvermeidbaren CO₂-Ausstoßes, nicht ohne CO₂-Abscheidung zu erreichen. Die Methode zur Analyse des daraus entstehenden CO₂-Infrastrukturbedarfs in Bayern wird im Folgenden erläutert.

Der erste methodische Schritt berechnet das standortscharfe CO₂-Angebot. Im zweiten Schritt erfolgt die Berechnung der potenziellen CO₂-Nachfrage. Aus den möglichen CO₂-Verwertungsoptionen bilden sich, drittens, drei relevante Zukunftsszenarien: zum einen das *Speicher-Szenario* mit dem Fokus auf CO₂-Speicherung und zum anderen das *Kreislauf-Szenario* mit dem Fokus auf CO₂-Nutzung. Der aufgespannte Szenariorahmen deckt so die beiden Extreme einer möglichen CO₂-Verwertung im Zieljahr 2040 ab. Das dritte Szenario befindet sich innerhalb des aufgespannten Trichters der beiden Extremszenarien und beschreibt den zeitlichen Hochlauf von CCUS und der zugehörigen CO₂-Infrastruktur anhand der Einschätzung von bayerischen Akteuren. Die Studie ermöglicht somit die Ableitung robuster Aussagen und Erkenntnisse. Im vierten Schritt leitet sich ein übergreifendes Konzept für die bayerische CO₂-Infrastruktur ab. Als Status Quo dient, wie im „Bayernplan Energie 2040“, das Jahr 2019, um Sondereffekte der Coronakrise und des Kriegs in der Ukraine zu vermeiden.

3.1 Standortscharfe Bestimmung des CO₂-Angebots

Die Konzeption einer CO₂-Infrastruktur erfordert die standortscharfe Bestimmung des potenziellen CO₂-Angebotes, da die zu transportierenden Mengen für die Auslegung der Leitungsdurchmesser in den jeweiligen Pipelineabschnitten und der benötigten Kapazitäten alternativer Transportmodalitäten ausschlaggebend sind.

Unterschieden wird zwischen industriellen CO₂-Quellen und Standorten aus der Energiewirtschaft. In der Industrie kommen Standorte mit unvermeidbaren prozessbedingten Emissionen für die CO₂-Abscheidung in Frage. Die Energiewirtschaft ist mit der thermischen Abfallbehandlung (TAB) und Biomassekraftwerken (BMKW) als potenzielle CO₂-Quellen vertreten.

3.1.1 Industrie

Die CO₂-Emissionen der Industrie unterscheiden sich zwischen **energiebedingten Emissionen**, beispielsweise durch die Verbrennung von Erdgas oder Heizöl, und **prozessbedingten Emissionen**.

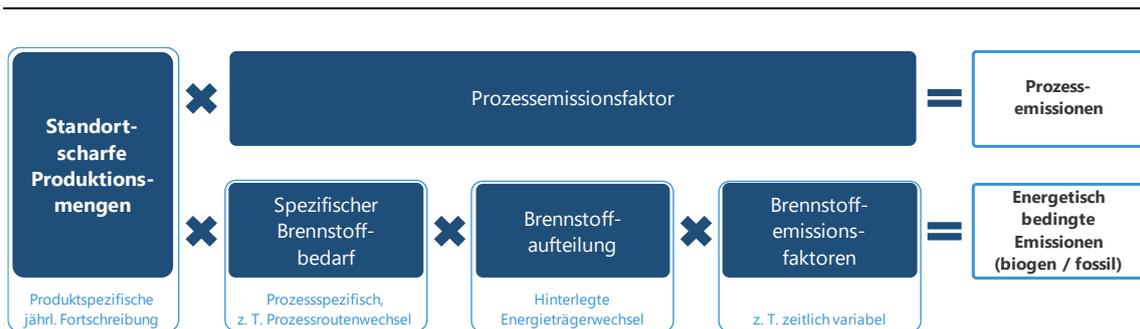
Prozessbedingte Emissionen treten nur in einigen Industrieprozessen und unabhängig von den genutzten Energieträgern auf. Sie stammen aus der Umwandlung der eingesetzten Rohstoffe, beispielsweise bei der Kalzinierung von Kalkstein (Kalkbrennen), und sind damit in der Regel unvermeidbar. Um das Ziel der Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen, müssen diese Emissionen durch CO₂-Abscheidetechnologien abgetrennt werden.

Die Verminderung energiebedingter Emissionen hingegen kann durch Energieeffizienz und, für die vollständige Verminderung, einen Energieträgerwechsel von fossilen Brennstoffen hin zu klimaneutralen Alternativen, wie beispielsweise erneuerbarem Strom, grünem Wasserstoff oder Biomasse erreicht werden.

Abbildung 8 stellt die allgemeinen Berechnungsvorschriften zur Bestimmung der Emissionen vor. Ausgangspunkt der Berechnungen sind die standortscharfen Produktionsmengen der betrachteten Produkte, wie Zementklinker oder Kalk.

Abbildung 8

Berechnung der prozess- und energiebedingten Emissionen der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Industriestandorte ohne prozessbedingte Emissionen folgen in dieser Studie der Leitlinie *Verminderung vor Abscheidung* und stellen ihren Energieträgermix für die bayerischen Standorte bis 2040 auf (bilanziell¹) emissionsfreie Energieträger um, wie auch im „Bayernplan Energie 2040“ [4] angenommen. Diese Standorte haben keine Notwendigkeit für eine CO₂-Infrastruktur und finden daher auch keine weitere Berücksichtigung.

Da Standorte mit prozessbedingten Emissionen bis 2040 ihre CO₂-Emissionen ohnehin abscheiden müssen, wird im Rahmen dieser Studie angenommen, dass verbleibende energiebedingte Emissionen dort ebenfalls in der gleichen CO₂-Abscheideanlage abgeschieden werden.

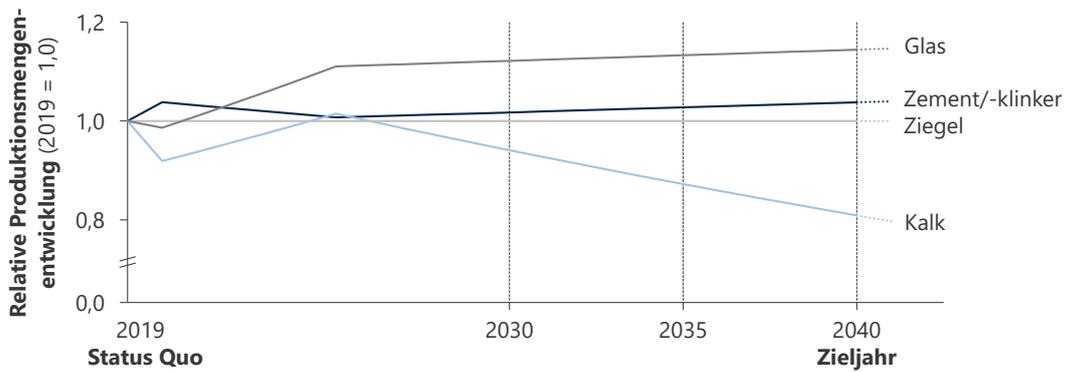
¹ Einige Energieträger, wie beispielsweise Biomasse, verursachen bei der Verbrennung weiterhin CO₂. Da sie dieses CO₂ vorher jedoch aus der Atmosphäre entzogen und gebunden haben, ist die CO₂-Bilanz über die gesamte Lebensdauer neutral. Damit werden diese Energieträger als bilanziell emissionsfrei bezeichnet.

Die Erfassung aller relevanter Standorte erfolgt im Abgleich der FfE-internen Datenbank mit den standortscharfen Emissionsdatenbanken E-PRTR [25] und DEHSt [26]. Während das DEHSt lediglich fossile Emissionen darstellt, enthält das E-PRTR auch biogene Emissionsmengen. Zusätzlich erhebt das Bayerische Landesamt für Statistik (LfStat) bayernweit aggregierte prozessbedingte Emissionen je Industrieprozess [7] [54] [55].

Für den **Status Quo (2019)** erlauben diese Quellen eine Kalibrierung der standortscharfen Produktionsmengen und prozessspezifischen Brennstoffaufteilungen. Die Differenz der Emissionsregister ergibt den biogenen Brennstoffanteil der Prozesse. Anschließend werden die Produktionsmengen jedes Standortes, wie z.B. Zementklinker oder Kalk so skaliert, dass sowohl die Abweichung der daraus berechneten Emissionen zu den offiziellen Registern minimiert als auch die Gesamtmenge der prozessbedingten Emissionen nach [55] und [7] getroffen wird.

Die Emissionen für das **Zieljahr 2040** berechnen sich anhand der an das E.plan Szenario [4] angelehnten Produktionsmengenentwicklung relevanter Produkte sowie der ebenfalls aus [4] übernommenen und anhand von Verbands- und Akteursrückmeldungen angepassten Technologie- und Brennstoffentwicklungspfaden (siehe Abbildung 9). Die berechneten CO₂-Emissionen bilden ein theoretisch abscheidbares Potenzial ab. Branchenspezifische Verfügbarkeiten von CO₂-Abscheidetechnologien mit zugehörigen Abscheideraten, sowie der zusätzlich berücksichtigte Energiebedarf für die Abscheidung ergeben abschließend die Mengen an abgeschiedenen Emissionen sowie dem weiterhin emittierten CO₂. Für die übergreifende THG-Bilanzierung zur Sicherstellung der bayerischen Klimaziele wird dieses unterteilt nach biogenem und fossilem Ursprung.

Abbildung 9
Produktionsmengenentwicklung und berücksichtigte Transformationsmaßnahmen relevanter Industrieprozesse



	Glas	Zement/-klinker	Ziegel	Kalk
Energiebedingte Emissionen	Vollständige Verminderung (Energieträgerwechsel zu Strom & H ₂)	Energieträgerwechsel zu H ₂ /Biomasse/alternative Brennstoffe / Abfall	Vollständige Verminderung (Energieträgerwechsel zu Strom & H ₂)	Energieträgerwechsel zu H ₂ /Biomasse/alternative Brennstoffe / Abfall
Prozessbedingte Emissionen	50 % Reduktion durch erhöhten Scherben-einsatz	Keine Änderung	50 % biogener Anteil (Biogene Poro-sierungsmittel)	Keine Änderung
CO₂-Abscheidung	+ CO₂-Abscheidung (aktuell in Überlegung)	+ CO₂-Abscheidung (Post-Combustion/ Aminwäsche)	Keine CO₂-Abscheidung (aktuell keine Option)	+ CO₂-Abscheidung (Post-Combustion/ Aminwäsche)

Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024. Produktionsmengenentwicklung nach [4] und Annahme konstanter Ziegelproduktion. Transformationsmaßnahmen nach [4] unter Berücksichtigung von Akteursabfragen.

Auswahl und Transformationspfade infrastrukturelevanter Industriestandorte

Für eine klimaneutrale Industrie haben sonstige CO₂-Verminderungsmaßnahmen Priorität vor der CO₂-Abscheidung. Diese Maßnahmen sind bis 2040 umfänglich umzusetzen, um energiebedingte Emissionen soweit wie möglich zu reduzieren. Die Auswahl von Industriestandorten mit CO₂-Abscheidung fokussiert sich daher auf Branchen mit unvermeidbaren prozessbedingten Emissionen. Laut bayerischem Landesamt für Statistik sind diese im Status Quo (2019) bei der Herstellung von Calciumcarbid, (Industrie-)Ruß, Kalk, Zement, Ziegel und Glas gegeben (siehe Abbildung 1) [7]. Die ausgewiesene Emissionsmenge und ihre Entwicklung anhand der geplanten Transformationen bilden die Grundlage für die Auswahl von Standorten mit CO₂-Abscheidung und deren Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur.

Die bei der Produktion von *Calciumcarbid* und *Industrieruß* entstehenden prozessbedingten CO₂-Emissionen unterliegen der Geheimhaltung [7]. Sie spielen aufgrund ihrer geringen Menge (< 0,5 Prozent der jährlichen bayerischen prozessbedingten Emissionen) eine vernachlässigbare Rolle. Damit sind sie für den Anschluss an eine CO₂-Infrastruktur nicht relevant und in der Transportnetzkonzeption nicht weiter betrachtet.

Die *Glasherstellung* verursacht im Status Quo jährlich 163 kt prozessbedingtes CO₂ (ca. 4,5 Prozent der bayerischen prozessbedingten Emissionen). Die Dekarbonisierungsstrategie der Glasindustrie zielt mit dem Einsatz von wasserstoffbefeueten Öfen, elektrifizierten Schmelzwannen und hybriden Technologien (Strom und Wasserstoff) auf die Vermeidung energiebedingter CO₂-Emissionen ab [59] [27]. Für die verbleibenden geringen prozessbedingten CO₂-Konzentrationen ist bisher keine wirtschaftlich sinnvolle Technologie marktreif, an diversen Forschungsprojekten wird noch gearbeitet. Ein kontinuierlich steigender Scherboneinsatz vermindert die prozessbedingten Emissionen zukünftig um bis zu 50 Prozent. Durch die Unsicherheiten bezüglich der wirtschaftlichen Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff befinden sich Maßnahmen zur CO₂-Abscheidungen weiterhin in Diskussion. Durch die dennoch sehr geringen CO₂-Mengen pro Standort werden diese voraussichtlich an ein kleiner dimensioniertes Sammelnetz angebunden, sodass sie ebenfalls nicht für die Konzeption des bayerischen CO₂-Transportnetzes berücksichtigt werden.

Die *Ziegelherstellung* verursacht im Status Quo jährlich 289 kt prozessbedingtes CO₂ (ca. 7,9 Prozent der bayerischen prozessbedingten Emissionen). Die Ziegelhersteller planen zukünftig ebenfalls mit wasserstoffbefeueten oder elektrischen Öfen [28] [60]. Die CO₂-Abscheidung führt in der Ziegelindustrie aufgrund der kleinen Betriebsgrößen zu sehr hohen spezifischen Kosten und spielt daher keine Rolle in den aktuellen Planungen [60]. Ähnlich wie die Glasindustrie setzt die Ziegelbranche auf eine Verminderung der prozessbedingten Emissionen: Der Einsatz biogener Porosierungsmittel führt langfristig zu einem Anteil von ca. 50 Prozent biogener prozessbedingter Emissionen [28]. Für die einzelnen Standorte ist der Anschluss an eine CO₂-Transportinfrastruktur aufgrund der geringen Mengen ebenfalls nicht sinnvoll. Für sie kommen alternative Transportmodalitäten (Zug, Lkw) oder der Anschluss an ein kleiner dimensioniertes Sammelnetz in Frage.

Die *Kalkherstellung* verursacht beim Kalkbrennen im Status Quo jährlich 453 kt prozessbedingtes CO₂ (das entspricht mehr als 12 Prozent der bayerischen prozessbedingten Emissionen) und erfordert daher die Abscheidung unvermeidbarer CO₂-Emissionen. Da außerdem noch keine vollständige Elektrifizierung, Umstellung auf Wasserstoff oder der Einsatz von Biomasse absehbar ist, verbleiben energiebedingte Emissionen zur gemeinsamen Abscheidung mit den prozessbedingten Emissionen. Die in der Studie berücksichtigte Anpassung der Brennstoffaufteilung ist angelehnt an die Annahmen des E.plan Szenarios in [4] und anhand von Akteursabfragen angepasst. Bis 2040 erfolgt eine Umstellung auf 10 Prozent Wasserstoff, 20 Prozent alternative Brennstoffe, sowie 70 Prozent Biomasse. Durch die notwendige Abscheidung großer CO₂-Mengen sind die Standorte der Kalkindustrie auf die Anbindung an eine CO₂-Transportinfrastruktur angewiesen und werden demnach bei der Konzeption des Transportnetzes berücksichtigt.

Die *Zementindustrie*, genauer die Produktion von Zementklinker, verursacht im Status Quo jährlich 2.725 kt prozessbedingtes CO₂. Mit knapp 75 Prozent entspricht das dem Großteil der bayerischen prozessbedingten Emissionen. Eine Elektrifizierung ist bisher nicht absehbar und der Wasserstoffeinsatz nur begrenzt möglich. In den hier getroffenen Annahmen substituiert Wasserstoff maximal 10 Prozent der Brennstoffe, die verbleibenden Brennstoffe teilen sich in Anlehnung an das E.plan Szenario und Verbandsrückmeldungen in Biomasse (31,5 Prozent) und alternative Brennstoffe (58,5 Prozent) auf [29] [61]. Die verbleibenden, abzuscheidenden Emissionen der Zementstandorte stellen relevante Punktquellen mit einem Bedarf für eine CO₂-Transportinfrastruktur dar.

3.1.2 Energiewirtschaft

Die für die Energiewirtschaft berücksichtigten Emissionen fallen an thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB) sowie Biomassekraftwerken (BMKW) an. Die CO₂-Abscheidungen an Gaskraftwerken (siehe unterhalb Exkurs: CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken) sowie Abscheidungen an Biogasaufbereitungsanlagen werden nicht betrachtet. Gaskraftwerke sind für CO₂-Abscheidung zugelassen, müssen jedoch perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden, weshalb die CO₂-Abscheidung keine praktikable, wirtschaftlich nachhaltige Option darstellt.

Die Standorte der TAB-Anlagen und Biomassekraftwerke stammen aus dem standortscharfen Marktstammdatenregister (MaStR) [30]. Bei Biomassekraftwerken wird eine Mindestleistung von 10 MW festgelegt, ab welcher die CO₂-Abscheidung wirtschaftlich umsetzbar ist. Die Bestimmung zugehöriger Emissionen im Status Quo erfolgt im Abgleich mit dem E-PRTR [25], welches sowohl biogene als auch fossile Emissionen ausweist.

Die anfallenden Emissionen an TAB-Anlagen berechnen sich anhand des zu erwartenden Müllaufkommens nach [5] unter Berücksichtigung der Entwicklung des biogenen Abfallanteils. Der Einsatz von Biomassekraftwerken orientiert sich an den Berechnungen im Szenario E.plan des „Bayernplan Energie 2040“ [4]. Daraus bestimmt sich die Entwicklung der Emissionsmengen bis 2040.

Tabelle 3-1

Parametrisierung zur Berechnung der Emissionsentwicklung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen und Biomassekraftwerken

	2030	2035	2040
Stromerzeugung aus Biomassekraftwerken im Vergleich zu 2019 [4]	+2 %	-13 %	-34 %
Entwicklung des Müllaufkommens im Vergleich zu 2019 [5]	-3 %	-2 %	-1 %
Biogener Anteil in Müllaufkommen [5]	52,0 %	54,3 %	56,5 %

Die Änderung des Förderregimes im EEG 2023 [31] mit einer Herabsetzung der förderfähigen Volllaststunden begründet die Annahme der sinkenden Stromerzeugung aus Biomassekraftwerken. Demnach ist damit zu rechnen, dass Biomassekraftwerke vermehrt als Spitzenlastkraftwerke mit geringen Volllaststunden dienen, sodass die Stromerzeugung bis 2040 um 34 Prozent geringer ausfällt als in 2019 [4].

Zwei sich entgegengerichtete Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Müllaufkommens. Einerseits erhöht sich zukünftig die Recyclingquote, was zu einer Reduktion des Müllaufkommens führt. Andererseits trägt das Bevölkerungswachstum zu einer Zunahme des Müllaufkommens bei. Bis 2040 nähert sich der steigende dem abnehmenden Trend an, was dazu führt, dass im Zieljahr 2040 mit einer Reduzierung des Müllaufkommens um nur noch etwa 1 Prozent im Vergleich zu 2019 gerechnet werden kann. Der biogene Anteil des Mülls steigt von 52 Prozent in 2019 auf 56,5 Prozent in 2040 an. Dies ist durch alternative Produktionsrouten mit vermehrtem Einsatz biogener Rohstoffe im Rahmen der angestrebten Kreislaufwirtschaft zu begründen.

Exkurs: CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken

Grundsätzlich ist auch die CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken technisch verfügbar. Das grundlegende Szenario E.plan aus dem „Bayernplan Energie 2040“ stellt Gaskraftwerke in Bayern bis 2040 auf Wasserstoff und klimaneutrale Gase um [4], wie auch durch die Bundesregierung vorgegeben. Die Berechnungen im Szenario zeigen, dass die Kraftwerke dann nur noch wenige, vereinzelte Lastspitzen ausgleichen, sodass die Volllaststunden von ca. 2.450 Stunden im Jahr 2019 auf lediglich 280 Stunden in 2040 zurückgehen. Der Betrieb von Gaskraftwerken mit Wasserstoff und klimaneutralen Gasen verursacht demnach keine bzw. nur noch wenige Emissionen, welche durch die neutrale Bilanzierung der Verbrennung von klimaneutralen Gasen keinen Einfluss auf das Klimaneutralitätsziel bis 2040 haben.

Sollte es zu starken Verzögerungen im Wasserstoffhochlauf kommen, könnte sich auch der Einsatz von Wasserstoff in Gaskraftwerken verzögern. In einem solchen Fall kann die CO₂-Abscheidung als eine mögliche Notfalloption für die Erreichung der Klimaneutralitätsziele bei Sicherstellung der Energieversorgung greifen. Der Blick in das internationale Umfeld zeigt, dass beispielsweise Großbritannien [32] und die USA [33] in ihren Strategien zur Klimaneutralität stärker auf CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken setzen und bereits erste Pilotprojekte anlaufen.

Laut aktueller Diskussion äußern sich Expert*innen und Akteur*innen der deutschen Energiewirtschaft kritisch zu der Option zukünftiger CO₂-Abscheidungen an Gaskraftwerken. Es werden dabei insbesondere folgende Gründe genannt:

– **Fehlende technische Praktikabilität**

Die CO₂-Abscheidung ist eine energieintensive Technologie. Der Energiebedarf pro abgeschiedener Tonne CO₂ steigt dabei überproportional an, umso geringer die CO₂-Konzentration im ursprünglichen Abgasstrom ist. Gaskraftwerke weisen mit ca. 5 Prozent CO₂ im Abgas [15] im Vergleich zu z.B. 33 Prozent bei der Zementindustrie [34] einen sehr geringen Wert auf, sodass hier pro Tonne CO₂ deutlich mehr Energie zur Abscheidung aufgewendet werden muss. Hinzu kommt: Ob die CO₂-Abscheidung wie die Gaskraftwerke flexibel betrieben werden kann, ist noch nicht ausreichend untersucht.

– **Vermeidung von „Stranded Assets“ und „Lock-In-Effekten“**

Die CO₂-Abscheidung ist ein notwendiger Baustein zum Erreichen der Klimaneutralität. Nichtsdestotrotz hat zuvor die Verminderung der CO₂-Emissionen durch den Ausbau erneuerbarer Energien zur zukünftigen Energieversorgung die höchste Priorität. CCUS ergänzt diese Maßnahmen lediglich. Der Aufbau von CO₂-Abscheideanlagen an fossilen Kraftwerken führt damit langfristig zu „Stranded Assets“, wenn die fossilen Energieträger zukünftig ersetzt werden. Bei Gaskraftwerken sollen nach der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung bis 2040 auf Wasserstoff umgestellt werden [62]. Sollte sich die Umstellung verzögern, würde die Installation einer Abscheideanlage an einem Gaskraftwerk zu einem „Lock-In-Effekt“ führen, da sich die Investition nur bei einem langfristigen Betrieb mit Erdgas lohnt und daher eine verlängerte Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen besteht.

– **Hohe spezifische Kosten von CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken**

Fraglich ist, ob sich CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken teurer oder günstiger als andere Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele erweist. Dies ist von einer Vielzahl an Faktoren abhängig, unter anderem vom Preis für fossiles Erdgas als Brennstoff in Gaskraftwerken inklusive der CO₂-Bepreisung; den Kosten für den Einsatz von Wasserstoff oder klimaneutralen Gasen als alternativen Brennstoff in Gaskraftwerken; den CO₂-Vermeidungskosten durch die Abscheidetechnologie im Vergleich zu anderen Verminderungs- und Abscheidemaßnahmen (z.B. CO₂-Abscheidung an Zementwerken). Es wird davon ausgegangen, dass der Erdgaspreis zusammen mit dessen CO₂-Bepreisung zukünftig ansteigt und somit der Betrieb von Gaskraftwerken mit CO₂-Abscheidung hohe Kosten verursachen wird. Wie diese Kosten dem Betrieb von Gaskraftwerken mit Wasserstoff oder klimaneutralen Gasen gegenüberstehen, kann derzeit nicht abschließend geklärt werden.

Da sich der Einsatz von Gaskraftwerken aufgrund der zunehmend dezentralen und fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die flexible Unterstützung bei Lastspitzen beschränken wird, gehen die Volllaststunden sowohl von Gaskraftwerk als auch der ggf. installierten Abscheideanlage stark zurück. Zudem ist die CO₂-Konzentration im Abgasstrom v.a. bei neuen effizienten Gaskraftwerken sehr niedrig. Die spezifischen Kosten der Technologie pro abgeschiedener Tonne CO₂ werden daher höher als bei alternativen CO₂-Verminderungsmaßnahmen beurteilt.

– **Fehlender Business Case der abgeschiedenen Emissionen**

Im Gegensatz zur CO₂-Abscheidung an Biomassekraftwerken entstehen bei der Abscheidung an Gaskraftwerken keine Negativemissionen, da statt biogenen CO₂ fossile Emissionen abgeschieden werden. Damit entfällt die Möglichkeit zur Vermarktung von negativen Emissionszertifikaten. Diese tragen jedoch entscheidend zur Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung bei.

– **Langfristig fehlende Erdgas-Infrastruktur zu Gaskraftwerken**

Die Prämisse für eine CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken ist der weitere Betrieb mit Erdgas. Mit dem Wasserstoffhochlauf sollen bestehende Erdgasleitungen für den Transport von Wasserstoff umgestellt werden. Ab einem gewissen Anteil umgewidmeter Gasleitungen, muss das gesamte Leitungsnetz auf Wasserstoff umgestellt werden. Somit ist die weitere Erdgasversorgung vereinzelter Kraftwerksstandorte nur erschwert möglich.

– **Gefährdung fragiler Akzeptanz für CO₂-Abscheidung**

Die öffentliche Akzeptanz des Themas Carbon Management, insbesondere für die Speicherung von CO₂, ist ein wichtiges und sensibles Thema. Ein Grundpfeiler, um die Akzeptanz der Technologien nicht zu gefährden, ist die Anstrengung, die zu speichernden CO₂-Mengen so gering wie möglich zu halten. Auch ein Großteil der Umwelt-/Klimaschutzverbände akzeptiert die Notwendigkeit von CCS, solange es lediglich auf ansonsten unvermeidbare Emissionen angewandt wird. Eine Debatte über die Abscheidung und Speicherung vermeidbarer CO₂-Emissionen riskiert es, diesen gesellschaftlichen Kompromiss zu gefährden.

Im Sinne einer Notfalloption steht die CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken dennoch technisch zur Verfügung. Sollte die Option in Zukunft wahrgenommen werden, würden im Zieljahr 2040 in Bayern zusätzliche 550 kt pro Jahr CO₂ an Gaskraftwerken abgeschieden werden (Berechnung auf Basis der Volllaststunden der Energiesystemanalyse des E.plan Szenario im „Bayernplan Energie 2040“). Diese verteilen sich auf 29 Kraftwerke in Bayern, welche nach heutigem Stand Erdgas als Brennstoff nutzen [30]. Bei zehn dieser bayerischen Standorte fallen dabei Emissionen von mehr als 10 kt pro Jahr an, welche abtransportiert werden müssten. Die geringen Mengen können dabei per Trailer abtransportiert werden. Eine Leitungsanbindung wäre nur für die größten Kraftwerke sinnvoll, welche CO₂-Mengen von bis zu 100 kt/a abscheiden. Dies würde wiederum den Neubau einer anbindenden CO₂-Leitung bedingen, da die Erdgasleitung in diesem Fall für die Zufuhr von Erdgas beibehalten werden müsste.

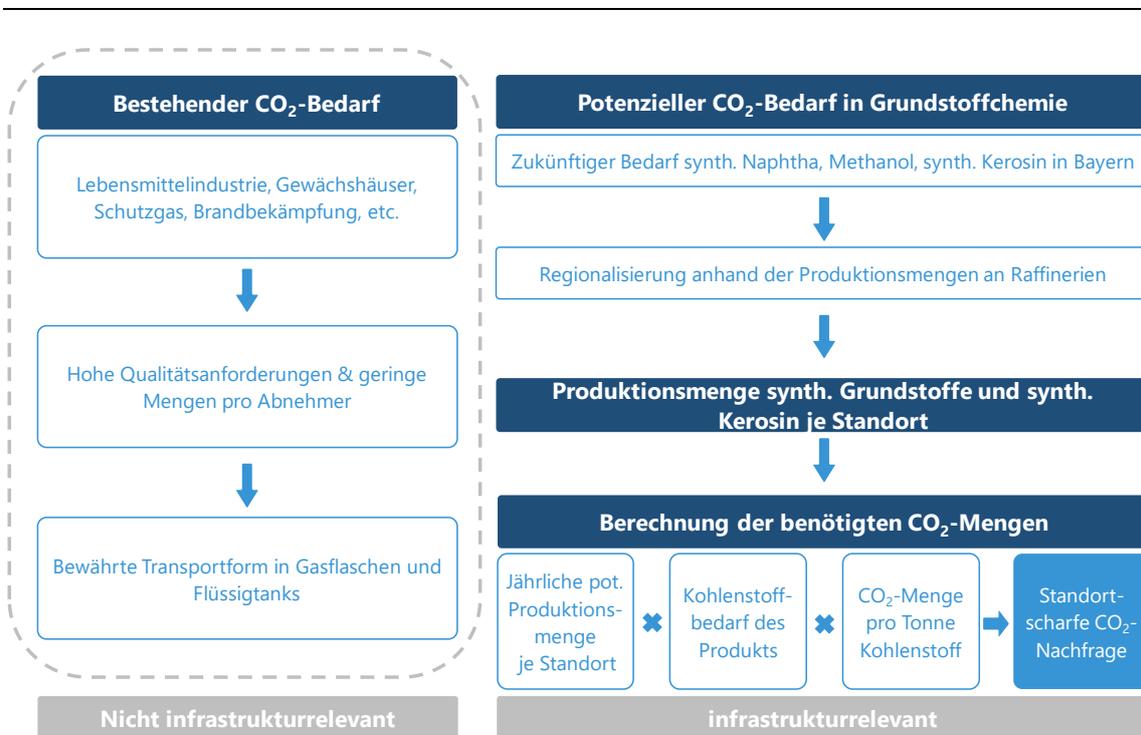
3.2 Standortscharfe Bestimmung der potenziellen CO₂-Nachfrage und Speicher

Die zukünftige CO₂-Nachfrage umfasst einerseits die bereits heute bestehende Nachfrage an CO₂-Handelsmärkten sowie die potenzielle Nutzung als Rohstoff für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe in der Grundstoffchemie. Berücksichtigt wird dabei die zukünftige stoffliche Nutzung von synthetischem Naphtha und Methanol, sowie die energetische Nutzung von synthetischem Kerosin.

Der bestehende Einsatz von CO₂ im Bilanzraum Bayern bestimmt sich durch einschlägige Literaturrecherche und unter Einbezug relevanter Akteure. Da diese CO₂-Versorgung auch heute schon ohne Pipeline-Transport auskommt und die hohen Qualitätsanforderungen beispielsweise in der Lebensmittelindustrie einen Leitungstransport ausschließen [14] [22], ist die standortscharfe Bestimmung für die Analyse eines zukünftigen CO₂-Infrastrukturbedarfs nicht relevant und in dieser Studie nicht berechnet.

Die potenzielle CO₂-Nachfrage der Grundstoffchemie berechnet sich mittels Top-Down-Ansatz, wie in Abbildung 10 dargestellt.

Abbildung 10
Berechnung der potenziellen zukünftigen CO₂-Nachfrage.



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Der Bedarf der stofflich genutzten Energieträger Naphtha und Methanol für Bayern stammt aus dem E.plan Szenario des „Bayernplan Energie 2040“ [4]. Deren klimaneutrale Produktion umfasst unter anderem Verfahren, welche auf CO₂ als Rohstoff basieren. Eine mögliche Route für die Herstellung von klimaneutralem Methanol ist die Synthese aus Wasserstoff und CO₂ mit einem spezifischen Bedarf von 1,37 t CO₂ pro Tonne Methanol [23]. Dieses Methanol ist dann Grundstoff in der *Methanol-to-Olefines (MtO)*-Route zur Erzeugung chemischer Grundstoffe. Analog wird anhand des spezifischen CO₂-Bedarfs für die Herstellung von Fischer-Tropsch-Naphtha (3,03 t CO₂/t) der CO₂-Bedarf für die Produktion von synthetischem Naphtha über die *Fischer-Tropsch-Synthese* ausgewiesen. [23] [24]

Der CO₂-Bedarf für synthetisches Kerosin basiert auf dem Kerosinbedarf des internationalen Flugverkehrs aus dem E.plan Szenario des Bayernplan Energie 2040 [4]. Der Anteil synthetischen Kerosins leitet sich dabei aus den EU-Zielen der „ReFuelEU Aviation“ ab, welches eine Quote von 35 Prozent synthetischen Kerosins (eSAF) bis 2050 vorsieht [35]. Die Berechnung des CO₂-Bedarfs für synthetisches Kerosin aus der *Fischer-Tropsch-Synthese* in 2040 erfolgt dann durch den spezifischen CO₂-Bedarf 3,9 t CO₂/t für Kerosin nach [36].

Der berechnete bayerische CO₂-Bedarf für synthetisches Kerosin, synthetisches Naphtha und Methanol verteilt sich anhand heutiger Produktionsmengen top-down auf die bayerischen Raffineriestandorte als derzeitiger Ausgangspunkt der kohlenstoffbasierten chemischen Wertschöpfungskette.

Die angenommenen Speicherkapazitäten in Bayern basieren auf geologischen Speicherpotenzialen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) aus dem Jahr 2010 [10].

3.3 Szenario-Definition

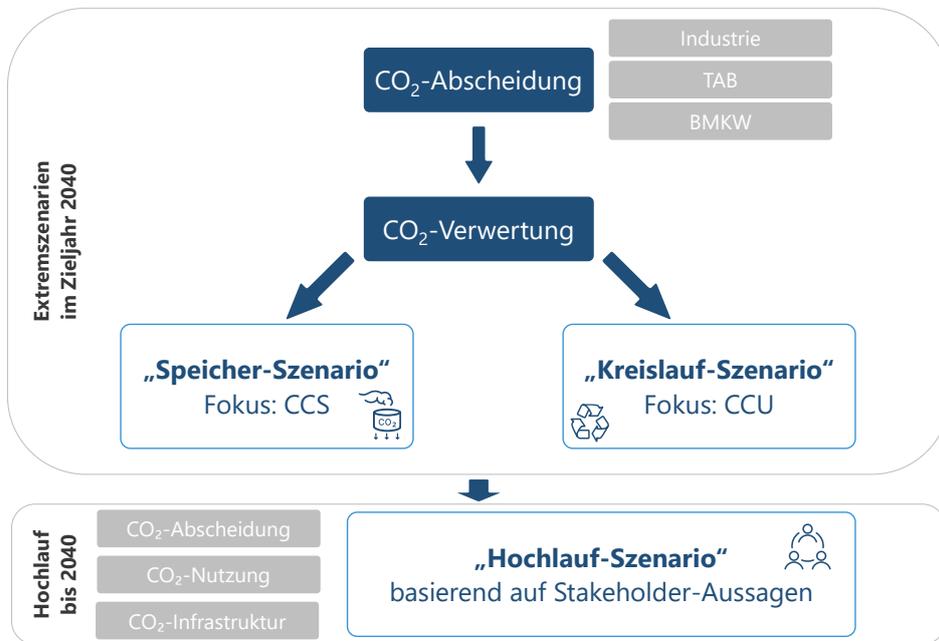
Nach der Abscheidung gibt es grundsätzlich zwei mögliche Senken für das CO₂:

- Eine Möglichkeit ist die **langfristige Speicherung**, sodass dieses nicht mehr in die Atmosphäre gelangen kann (CCS).
- Außerdem kann das abgeschiedene CO₂ beispielsweise als **Rohstoff in der Grundstoffchemie** zur Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe weiter genutzt werden (CCU). Beide Anwendungsfälle benötigen eine CO₂-Infrastruktur für den Transport von Quellen zu Senken.

Im Rahmen der vorliegenden Bedarfsanalyse für eine bayerische CO₂-Infrastruktur spannen zwei Extremszenarien den Trichter der möglichen CO₂-Nachfrage (Senken) im Zieljahr 2040 auf. Das CO₂-Angebot dagegen ist für alle Szenarien nach der Methodik in Abschnitt 3.1 festgelegt. Ein drittes Szenario stellt eine möglichst praxisnahe Abschätzung für einen Hochlaufpfad der CO₂-Abscheidung, der CO₂-Nutzung und dem CO₂-Transport auf Basis von Akteursaussagen dar. Abbildung 11 zeigt eine Übersicht der Szenarien, die im Folgenden als *Speicher-Szenario* und *Kreislauf-Szenario* und *Hochlauf-Szenario* bezeichnet werden.

Abbildung 11

Kernpunkte der betrachteten Szenarien zur zukünftigen Verwertung von abgeschiedenem CO₂ und dem Hochlauf für CCUS



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

3.3.1 Speicher-Szenario mit Fokus auf CCS

Das Speicher-Szenario beschreibt den Extremfall, in welchem keine über den Status Quo hinausgehende Nutzung des abgeschiedenen CO₂ innerhalb von Bayern geplant ist. Der bayerische Bedarf an synthetischen Kohlenwasserstoffen, wie Methanol, Naphtha und synthetisches Kerosin, deckt sich in diesem Szenario ausschließlich über Importe.

Das verbleibende, in Bayern abgeschiedene CO₂ wird im Speicher-Szenario ausschließlich unterirdisch gespeichert, zunächst unter Ausnutzung der bayerischen Speicherpotenziale (Onshore). Sobald diese Potenziale ausgeschöpft sind, werden die CO₂-Mengen aus Bayern exportiert und zu anderweitigen Speicherstätten, beispielsweise unter der Nordsee, transportiert (Offshore). Dazu ist der Anschluss an ein überregionales Netz notwendig. Diese Studie betrachtet dafür das geplante Netz der Open Grid Europe GmbH (OGE), welches den CO₂-Transport von Süden nach Norden vorsieht und Bayern voraussichtlich in der zweiten Hälfte der 2030er Jahre erreicht (weitere Details siehe Abschnitt 6.2). [37]

3.3.2 Kreislauf-Szenario mit Fokus auf CCU

Im Kreislauf-Szenario liegt der Fokus auf der maximalen Nutzung von abgedehntem CO₂. Annahme ist, dass der gesamte bayerische Bedarf der stofflich genutzten Energieträger Naphtha und Methanol sowie der synthetische Kerosinbedarf – im Folgenden als synthetische Kohlenwasserstoffe zusammengefasst – innerhalb Bayerns produziert wird.

Alternative Produktionsrouten, wie zum Beispiel Recycling oder biomassebasierte Synthesen ohne CO₂ als notwendigen Rohstoff werden in diesem Szenario nicht betrachtet. Das Kreislauf-Szenario betrachtet damit die maximale CO₂-Nachfrage bei einer vollständigen innerbayerischen Produktion der synthetischen Kohlenwasserstoffe. Die dafür benötigten CO₂-Mengen berechnen sich nach der Methodik in Abschnitt 3.2.

Als Produktionsstandorte werden in diesem Szenario die derzeitigen Raffineriestandorte angenommen. Diese stehen durch die angestrebte Transformation des Energiesystems vor einer großen Herausforderung, da die Nachfrage nach Mineralölprodukten nach [4] stark rückläufig sein wird. Die Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen ist daher ein mögliches zukünftiges Geschäftsmodell. Das Kreislauf-Szenario bildet für dieses Geschäftsmodell die maximal mögliche CO₂-Nachfrage im Zieljahr 2040 und damit einen möglichen Transformationspfad der Raffinerien ab. Es ist noch nicht abschließend untersucht, ob Raffinerien tatsächlich eine CO₂-Senke in diesem Ausmaß darstellen werden, oder ob sie auch zukünftig als CO₂-Quellen mit einer eigenen CO₂-Abscheidung weiterbetrieben werden.

Sonstige CO₂-Nachfrage wie z. B. in der Lebensmittelindustrie ist im Kreislauf-Szenario gleichbleibend zum Status Quo angenommen. Weiterhin überschüssiges CO₂ wird in bayerischen Speichern gelagert oder exportiert.

3.3.3 Hochlauf-Szenario basierend auf Befragung von Akteuren

Das Hochlauf-Szenario bildet einen möglichst praxisnahen Hochlaufpfad von CCUS sowie der benötigten CO₂-Infrastruktur mit dem Zielbild Klimaneutralität in Bayern 2040 ab. Der Umfang der im Zieljahr für CCU genutzten CO₂-Mengen befindet sich dabei innerhalb des von den beiden Extremszenarien aufgespannten Trichters.

Zur zeitlichen Abschätzung des Einsatzes von CO₂-Abscheidung, CO₂-Nutzung sowie der Verfügbarkeit der CO₂-Infrastruktur aus Praxis-Sicht, wurden zwei Stakeholder-Workshops mit einer Beteiligung von etwa 20 Akteuren ausgerichtet. An den Workshops waren Akteure der gesamten CO₂-Wertschöpfungskette beteiligt: Für die CO₂-Angebotsseite haben Industrievertreter und die Energiewirtschaft teilgenommen. Teilnehmende Technologiehersteller konnten Expertise zu Abscheidetechnologien einbringen. Die CO₂-Nachfrageseite wurde durch Vertreter der Chemieindustrie repräsentiert. Für Einblicke in die Verfügbarkeit verschiedener CO₂-Transportmodalitäten waren Gasnetzbetreiber und Dienstleister für Güterverkehr anwesend.

In dem Stakeholder-Workshop haben die Akteure aus Praxissicht notwendigen Meilensteine für eine Umsetzung von CCUS in einem Zeitstrahl eingeordnet und Anforderungen an die notwendigen Rahmenbedingungen formuliert. Das Erreichen der Klimaneutralität 2040 in Bayern war dabei exogen als Rahmenbedingung vorgegeben. Die Ergebnisse des Stakeholder-Workshops gemeinsam mit nachgelagerten Akteursabfragen sowie ergänzender Literaturrecherche bilden die Grundlage für die Bestimmung des Hochlaufs abgechiedener CO₂-Mengen, den Zeitpunkt und das Maß der Nutzung von CO₂, sowie ein Transportkonzept in der Hochlaufphase von CCUS bis zum Zielbild 2040 in Bayern.

3.4 Konzeption CO₂-Infrastruktur

Der Transport der abgechiedenen CO₂-Mengen zu potenziellen Nachfragestandorten und Speichern setzt eine Vernetzung von Quellen und Senken voraus. Für den Transport von großen CO₂-Mengen, ist der Transport in Leitungen (Details siehe Abschnitt 2.2) die wirtschaftlichste Option. Da bestehende Leitungstrassen des Erdgasnetzes in der Vergangenheit ein Genehmigungsverfahren durchlaufen haben, bieten sich diese Trassen auch für den Neubau von CO₂-Leitungen an. Die Konzeption des CO₂-Leitungsnetzes orientiert sich somit am Verlauf des bestehenden Erdgas-Fernleitungsnetzes.

Die *Konzeption* des Zielnetzes in 2040 spannt ein Netz auf, welches möglichst wenige Leitungskilometer umfasst. Die Orientierung am Trassenverlauf des Erdgasnetzes umgeht geografische Barrieren und Naturschutzgebiete weitgehend. Diese Aspekte müssen dennoch tiefergehend in einer zukünftigen detaillierten *Netzplanung* untersucht werden. Das Startnetz der bayernets im Rahmen des Projekts „co₂peline“ [38] (siehe Abschnitt 6.2) ist bereits im Stadium der detaillierten Planung, sodass dieser Leitungsverlauf in der Netzkonzeption Berücksichtigung findet.

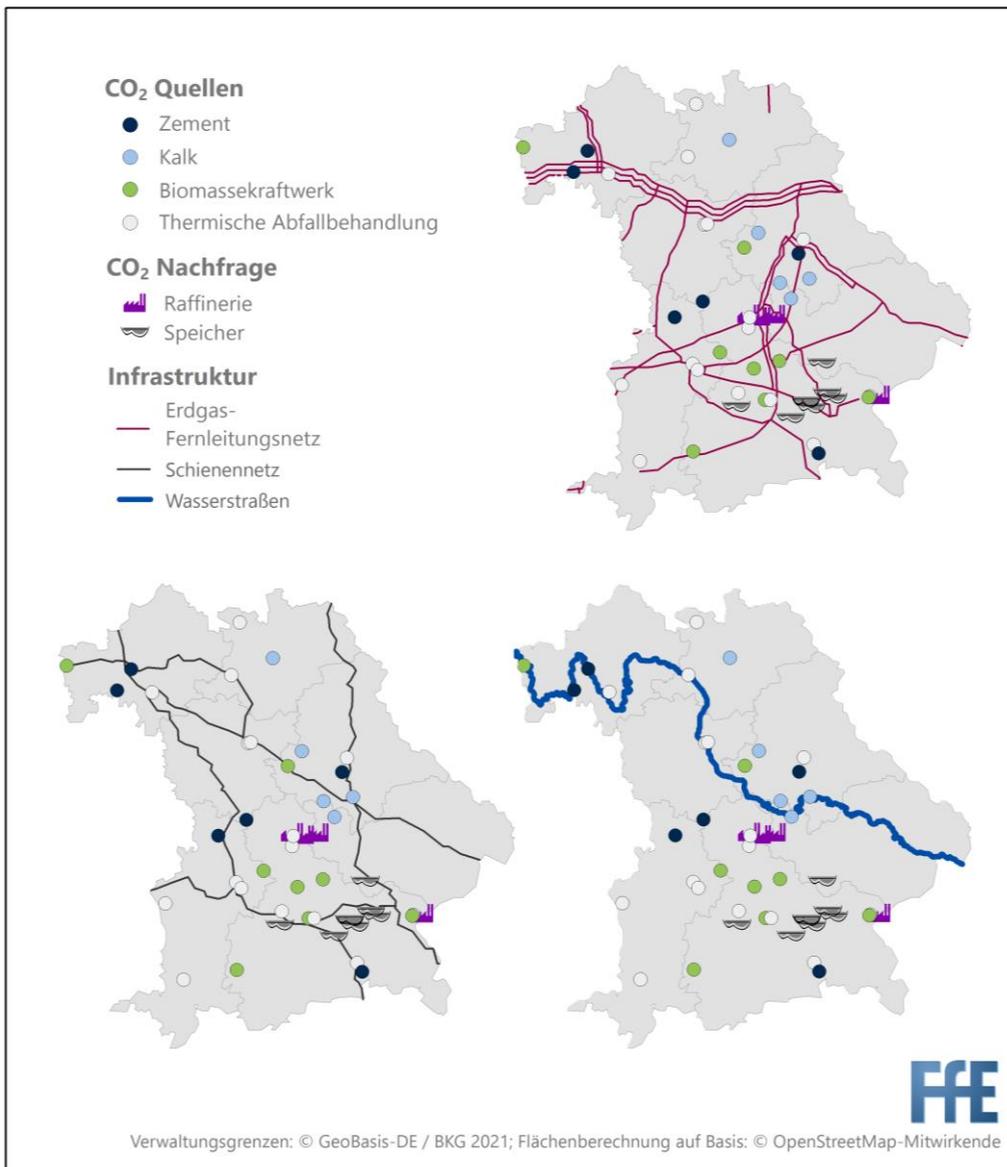
Im deutschen Kontext plant die Open Grid Europe GmbH (OGE) ein überregionales Transportnetz [37], welches den CO₂-Transport von Süden nach Norden vorsieht und auch eine Anbindung Bayerns plant (siehe Abschnitt 6.2). Die Leitungskonzeption für ein bayerisches Zielnetz berücksichtigt die vorgesehenen Anschlusspunkte des deutschlandweiten Transportnetzes an Bayern. Die zu transportierenden CO₂-Mengen inklusive der Transitmengen aus benachbarten Ländern im Zieljahr 2040 bestimmen die benötigte Transportkapazität und damit den Durchmesser der Leitungen.

Ausgehend vom Zielnetz im Jahr 2040 leitet sich rückwirkend ein Ausbaupfad des Leitungsnetzes mit einem ersten Inselnetz in 2035 ab. Bis zum Anschluss der Inselnetze an ein überregionales Leitungsnetz werden alternative Transportmodalitäten wie z.B. Trailertransporte per Lkw, Zug oder Schiff für den Transport des abgechiedenen CO₂ benötigt. Ein Transportkonzept für die Hochlaufphase ohne Pipelineversorgung basiert auf der Analyse der Standorte mit Hafen- und/oder Schienennetzanbindung nach [16], sowie der zeitlichen Verfügbarkeit der Transportmodalitäten basierend auf Akteursaussagen.

Abbildung 12 zeigt den Verlauf des Erdgas-Fernleitungsnetzes [39], das Schienennetz für Güterverkehr und Wasserstraßen auf Basis von [16] gemeinsam mit potenziellen Quellen und Senken.

Abbildung 12

Potenzielle CO₂-Quellen, Nachfragestandorte und Speicher sowie das bestehende Erdgas-Fernleitungsnetz, Schienennetz und Wasserstraßen



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024. Verlauf des Erdgas-Fernleitungsnetzes nach [39]. Wasserstraßen und Schienennetz nach [16].

3.5 Bestimmung der Transitbedarfe durch Bayern

Als Basis für die Abschätzung der CO₂-Transitmengen in Bayern im Zieljahr 2040 dienen politische Ziele für CCS der Nachbarländer Österreich, Italien, Schweiz, Tschechien, sowie des benachbarten Bundeslandes Baden-Württemberg. Im Abgleich mit dem geplanten deutschlandweiten CO₂-Transportnetz der OGE sowie geplanten Speicherstandorten der verschiedenen Regionen kann dabei bestimmt werden, welche CO₂-Mengen zukünftig durch Bayern geleitet werden. Die Annahmen zum Transitbedarf sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2

Annahmen zu Transitbedarfen durch Bayern

	Anfallende Mengen	Eigene Speicherung	Transit durch Bayern	Quelle
Baden-Württemberg	3 Mt/a	Nicht geplant	Nein, da Speicherung in Nordsee	[40]
Schweiz	7 Mt/a	ca. 3 Mt/a	Nein, da Route über Baden-Württemberg	[41]
Italien	20 bis 40 Mt/a	> 16 Mt/a	Nein, da Speicherung im Mittelmeer	[42], [43]
Österreich	6 bis 18 Mt/a	ca. 6 Mt/a	Ca. 8 Mt/a	[44]
Tschechien	8 Mt/a	< 1 Mt/a	ca. 4 Mt/a da Teil über Sachsen	[45]

Andere Studien schlagen das Mittelmeer [46] oder eine Onshore-Speicherung in Österreich [63] als Zielspeicher für den Süden Deutschlands und Österreich vor, da die Entfernungen hier kleiner sind als zur Nordsee [46] [63]. In der vorliegenden Studie wurden jedoch politische Ziele und Aussagen von involvierten Akteuren höher gewichtet. Um bei der zukünftigen Infrastrukturauslegung trotz Unsicherheiten bei den europäischen Transportrouten ausreichende Transportkapazitäten zu gewährleisten, werden in dieser Studie die Transitmengen aus Tabelle 3-2 berücksichtigt, die eine obere Schätzung darstellen.

4 Infrastrukturbedarf in Bayern bis 2040

Alle betrachteten Szenarien zeigen die Notwendigkeit eines bayerischen CO₂-Kernnetzes.

Sowohl dem Speicher- als auch dem Kreislauf-Szenario (siehe Abschnitt 4.1 bzw. 4.2) liegt dasselbe CO₂-Angebot aus Quellen der Energiewirtschaft und Industrie in Bayern zugrunde. Die CO₂-Nachfrage wird in den beiden Szenarien variiert und spiegelt die beiden möglichen Extremfälle der Verwertung im Zieljahr 2040 wider. Für beide Szenarien ist der Transport von Quellen zu Nachfrage- und Speicherstandorten erforderlich. Das Hochlauf-Szenario bestimmt den Hochlauf der abgeschiedenen CO₂-Mengen, der Nutzung von CO₂ für CCU-Anwendungen, sowie der CO₂-Infrastruktur aus Akteursperspektive. Abschnitt 0 beschreibt dabei ein Transportkonzept für die Hochlaufphase sowie das Zielbild eines Leitungsnetzes in 2040.

4.1 Speicher-Szenario

Im Speicher-Szenario werden alle abgeschiedenen CO₂-Mengen unterirdisch gespeichert. Als CO₂-Quellen für zukünftige Abscheidungen kommen dabei CO₂-Emissionen aus **industriellen Prozessen** und der **Energiewirtschaft** in Frage. Dabei gilt grundsätzlich, dass nur Verursacher unvermeidbarer Emissionen sowie Biomassekraftwerke für die Abscheidung in Betracht gezogen werden. Die Option der CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken wird in einem Exkurs in Abschnitt 3.1.2 behandelt, jedoch in der weiteren Berechnung ausgenommen.

Die Methodik zur Berechnung der verbleibenden **industriellen CO₂-Emissionen, sowie eine** Beschreibung der prozessspezifischen Industrietransformationspfade ist in Abschnitt 3.1.1 ausgeführt. Tabelle 4-1 fasst die berechneten CO₂-Emissionen als theoretisch abscheidbares Potenzial für alle bayerischen Industrieprozesse mit prozessbedingten Emissionen für den Status Quo (2019) sowie das Zieljahr 2040 zusammen.

Wie in Abschnitt 3.1.1 unter Evaluation der jeweiligen Industrietransformationspfade beschrieben, sind die Standorte für die Herstellung von Calciumcarbid, Industrieruß sowie Ziegel aufgrund der geringen verbleibenden Emissionen pro Standort vergleichsweise wenig relevant für die Konzeption einer CO₂-Infrastruktur. Die Glasindustrie zieht CO₂-Abscheidungen zwar wegen Unsicherheiten zur Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff weiterhin in Erwägung, diese wären aber voraussichtlich aufgrund kleiner Mengen pro Standort an einem kleiner dimensionierten Sammelnetz angebunden. Demnach stellen vor allem Zement- und Kalkstandorte relevante industrielle Punktquellen für eine zukünftige CO₂-Transportinfrastruktur dar. Anhand der Abscheideraten der Aminwäsche und der zusätzlich anfallenden Emissionen durch den Energiebedarf für die Abscheidung ergeben sich auf Basis der CO₂-Emissionen aus Tabelle 4-1 die abgeschiedenen CO₂-Mengen in der Industrie im Zieljahr 2040.

Tabelle 4-1

CO₂-Emissionen der Industrie in Bayern unterteilt in biogene Emissionen (kt_{bio}) und fossile Emissionen (kt_{fossil}) nach [7] und eigenen Berechnungen

Industrieprozess (Hauptprodukt)		Status Quo 2019	Zieljahr 2040
Zement	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 2725 kt _{fossil}	0 kt _{bio} + 2987 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	258 kt _{bio} + 1192 kt _{fossil}	461 kt _{bio} + 788 kt _{fossil}
Kalk	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 453 kt _{fossil}	0 kt _{bio} + 369 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 253 kt _{fossil}	126 kt _{bio} + 33 kt _{fossil}
Ziegel	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 289 kt _{fossil}	145 kt _{bio} + 145 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	nicht berücksichtigt*	0 kt _{bio} + 0 kt _{fossil}
Glas	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 163 kt _{fossil}	0 kt _{bio} + 82 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	nicht berücksichtigt*	0 kt _{bio} + 0 kt _{fossil}
Calcium-carbid	Prozessbedingtes CO ₂	Werte geheim [7]	
	Energiebedingtes CO ₂	Werte geheim [7]	
Industrie-ruß	Prozessbedingtes CO ₂	Werte geheim [7]	
	Energiebedingtes CO ₂	Werte geheim [7]	
Summe im Zieljahr		732 kt _{bio} + 4404 kt _{fossil}	

*Energiebedingte Emissionen im Status Quo finden keine Berücksichtigung, wenn der prozessspezifische Transformationspfad eine vollständige Vermeidung dieser Emissionen vorgibt.

Neben den Emissionen in der Industrie werden auch **Emissionen der Energiewirtschaft** für mögliche Abscheidungen betrachtet. In Frage kommen dabei Biomassekraftwerke (BMKW) sowie die thermische Abfallbehandlung (TAB). Trotz verstärkter Bemühungen zur Abfallvermeidung und zum Recycling, wird in Deutschland weiterhin nur mit einer geringfügigen Abnahme des Müllaufkommen von ca. 1 Prozent gerechnet (siehe Tabelle 3-1 auf Basis von [5]). Dessen Verbrennung in thermischen Abfallbehandlungsanlagen wird auch langfristig zu unvermeidbaren CO₂-Emissionen führen, welche abgeschieden werden müssen.

Die CO₂-Abscheidung mit anschließender Speicherung der an BMKW anfallenden Emissionen ist von besonderer Bedeutung, da hierdurch sogar bilanziell negative Emissionen erzielt werden können: Die pflanzliche Biomasse nimmt während ihres Wachstums durch Photosynthese CO₂ aus der Atmosphäre auf. Bei der Verbrennung der Biomasse führt das

ausgestoßene CO₂ netto zu keinen Emissionen, da die bei der Verbrennung anfallende Emissionsmenge in etwa dem entspricht, was während der Wachstumsphase der Atmosphäre entzogen wurde. Durch CO₂-Abscheidung an Biomassekraftwerken und anschließender dauerhafter Speicherung des CO₂ kann folglich eine negative CO₂-Bilanz erzielt werden, was nützlich für die Erreichung der Klimaziele ist. So können z.B. verbleibende Emissionen, aus der Glas- und Ziegelindustrie kompensiert werden. Das sogenannte „Bio-Energy Carbon Capture & Storage“ (BECCS), also die Abscheidung und Speicherung biogener CO₂-Quellen, ist grundsätzlich auch an industriellen Anlagen wie z.B. an Zementstandorten möglich, wenn biogene Rohstoffe eingesetzt werden. Der Anteil der biogenen Emissionen (siehe Tabelle 4-1) an den insgesamt abgeschiedenen Emissionen kann daher negativ bilanziert werden, sofern eine dauerhafte Speicherung der abgeschiedenen CO₂-Mengen erfolgt.

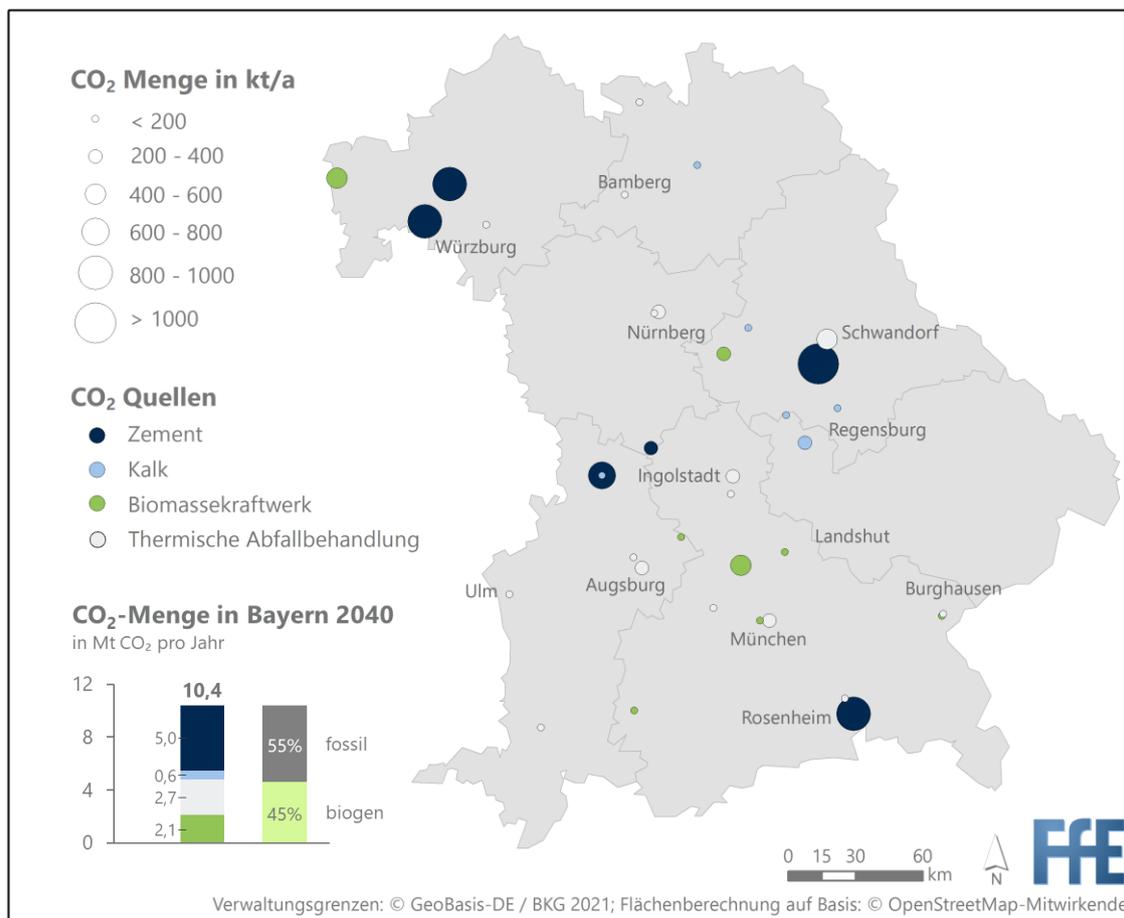
Zur Auswahl infrastrukturelevanter Standorte wird angenommen, dass nur *Biomassekraftwerke* mit einer Leistung von größer 10 MW eine CO₂-Abscheidung wirtschaftlich umsetzen können (siehe Abschnitt 3.1.2). Mit den Parametern für den Einsatz von Biomassekraftwerken aus Tabelle 3-1 ergeben sich für diese Standorte im Zieljahr 2040 CO₂-Emissionen von insgesamt 1,5 Mt_{bio}/a.

Thermische Abfallbehandlungsanlagen stoßen bis zum Zieljahr 2040 unter Berücksichtigung der in Tabelle 3-1 aufgeführten Entwicklung des Müllaufkommens insgesamt 3 Mt CO₂ pro Jahr aus. Davon sind 1,7 Mt biogenen Ursprungs.

Insgesamt belaufen sich die abgeschiedenen CO₂-Mengen im Zieljahr 2040 auf **10,4 Mt/a**. Die CO₂-Abscheidung und Aufbereitung bedingt einen zusätzlichen Strombedarf von 1,6 TWh pro Jahr. Abbildung 13 zeigt die Standorte mit CO₂-Abscheidung, wobei die Kreisgröße eine Indikation zu den abgeschiedenen CO₂-Mengen jedes Standortes angibt. Das Balkendiagramm in Abbildung 13 zeigt die Aufteilung der gesamten abgeschiedenen CO₂-Mengen in fossile und biogene Quellen.

Abbildung 13

Standorte der infrastrukturelevanten bayerischen Punktquellen und zugehöriger CO₂-Mengen im Jahr 2040



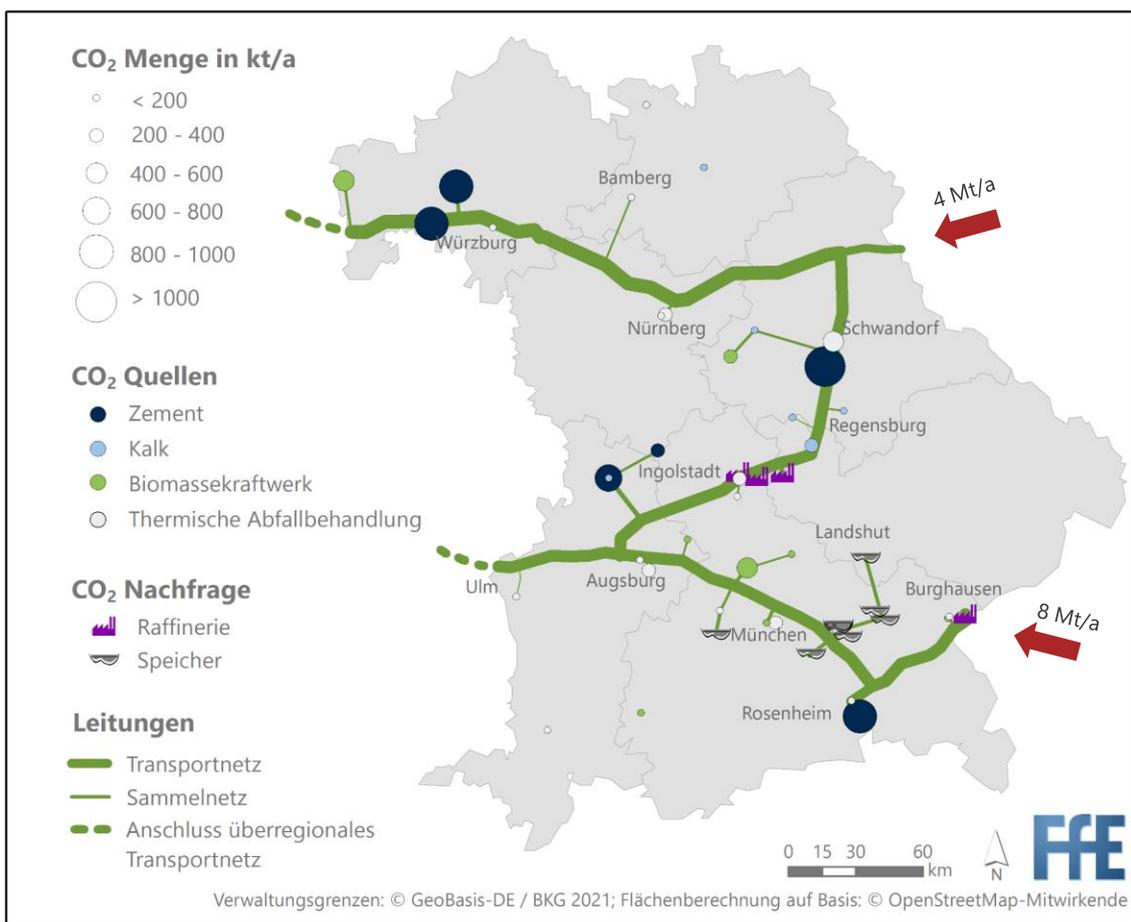
Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Die größten CO₂-Quellen stellen die Zementstandorte dar und belaufen sich im Zieljahr auf etwa 5 Mt/a. Kalkstandorte, Biomassekraftwerke und TAB-Anlagen stellen kleinere CO₂-Quellen pro Standort dar. Zusammen belaufen sich die abgeschiedenen CO₂-Mengen ebenfalls auf etwa 5 Mt/a. Etwa 45 Prozent der abgeschiedenen Mengen sind biogenen Ursprungs, welche sich aus dem Biomasseeinsatz an Industriestandorten, dem biogenen Anteil bei TAB-Anlagen sowie aus den Biomassekraftwerken zusammensetzen.

Im Speicher-Szenario gibt es über den aktuell bestehenden CO₂-Bedarf hinaus keine CO₂-Nachfrage und das gesamte abgeschiedene CO₂ in Abbildung 13 wird gespeichert. Dabei sollen sowohl bayerische Speicherkapazitäten ausgeschöpft als auch der Export von CO₂-Mengen zu den großen Speicherstätten beispielsweise unter der Nordsee ermöglicht wer-

den. Das konzipierte Leitungsnetz im Speicher-Szenario für das Zieljahr 2040 ist in Abbildung 13 dargestellt, wobei die Linienbreite der jeweiligen Pipelineabschnitte eine Indikation zum benötigten Leitungsdurchmesser angibt. Für den Export von CO₂ Richtung Norden bestehen Anschlusspunkte an das überregionale geplante CO₂-Transportnetz der OGE.

Abbildung 14
Zukünftiges CO₂-Leitungsnetz in Bayern 2040 im Speicher-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Bei dem Leitungsnetz kann zwischen einem Transportnetz (etwa 700 km) mit großer Transportkapazität und zulaufenden Sammelleitungen (etwa 400km) unterschieden werden. Die minimal notwendige Leitungskapazität im Transportnetz wird dabei vereinfacht durch die Betrachtung der jährlich abgeschiedenen CO₂-Menge abgeschätzt. Da sich diese auf die zwei Ost-West-Leitungsstränge zu den Exportpunkten und bayerischen Speichern aufteilt, entspricht die benötigte Transportkapazität etwa der Hälfte der abgeschiedenen CO₂-Menge im Zieljahr von 10,4 Mt/a. Beim Transport in der dichten flüssigen Phase entspricht eine Transportkapazität von 5 Mt/a einem Leitungsdurchmesser von etwa 470 mm. Die

Sammelleitungen müssen ausreichend Transportkapazität aufweisen, sodass das abgechiedene CO₂ der angeschlossenen Standorte zum Transportnetz transportiert werden kann. Die benötigten Durchmesser unterscheiden sich je Leitungsabschnitt und sind im Schnitt etwa 140 mm breit.

Das Transportnetz hat sowohl in Würzburg als auch in Ulm Anschluss an das überregionale geplante CO₂-Transportnetz der OGE, sodass neben Onshore-Speicherung in Bayern auch der Export zu Offshore-Speichern z.B. unter der Nordsee möglich ist. Zusätzlich bietet das Transportnetz eine Verbindung nach Österreich über Burghausen sowie nach Tschechien nördlich von Schwandorf. Diese Anschlusspunkte ermöglichen den Transit von CO₂ aus Österreich und Tschechien durch Bayern in den Norden Deutschlands. Unter der Berücksichtigung der Transitbedarfe aus den beiden Ländern in Tabelle 3-2 werden größere Transportkapazitäten benötigt, sodass im Transportnetz Leitungsdurchmesser von etwa **650 mm** notwendig sein werden.

4.2 Kreislauf-Szenario

Das Kreislauf-Szenario basiert auf demselben CO₂-Angebot wie das Speicher-Szenario in Abbildung 13, jedoch wird die CO₂-Nachfrage für CCU variiert. Die CO₂-Nachfrage in diesem Szenario umfasst neben der bereits heute bestehenden Nachfrage an CO₂-Handelsmärkten von etwa 200 kt/a (z.B. in der Lebensmittelindustrie oder als Schutzgas) auch den potenziellen CO₂-Bedarf durch die Transformation der Chemieindustrie. Diese Transformation umfasst zum einen die stoffliche Nutzung von synthetischen Energieträgern zur Grundstoffherstellung (z.B. synthetisches Naphtha zur Herstellung von Plattformchemikalien) und zum anderen die energetische Nutzung für Kraftstoffe, in Zukunft insbesondere synthetisches Kerosin für einen klimaneutralen Flugverkehr. Das Kreislauf-Szenario vorortet die Produktion der gesamten synthetisch hergestellten Roh- und Brennstoffe für die oben genannten Anwendungen innerhalb von Bayern. Die Produktion erfolgt dabei ausschließlich auf Basis von CO₂ als Rohstoff, sodass in diesem Extremszenario die **maximalen CO₂-Nutzungspotenziale** dargestellt sind.

Der zukünftige Bedarf an synthetischen Roh- und Brennstoffen wurde aus der Exkursrechnung des „Bayernplan Energie 2040“ (Szenario E.plan) übernommen [4]. Die Chemieindustrie setzt darin in Zukunft auf synthetisches Naphtha und Methanol als Ausgangsstoff der weiteren Wertschöpfung. Ausgehend von einem stofflichen Bedarf von knapp 8 TWh (fossilem) Naphtha und 3 TWh Gasöl in 2019 verschiebt sich der Bedarf in den Berechnungen auf über 11 TWh Methanol und ca. 5 TWh Naphtha – dann synthetisch produziert – in 2040 [4]. Daraus ergibt sich mit der Berechnungsmethodik aus Abschnitt 3.2 ein Bedarf von 1,1 Mt CO₂ für die Methanolsynthese und 2,8 Mt CO₂ zur Produktion von Fischer-Tropsch-Naphtha im Zieljahr 2040.

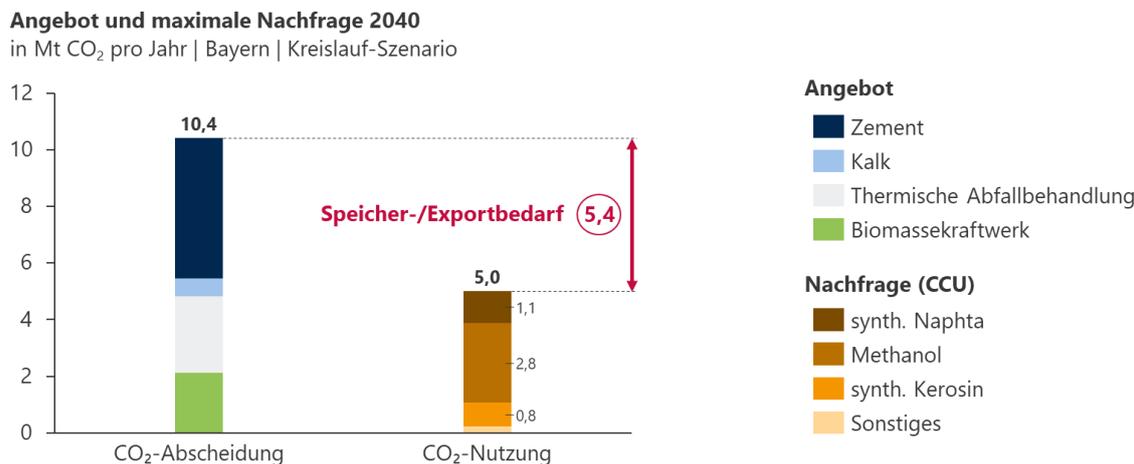
Der Kerosinbedarf für den internationalen Flugverkehr beläuft sich im Ausgangsjahr 2019 auf etwa 21 TWh bzw. 1.740 kt Kerosin. Gemäß dem E.plan-Szenario des „Bayernplan Energie 2040“ steigt dieser leicht auf 1.770 kt Kerosin bis 2040 an [4]. Die Richtlinie des EU-Pakets „Fit for 55“ setzt das Ziel, bis zum Jahr 2050 einen Anteil von 35 Prozent synthetisches Kerosin als Flugzeugtreibstoff zu erreichen. Bei einer Herstellung mittels Fischer-

Tropsch-Synthese ergibt sich hieraus eine potenzielle Nachfrage von 800 kt CO₂ im Zieljahr 2040.

Die gesamte CO₂-Nachfrage zur Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe ist in Abbildung 15 im Verhältnis zu den abgeschiedenen Mengen gesetzt. Demnach werden selbst im Extremszenario für CO₂-Nutzung, welches die maximale potenzielle Nutzung von CO₂ abbildet, nur etwa die Hälfte der gesamten abgeschiedenen CO₂-Mengen für CCU benötigt. Es müssen daher auch im Kreislauf-Szenario CO₂-Mengen gespeichert oder aus Bayern exportiert werden. Wie auch im Speicher-Szenario bedingt dies eine Anbindung an die bayerischen Speicher, sowie die Anbindung an das deutschlandweite Transportnetz.

Abbildung 15

CO₂-Angebot und CO₂-Nachfrage im Zieljahr 2040 für das Kreislauf-Szenario

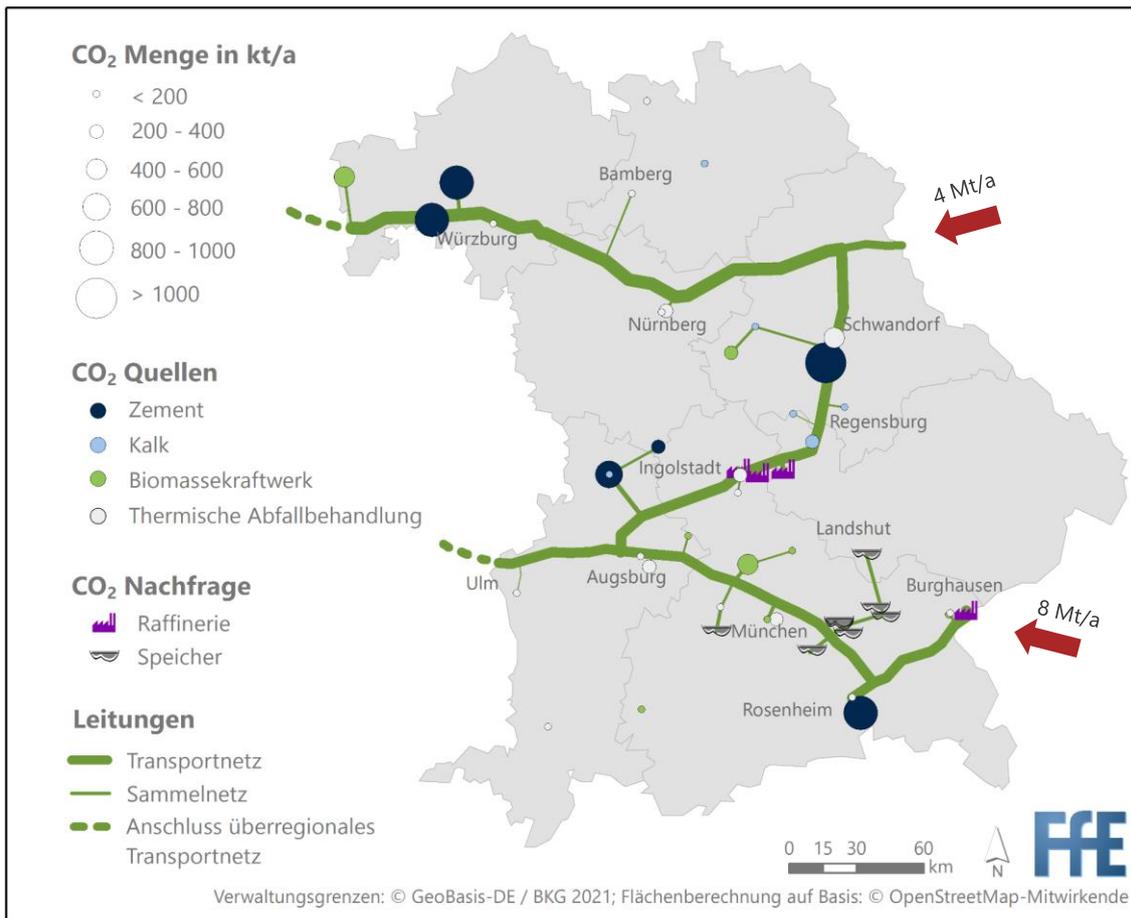


Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Abbildung 16 zeigt das konzipierte Leitungsnetz im Kreislauf-Szenario. Dieses unterscheidet sich im Leitungsverlauf nicht von der Konzeption für das Speicher-Szenario, da in beiden Szenarien die gleichen CO₂-Quellen bestehen, welche mit Speichern und den Exportpunkten zum überregionalen Transportnetz verbunden werden müssen. Der einzige Unterschied besteht in den benötigten Transportkapazitäten. Auch hier wird für die Abschätzung der benötigten Leitungskapazität angenommen, dass sich die abgeschiedenen CO₂-Mengen für ihren Transport zu den Speichern und Exportpunkten gleichmäßig auf die zwei Ost-West-Leitungsstränge aufteilen. Bei einer Speichermenge von 5,4 Mt/a im Zieljahr kann die nötige Transportkapazität von 2,7 Mt/a durch einen Leitungsdurchmesser von 340 mm gewährleistet werden. Unter der Berücksichtigung der Transitbedarfe aus Österreich und Tschechien in Tabelle 3-2 werden größere Transportkapazitäten benötigt, sodass im Transportnetz ein Leitungsdurchmesser von etwa **600 mm** notwendig ist. Die Leitungsabschnitte zu den Raffinerien, als zukünftige Standorte mit CO₂-Nachfrage für CCU, müs-

sen mindestens den jeweiligen CO₂-Bedarf transportieren, sodass streckenweise Durchmesser von 200 mm (zu dem Raffineriestandort in Burghausen) und 400 mm (zu den Raffineriestandorten in Ingolstadt) benötigt werden.

Abbildung 16
Zukünftiges CO₂-Leitungsnetz in Bayern 2040 im Kreislauf-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

4.3 Hochlauf-Szenario

Das Hochlauf-Szenario beschreibt einen Hochlaufpfad für CCUS, bei welchem das Klimaneutralitätsziel für Bayern im Jahr 2040 erreicht wird. Um einen möglichst praxisnahen Hochlauf zu bestimmen, wurden etwa 20 Akteure im Rahmen von zwei Stakeholder-Workshops und nachgelagerten Gesprächen befragt.

Unter den Teilnehmenden an den Stakeholder-Workshops befanden sich dabei Akteure aus der gesamten Wertschöpfungskette:

- Vertreter der Industrie und Energiewirtschaft haben die Sichtweise zukünftiger Emittenten mit möglicher **CO₂-Abscheidung** eingenommen.
- Technologiehersteller konnten Expertise zu **Abscheidetechnologien** weitergeben.
- Eine mögliche zukünftige **CO₂-Nachfrage** war durch Vertreter der Chemieindustrie repräsentiert.
- Die **CO₂-Infrastruktur** wurde durch Gasnetzbetreiber und Dienstleister für den Gütertransport abgedeckt.

Zur Einordnung des Hochlaufs von CCUS und der zugehörigen CO₂-Infrastruktur in Bayern haben die Akteure notwendige Meilensteine für die praktische Umsetzung von CO₂-Abscheidung, CO₂-Nutzung und CO₂-Transport gesammelt und damit die Basis für einen Hochlaufpfad bestimmt, welcher im folgenden Abschnitt beschrieben ist.

4.3.1 Erwarteter Hochlauf von CO₂-Abscheidungen in Bayern

Laut der Einschätzung der teilnehmenden Akteure des Workshops beginnen CO₂-Abscheidungen zunächst vereinzelt an Pilotanlagen der Zement- und Kalkindustrie. Dies ist bereits innerhalb der kommenden fünf Jahre zu erwarten. Der größte Treiber für die Industrie ist dabei das Auslaufen von CO₂-Zertifikaten im europäischen Emissionshandel (EU-ETS). Kostenlose CO₂-Zertifikate, welche bisher an die emissionsintensive Industrie (z.B. Zement) ausgehändigt wurden, sollen bereits ab 2026 auslaufen und bis 2034 vollständig abgeschafft werden [47]. Auch die Anzahl aller weiteren CO₂-Zertifikate wird jährlich reduziert, sodass bei Fortführung des aktuellen Rechtsrahmens um das Jahr 2040 keine neuen CO₂-Zertifikate mehr ausgegeben werden [16]. Für die Zement- und Kalkindustrie erhöht sich damit die Dringlichkeit zur Emissionsminderung und durch ihre unvermeidbaren Prozessmissionen auch zur CO₂-Abscheidung. Laut Einschätzung der Industrievertreter auf dem Stakeholder-Workshop werden bereits 2035 weitere Abscheideanlagen an Zement- und Kalkstandorten in Betrieb gehen. Die Umsetzung bei thermischen Abfallbehandlungsanlagen (TAB) erfolgt etwa zwei Jahre versetzt, da der Zeitdruck durch auslaufende ETS-Zertifikate geringer ist.

Die CO₂-Abscheidung von biogenen Emissionen mit anschließender Speicherung (BECCS) an Biomassekraftwerken führt bilanziell zu negativen Emissionen. Zertifikate für solche negativen Emissionen können an einem freiwilligen Markt veräußert werden und haben damit einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung an Biomassekraftwerken. Laut den teilnehmenden Akteuren am Sta-

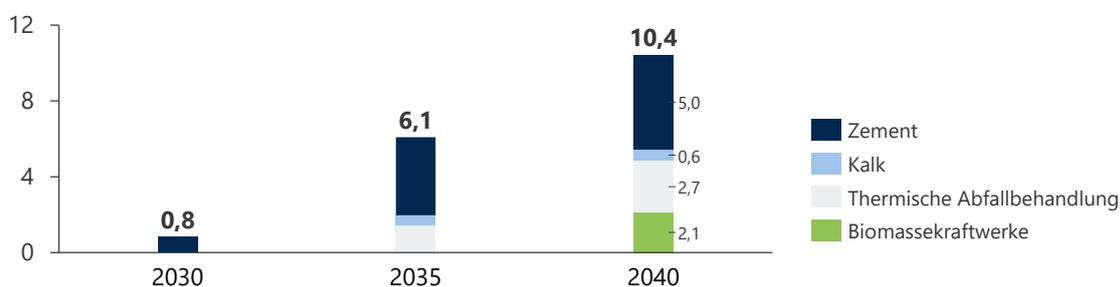
keholder-Workshop wird ein Geschäftsmodell mit negativen Emissionen erst ab 2040 erwartet. Demnach erfolgt die Umsetzung von CO₂-Abscheidungen an Biomassekraftwerken erst im Zieljahr 2040. Der angenommene Hochlaufpfad für die gesamten abgeschiedenen CO₂-Mengen in Bayern ist in Abbildung 17 dargestellt.

Abbildung 17

Hochlauf von CO₂-Abscheidungen auf Basis von Akteursaussagen

Hochlauf abgeschiedener CO₂-Mengen

in Mt CO₂ pro Jahr | Bayern | Hochlauf-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

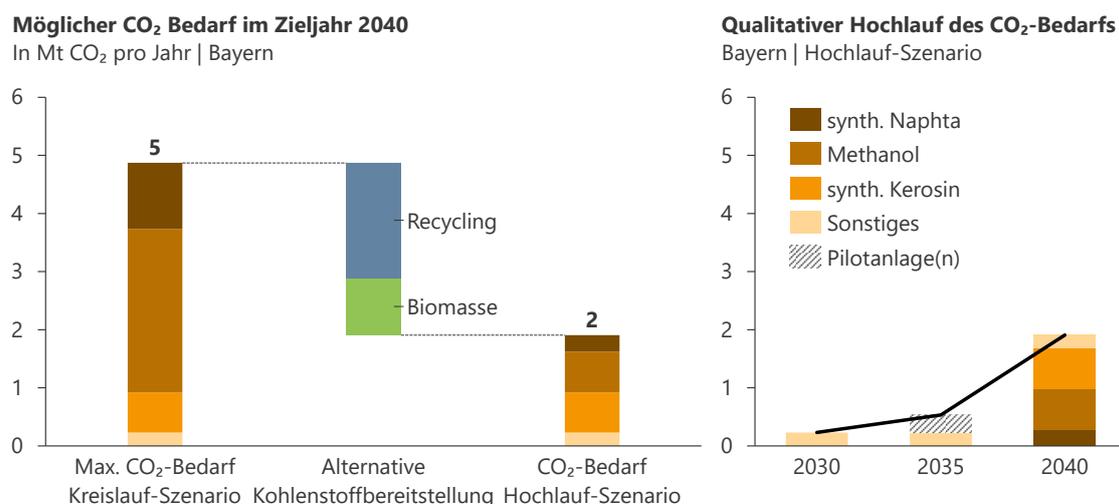
4.3.2 Erwarteter Hochlauf von CO₂-Nutzung in Bayern

Während das Kreislauf-Szenario in Abschnitt 4.2 die maximale potenzielle CO₂-Nachfrage abbildet, indem die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe ausschließlich durch CO₂-basierte Produktionsrouten angenommen wird, basiert die Sicht der Workshop-Teilnehmenden im Hochlauf-Szenario auf der Einschätzung, dass nur etwa 25 Prozent der zukünftigen Kohlenstoffbedarfe für die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe durch CCU bereitgestellt werden. Der größte Anteil, etwa 50 Prozent, wird durch chemisches und mechanisches Recycling abgedeckt, während die restlichen 25 Prozent aus Biomasse stammen [64]. Diese Angaben basieren auf der Vorgabe, dass die Petro- und Grundstoffchemie auf eine CO₂-neutrale Produktion ohne CO₂-Abscheidung umstellt. Andere Transformationspfade mit CO₂-Abscheidung sind insbesondere abhängig von der kurz- bis mittelfristigen Entwicklung der Alternativen denkbar und würde die Chemieindustrie weiterhin als CO₂-Quelle anstatt als CO₂-Senke verorten. Im Hochlauf-Szenario wird allerdings eine CO₂-Abnahme für CCU durch die Chemieindustrie angenommen.

Nach Einschätzungen der Akteure aus dem Stakeholder-Workshop werden demnach im Jahr 2040 voraussichtlich etwa 1 Mt CO₂ pro Jahr für die Produktion von synthetischem Naphtha und Methanol benötigt, wie Abbildung 18 darstellt. Der Anteil an synthetisch pro-

duziertem Kerosin auf Basis von CO₂ ist dagegen im „ReFuelEU Aviation“ explizit vorgegeben [35], sodass hier das Zielbild für den CO₂-Bedarf von etwa 700 kt CO₂ pro Jahr unverändert bleibt.

Abbildung 18
Hochlauf der CO₂-Nutzung auf Basis von Akteursaussagen im Stakeholder-Workshop

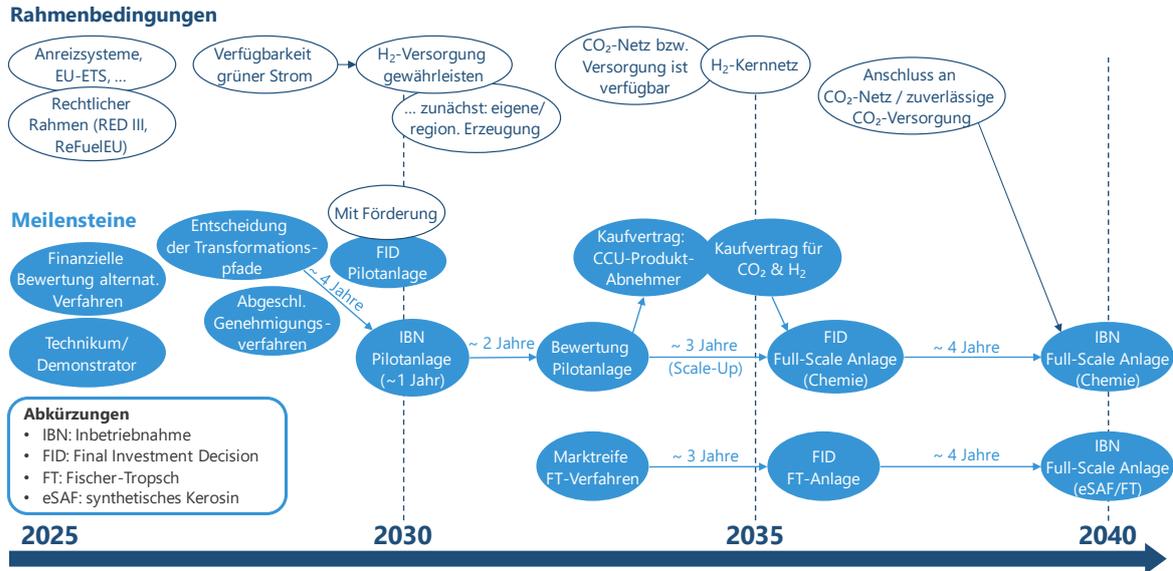


Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Um diesen Hochlaufpfad bis 2040 in Bayern umsetzen zu können, sind laut den Teilnehmenden des Stakeholder-Workshops aus der Chemieindustrie zahlreiche Voraussetzungen notwendig, welche sofort angegangen werden müssen. Eine Zusammenfassung der notwendigen Schritte und regulatorischen Rahmenbedingungen zeigt Abbildung 19, wobei die ausreichende Verfügbarkeit von Grünstrom besonders hervorzuheben ist. Dies lässt sich anhand Abbildung 20 verdeutlichen. Dargestellt ist der zusätzliche industrielle Strombedarf zur Produktion der synthetischen Kohlenwasserstoffe im Hochlauf-Szenario im Zieljahr 2040. Ausgehend vom Strombedarf laut E.Plan Szenario fallen hierbei weitere 27 TWh/a zur Herstellung von synthetischem Methanol, Naphta und Kerosin an. Ein signifikanter Anteil dieses zusätzlichen Strombedarfs entfällt auf die Elektrolyse für Wasserstoff, der ebenfalls als Rohstoff in die Produktion der synthetischen Kohlenwasserstoffe einfließt. Selbst bei einem vollständigen Import von Wasserstoff über das Wasserstoff-Kernnetz würde ein zusätzlicher Strombedarf von 8 TWh/a entstehen, was den industriellen Strombedarf im Jahr 2040 auf 49 TWh/a (inklusive Strombedarf für die CO₂-Abscheidung) anheben würde.

Abbildung 19

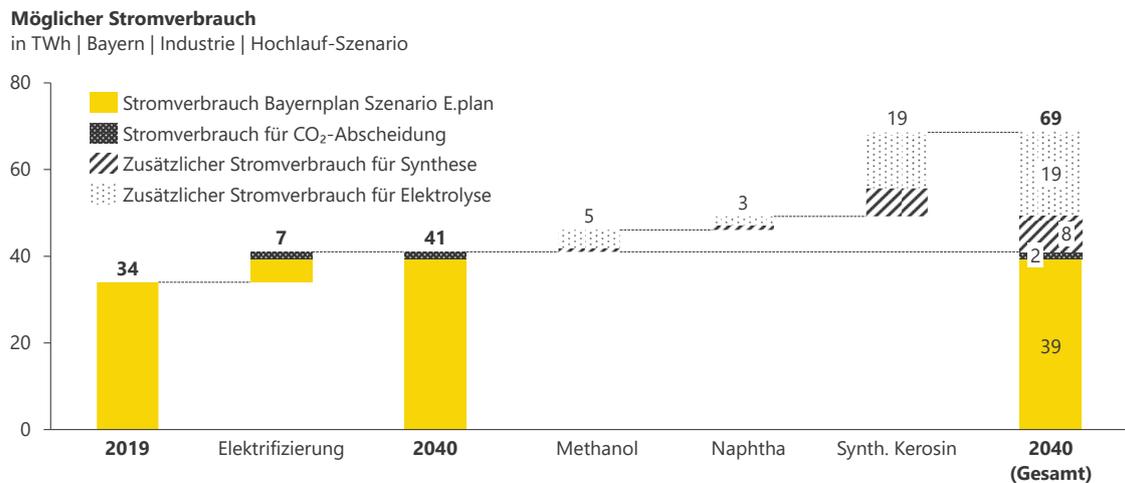
Notwendige Meilensteine und Rahmenbedingungen zur Ermöglichung von CCU bis 2040 aus Sicht der Akteure



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Abbildung 20

Zusätzlicher Strombedarf im Sektor Industrie für die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe im Hochlauf-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Unter idealen Voraussetzungen inklusive der ausreichenden Verfügbarkeit von Strom und Wasserstoff ist eine Umsetzung CO₂-basierter Produktion von synthetischen Kohlenwasserstoffen in einzelnen Pilotanlagen laut Akteursaussagen frühestens ab 2030 denkbar, sofern sowohl alle Rahmenbedingungen ideal angepasst sind und es keine Verzögerungen in der technischen Entwicklung gibt. Im relevanten industriellen Maßstab erwarten die teilnehmenden Akteure aus dem Stakeholder-Workshop CCU erst ab 2040. Der resultierende Hochlauf der bayerischen CO₂-Nachfrage im Hochlauf-Szenario ist in dem rechten Diagramm in

Abbildung 18 dargestellt.

4.3.3 Erwarteter Hochlauf einer CO₂-Infrastruktur in Bayern

Die Konzeption und der Bau von CO₂-Leitungen benötigt laut der beteiligten Gasnetzbetreiber im Stakeholder-Workshop etwa neun Jahre. Am weitesten fortgeschritten in Bayern ist dabei das Projekt „co2peline“ der bayernets [38] (siehe Abschnitt 6.2). Selbst hier ist mit einer Inbetriebnahme des ersten Leitungsabschnitts unter idealen Voraussetzungen laut bayernets frühestens ab 2032 zu rechnen.

zeigt den Ausbaupfad der bayerischen CO₂-Leitungsinfrastruktur in den Stützjahren 2030, 2035 und 2040. Im Jahr 2030 ist demnach der Leitungsabschnitt zwischen Rohrdorf und Burghausen in konkreter Planung, kann jedoch noch kein CO₂ transportieren. Das in diesem Stützjahr abgeschiedene CO₂ aus dem Zementwerk in Rohrdorf muss entweder zu einer CCU-Pilotanlage im Chemiedreieck Burghausen zur weiteren Nutzung oder nach Österreich zur Einspeicherung per Lkw oder Güterzug transportiert werden.

Im Jahr 2035 wird bereits an mehreren Standorten der Kalk- und Zementindustrie, sowie an TAB-Anlagen CO₂ abgeschieden (siehe Abschnitt 4.3.1). Das Leitungsnetz verbindet in diesem Jahr mehrere Standorte mit potenziellen CO₂-Senken und Speichern in Bayern. Da laut österreichischer Carbon Management Strategie keine Einspeicherung deutscher CO₂-Mengen vorgesehen ist, sondern im Gegenteil, langfristig österreichische CO₂-Mengen durch Bayern und Deutschland an die Nordsee transportiert werden sollen [44], ist kein großskaliger Export von CO₂ nach Österreich möglich. Da im Jahr 2035 auch die Nutzung von CO₂ abseits kleinerer Pilotanlagen nicht als realistisch betrachtet wird, gibt es für das abgeschiedene CO₂ zwei Optionen:

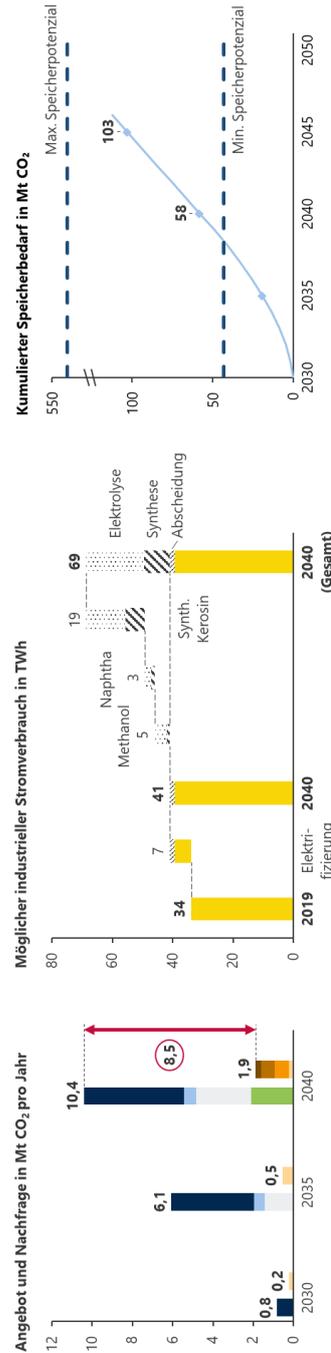
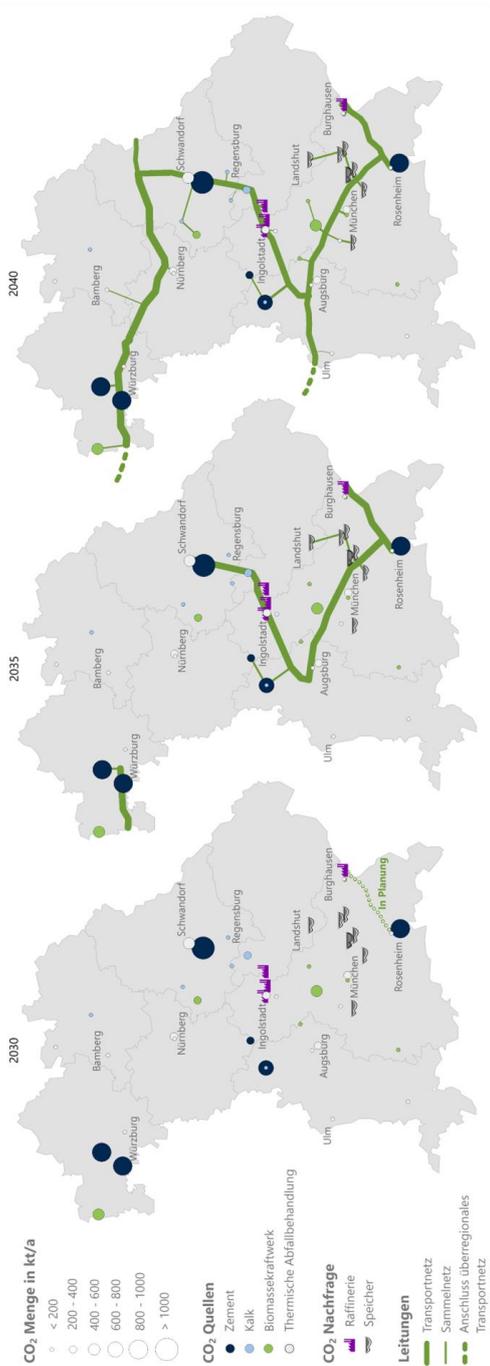
1. Speicherung in bayerischen Onshore-Speichern als zeitliche Überbrückung bis zum Anschluss an ein überregionales CO₂-Leitungsnetz
2. Alternative Transportmodalitäten für den CO₂-Transport an Offshore-Speicher beispielsweise unter der Nordsee

In Pilotprojekten für CO₂-Speicherung wurden Speicher innerhalb von vier bis fünf Jahren inspiziert, ausgebaut und in Betrieb genommen [65] [66]. Sollte die Onshore-Speicherung in Bayern im Rahmen der Opt-In-Regelung (siehe Abschnitt 6.1.1) politisch beschlossen werden, könnte die Inbetriebnahme von Onshore-Speichern bis 2035 unter passenden

wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine mögliche Zwischenlösung für die abgechiedenen CO₂-Mengen bis zum Anschluss an ein überregionales Transportnetz darstellen.

Abbildung 21

Ausbaupfad des CO₂-Leitungsnetz in Bayern im Hochlauf-Szenario

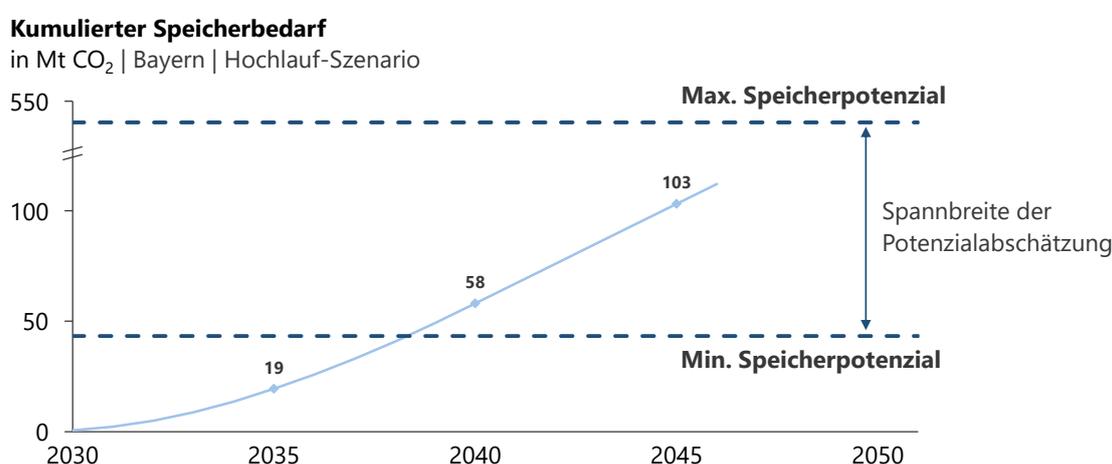


Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Abbildung 22 zeigt den kumulierten Speicherbedarf im HochlaufszENARIO, welcher im Jahr 2035 etwa 19 Mt CO₂ beträgt. Die dargestellten Speicherkapazitäten in Bayern basieren auf geologischen Speicherpotenzialen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) aus dem Jahr 2010 [10] und weisen mit einer minimalen Abschätzung Kapazitäten von etwa 50 Mt und einer maximalen Abschätzung der Kapazität von etwa 550 Mt sehr große Spannweiten auf. Sollte die minimale Einschätzung der bayerischen Speicherpotenziale zutreffen, wären diese in 2039 ausgeschöpft, sodass weiteres überschüssiges CO₂ zwingend exportiert werden muss.

Abbildung 22

Kumulierter Speicherbedarf im Hochlauf-Szenario



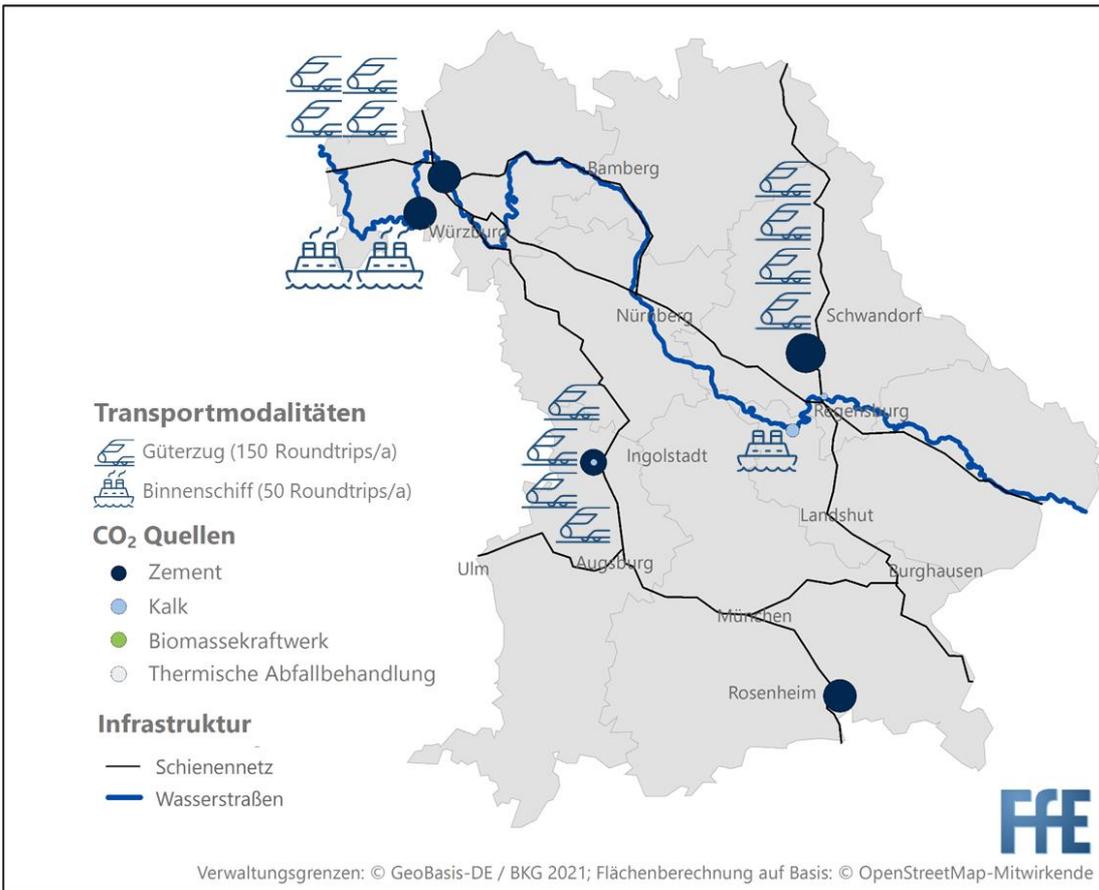
Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Eine weitere Option, das überschüssige CO₂ zu speichern stellt der Transport per Zug, Lkw oder Binnenschiff zu Offshore-Speichern dar. Diese Transportoption ist laut der teilnehmenden Akteure am Stakeholder-Workshop unter der Voraussetzung ausreichend verfügbarer Kapazitäten ab Ende der 2020er Jahre möglich. Das Transportkonzept für CO₂-Quellenstandorte, welche laut [16] einen Anschluss an das Schienennetz oder an einen Hafen besitzen, ist in dargestellt. Die Anzahl der dargestellten Symbole für Güterzüge und Binnenschiffe stellt die jeweilig benötigte Anzahl der Transportmodalität für einen Abtransport der anfallenden CO₂-Mengen dar. Demnach sind für den CO₂-Transport etwa drei Binnenschiffe notwendig, welche einmal pro Woche CO₂ in den Norden Deutschlands CO₂ transportieren. Zusätzlich werden zwölf Ganzzüge benötigt, welche etwa drei Umläufe pro Woche wahrnehmen. Der Transport von insgesamt 3 Mt pro Jahr per Zug von Bayern in den Norden würden dabei etwa 1 Prozent des gesamten derzeitigen deutschen Güterver-

kehrsaufkommens einnehmen. Die Verträge für den Zugtransport haben eine Bindungsdauer von mindestens zehn Jahren, welche auch bei ausgebautem CO₂-Pipelinennetz einzuhalten ist.

Abbildung 23

Transportkonzept 2035 für CO₂-Quellenstandorte mit Schienen- oder Hafenanschluss



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2024

Vorteile und Hindernisse bei der Umsetzung der beiden Optionen in der Hochlaufphase bis zum Anschluss an ein überregionales CO₂-Transportnetz sind in Tabelle 4-2 zusammengefasst.

Tabelle 4-2

Vorteile und Hindernisse zweier Optionen für die zeitliche Überbrückung bis zum Anschluss an ein überregionales CO₂-Transportnetz

	Vorteile	Hindernisse
Onshore-Speicherung in Bayern	<ul style="list-style-type: none"> – Bayern ist unabhängig von potenziellen zeitlichen Verzögerungen des überregionalen Transportnetzes. – In Aussicht gestellte verfügbare Speicherkapazitäten führen zu Planungssicherheit für bayerische Industriestandorte durch weniger Konkurrenz für CO₂-Abnahme. – Es wird Wertschöpfung innerhalb Bayerns generiert. – Potenzielle Stranded Assets in alternative Transportmodalitäten (Zug, Schiff) werden vermieden. 	<ul style="list-style-type: none"> – Gesellschaftliche Akzeptanz stellt Risiko für Umsetzung dar. – Bis dato gibt es wenig Erfahrung in der technischen Umsetzung von Onshore-Speicherung in salinen Aquiferen. – Bis dato gibt es große Unsicherheiten bei der praktisch umsetzbaren Speicherkapazität in Bayern. – Aufgrund begrenzter Speicherkapazitäten ist die Nutzungsdauer beschränkt, was die Wirtschaftlichkeit mindert.
Transport per Zug und Schiff zu Offshore-Speichern	<ul style="list-style-type: none"> – Der Transport per Zügen und Schiffen ist die einzige Option für bayerische Standorte große CO₂-Mengen vor 2040 zu Offshore-Speichern zu transportieren. – Eine Diversifizierung in den Transportmodalitäten führt zu mehr Resilienz im Abtransport bzw. in der Versorgung von möglichen Abnehmern. – Sowohl der Zugtransport als auch der Schiffstransport haben bereits Erfahrung beim Transport von Gefahrgütern. – Die Transportkapazität per Zug und Schiff ist durch höhere Frequenz der Umläufe bis zu einem gewissen Grad skalierbar. 	<ul style="list-style-type: none"> – Durch höhere spezifische Transportkosten im Vergleich zu Pipeline-Transport und Mietdauern von etwa 10 Jahren kann Schienentransport langfristig zu Stranded-Assets führen. – Der Batch-Abtransport bei gleichzeitig kontinuierlicher CO₂-Abscheidung erfordert Zwischenspeicherung am Standort verbunden mit zusätzlichen Investitionskosten. – Für den Zugtransport sind Verladungsstation sowie Rangier- und Ladegleise mit zusätzlichem Platzbedarf erforderlich. – Ausfälle im Schienennetz (z.B. Bahnstreiks) und/oder Hoch-/Niedrigwasserstände können zu Unterbrechung des Abtransportes führen.

5 Kostenanalyse

In den untersuchten Szenarien sind Investitionen von mindestens 1 Mrd. Euro für den Bau eines bayerischen Transportnetzes nötig

Dieser Abschnitt analysiert die entstehenden Kosten einer zukünftigen bayerischen CO₂-Infrastruktur aus Abschnitt 4. Tabelle 5-1 stellt die Kosten für das Transportnetz sowie das Sammelnetz für die betrachteten Szenarien gegenüber. Diese sind als Realpreise mit dem Bezugsjahr 2024 angegeben. Für beide Szenarien ist ein Min-/Max-Korridor für die Investitionskosten (CAPEX) sowie Betriebskosten (OPEX) angegeben. Die Betriebskosten beinhalten dabei sowohl Personal- & Instandhaltungskosten, als auch die Energiekosten für den Betrieb von Boostern zur Aufrechterhaltung des Druckes.

Tabelle 5-1

Kosten in den Extremszenarien für eine CO₂-Infrastruktur in Bayern

		Speicher-Szenario		Kreislauf-Szenario	
		Min	Max	Min	Max
Transport- netz	CAPEX in Mio. Euro ₂₀₂₄	1.000	2.100	900	1.900
	OPEX in Mio. Euro _{2024/a}	30	60	30	50
Sammelnetz	CAPEX* in Mio. Euro ₂₀₂₄	270	800	230	750
	OPEX in Mio. Euro _{2024/a}	4	20	4	20

*Kosten können durch die Umstellung von Erdgasleitungen im Sammelnetz um bis zu 80 Prozent reduziert werden. Dies bedingt den gasförmigen Transport von CO₂.

Die Investitionskosten für den Bau einer Leitungsinfrastruktur eines Transportnetzes in Bayern befindet sich daher in einem Rahmen von ein Mrd. Euro bis zwei Mrd. Euro während für das Sammelnetz weitere 200 bis 800 Mio. Euro anfallen. Die Kosten zwischen den Extremszenarien unterscheiden sich dabei kaum, da die Szenarien denselben Leitungsverlauf aufweisen und sich nur in den benötigten Leitungskapazitäten unterscheiden. Die

Spannbreite zwischen den minimalen und der maximalen Kosten weist dagegen große Unterschiede auf. Die minimale Abschätzung der Kosten basiert auf Literaturwerten, welche für einen Bau einer großen Transportleitung knapp eine Mio. Euro pro Kilometer angeben [48]. Die obere Kostengrenze basiert auf einer Einschätzung des Fernleitungsnetzbetreibers bayernets, welcher eine ähnliche Einordnung der Kosten wie auch der FNB Gas mit zwei bis drei Mio. Euro pro Kilometer einer Transportleitung trifft [16]. Die deutlich höhere Abschätzung im Vergleich zu Literaturwerten ist mit den Preissteigerungen der vergangenen Jahre sowohl in den Materialkosten der einzelnen Baugruppen als auch im Dienstleistungspreis zu begründen. Die zukünftigen Entwicklungen der Kosten bis zum Start des Leitungsbaus sind dabei schwer abzuschätzen, sodass die angegebenen Investitionskosten eine große Spannbreite aufweisen.

Neben den Kosten für die Leitungsinfrastruktur fallen zudem Kosten für die Abscheidung von CO₂ bei den einzelnen Standorten und Kosten für die Onshore-Speicherung an. Die Kosten für die Abscheidung unterscheiden sich dabei je nach angewandter Technologie (siehe Abschnitt 2.1) und der Art der Punktquelle. Für Abscheidung an Zementwerken mit Post-Combustion Technologie fallen Kosten von 60 bis 180 Euro pro t CO₂ an [15]. Für die Abscheidung an TAB liegen die Kosten auf einem ähnlichen Niveau von 65 bis 90 Euro pro t CO₂ [67].

Die Kosten für den Ausbau eines CO₂-Speichers variieren stark je nach den geologischen Gegebenheiten und der Speicherkapazität. Für einen Onshore-Speicher der notwendigen Größe des Hochlauf-Szenarios mit Speicherung der CO₂-Mengen in salinen Aquiferen, belaufen sich die Investitionskosten auf etwa 100 bis 130 Mio. Euro [49]. Um einen sicheren Betrieb ohne Leckagen zu gewährleisten, ist außerdem ein Monitoring der Speicheranlage erforderlich. Die damit verbundenen Kosten liegen bei etwa 1 bis 4 Mio. Euro pro Jahr [50] welche zusätzlich zu den sonstigen Betriebskosten von etwa 1 Mio. Euro pro Jahr aufgewandt werden müssen.

6 Rahmenbedingungen

Anknüpfend an politischen Strategien und Zielsetzungen müssen konkrete Rahmenbedingungen den Hochlauf der CCUS-Technologien sicherstellen

In Deutschland und seinen Nachbarländern hat das Thema Carbon Management in den vergangenen Jahren deutlich an Bedeutung gewonnen. Neben der Ausarbeitung politischer Rahmenbedingungen und Zielsetzungen (Abschnitt 6.1) gibt es einen Hochlauf erster Pilotprojekte (Abschnitt 6.2). Die Treiber, verbleibenden Hemmnisse und resultierenden Handlungsempfehlungen zum Carbon Management Hochlauf werden in Abschnitt 6.3 dargestellt.

6.1 Politische Rahmenbedingungen

Sowohl Deutschland, Österreich als auch die EU haben sich politische Ziele im Kontext Carbon Management gesetzt. Dieser Abschnitt stellt die Strategien vor und ordnet die vorliegende Studie in die politischen Rahmenbedingungen ein.

6.1.1 Deutschland

Carbon Management Strategie der Bundesregierung

Nach der Veröffentlichung der Eckpunkte für die Carbon Management Strategie (CMS) [53] im Februar 2024 durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wurden diese Eckpunkte vom Kabinett im August 2024 beschlossen [68]. Die anschließend ausgearbeitete Strategie (Stand: September 2024) [74] hat als übergeordnetes Ziel die nachhaltige und effiziente Vermeidung von THG-Emissionen.

CCUS-Technologien sollen demnach nur für schwer bzw. derzeit nicht anderweitig vermeidbare Emissionen eingesetzt werden. Für Sektoren mit schwer vermeidbaren Emissionen, in denen absehbar noch kein Umstieg auf grünen Wasserstoff bzw. eine Elektrifizierung der Prozesse möglich ist, wird CCUS übergangsweise ermöglicht. Übergeordnet bleiben der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz, der Einsatz von grünem Wasserstoff und eine verstärkte Kreislaufwirtschaft (inkl. CCU) die wichtigsten Instrumente zur Erreichung der Klimaziele in Industrie und Abfallwirtschaft. Begründet mit dem Kohleausstieg werden CO₂ Emissionen aus der Kohleverstromung keinen Zugang zu CO₂-Pipelines und -Speichern erhalten.

Die CMS setzt sich dabei die folgenden vier strategischen Ziele:

1. Klimaziele erreichen und aus den fossilen Energieträgern aussteigen.
2. Klimaschutzbeitrag von CCUS-Technologien sicherstellen.
3. Industrie transformieren und Wettbewerbsfähigkeit stärken.

4. Abfallwirtschaft klimaneutral gestalten.

Zur Erreichung dieser Ziele sind drei Einsatzgebiete für CCUS vorgesehen:

1. **Schwer bzw. nicht vermeidbare Emissionen**

Nicht vermeidbare Emissionen sind prozessbedingte Emissionen beispielsweise der Zement- und Kalkindustrie, sowie Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen. Schwer vermeidbare Emissionen sind Emissionen, die langfristig durch Prozessumstellungen bzw. Energieträgerwechsel vermieden werden können, diese Optionen sind jedoch derzeit noch nicht technisch bzw. wirtschaftlich verfügbar (beispielsweise aktuell in der Grundstoffchemie). Die Einstufung und Mengenprognose soll kontinuierlich durch die Bundesregierung evaluiert werden. Derzeit wird mit ca. 34 Mio. t CO₂ aus abgeschiedenen, schwer vermeidbaren Emissionen der Industrie und Abfallwirtschaft im Jahr 2045 gerechnet.

2. **Kohlenstoffbereitstellung**

Für eine klimaneutrale Wirtschaft muss auch der stofflich genutzte Kohlenstoff klimaneutral bereitgestellt werden, um insbesondere den Bedarf der chemische Industrie von 18 Mio. t Kohlenstoff pro Jahr zu decken. Wenn die Produkte, wie beispielsweise Kunststoff, am Ende ihres Lebenszyklus nicht recycelt, sondern thermisch verwertet werden, wird dieser Kohlenstoff als CO₂ freigesetzt. Daher müssen erneuerbare bzw. recycelte Kohlenstoffquellen genutzt werden, um in der Gesamtbilanz über die Produktlebensdauer hinweg CO₂-Neutralität zu erreichen. Dafür kommt die stoffliche Nutzung von Biomasse sowie der Einsatz von recyceltem oder atmosphärischem CO₂ durch CCU-Verfahren in Frage.

3. **Technische CO₂-Entnahme/Negativemissionen**

Um Restemissionen aus anderen Sektoren, insbesondere der Landwirtschaft, auszugleichen, ist die CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (CDR) notwendig. Dazu soll die Langfriststrategie Negativemissionen (LNe) ein Gesamtkonzept erarbeiten. Gemeinsam mit der CMS sollen Synergien aus dem Hochlauf von CCUS-Technologien für die Weiterentwicklung technischer CO₂-Entnahmemethoden genutzt werden. Beide Strategien zielen auf eine netto-negative THG-Bilanz ab dem Jahr 2050 ab.

Als Erfolgsfaktoren, die die Grundlage der Umsetzung bilden, legt die Strategie fest:

– **Hohe Umwelt- und Sicherheitsstandards**

Alle Schritte der CCUS-Wertschöpfungskette, insbesondere Transport und Speicherung, müssen hohen Umwelt- und Sicherheitsstandards unterliegen, um bspw. Leckagen zu vermeiden und Auswirkungen auf Ökosysteme zu minimieren.

– **Robuste Emissionsüberwachung (Monitoring, Reporting and Verification, MRV)**

Zur konkreten Überwachung der Sicherheitsstandards und der tatsächlichen Emissionsminderungen müssen Vorgaben der europäischen CCS-Richtlinie, die Monitoring-Verordnung des EU-ETS sowie das KSp(T)G eingehalten und Monitoringkonzepte regelmäßig aktualisiert werden.

– **Nachvollziehbare und umfassende CO₂-Bilanzierung**

Der Nachweis des Klimaschutzbeitrages der CCUS-Anwendung erfordert die Berücksichtigung aller Emissionen der CCUS-Wertschöpfungskette (inklusive Leckagen, zusätzli-

chen energetischen Emissionen, Dauerhaftigkeit der Speicherung) in der Emissionsbilanzierung. Das muss in Lebenszyklusanalysen mit entsprechenden Bilanzierungsregeln sichergestellt werden.

– **Rechtssicherheit**

Die gesamte Wertschöpfungskette soll in einem stringenten Rechtsrahmen geregelt sein und Hürden, wie unter anderem unterschiedliche Regulierungen für den leitungs- und nicht leitungsgebundenen Transport, sowie Unklarheiten beseitigt werden, um Rechtssicherheit für einen schnellen CCUS-Hochlauf zu schaffen. Dazu wird voraussichtlich noch im Jahr 2024 unter anderem das KSpG (zum KSpTG) und die Änderungen des London-Protokolls ratifiziert.

– **Umsetzung im europäischen Kontext**

Die Umsetzung und Anwendung von Carbon Management muss im europäischen Kontext gedacht werden. Insbesondere müssen rechtliche Vorgaben mit europäischen Richtlinien und Verordnungen kompatibel sein. Die Transportinfrastruktur erfordert eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit. Auch für Forschungs- und Entwicklungsförderung innovativer CCUS-Technologien sind europäische Förderprogramme verfügbar und tragen damit zu einheitlichen Rahmenbedingungen für einen CCUS-Hochlauf im europäischen Binnenmarkt bei.

– **Marktgetriebener Hochlauf**

Der Hochlauf von CCUS inklusive notwendiger Infrastruktur soll möglichst marktgetrieben erfolgen. Ziel ist eine wettbewerbliche, verursachergerechte Finanzierung ohne Monopolbildung. Zusätzlich prüft die Bundesregierung eine gezielte staatliche Absicherung für Bereiche ohne ausreichend Planungssicherheit. Das Geschäftsmodell für CCUS bei anderweitig nicht vermeidbaren Emissionen wird vor allem durch das Auslaufen der EU-ETS-Zertifikate getrieben und durch die Vergütung zertifizierter Kohlenstoffspeicherung ergänzt.

– **Transparenz, Akzeptanz, Kommunikation**

Um Verständnis und Akzeptanz für die Notwendigkeit von CCUS zu schaffen, soll ein kontinuierlicher, transparenter Kommunikationsprozess die Hochlaufphase begleiten.

Die Strategie legt schließlich Maßnahmen in den sechs **Handlungsfeldern**

- CO₂-Abscheidung,
 - CO₂-Transport,
 - CO₂-Nutzung,
 - CO₂-Speicherung,
 - CCS als Beitrag zu Negativemissionen, und
 - Marktrahmen und Anreizsysteme für den Hochlauf von CCUS,
- sowie Maßnahmen für die konkrete **Umsetzung der CMS** in den Bereichen

- Governance und Monitoring der CMS-Umsetzung und
- Kommunikation und Einbindung relevanter Akteure

vor. Tabelle 6-1 gibt einen Überblick über diese geplanten Maßnahmen der CMS.

Die geplante staatliche Förderung fokussiert sich auf schwer- und nicht vermeidbare Emissionen in Industrie und Abfallwirtschaft. Bei der Verstromung gasförmiger Energieträger oder Biomasse ist keine Förderung für CCUS-Anwendungen geplant.

Tabelle 6-1:

Überblick der geplanten Maßnahmen in der deutschen Carbon Management Strategie sowie geplante Umsetzungszeiträume.

<i>Maßnahme</i>	<i>Umsetzung</i>
Handlungsfeld: CO₂-Abscheidung	
Regelmäßige Bewertung der technologischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Entwicklungen zur Einschätzung der Rolle von CCUS (z.B. im Evaluationsbericht des KSp(T)G)	kontinuierlich
Berücksichtigung der Energie- und Strombedarfe der CO ₂ -Abscheidung sowie von alternativen Dekarbonisierungsoptionen	2025 bis 2026
Veränderte Abwärmeeinspeisung in der Wärmeversorgung berücksichtigen	2024 bis 2025
Aufnahme von CCUS-Technologien in KfW-Garantieprogramm	2024 bis 2025
Handlungsfeld: CO₂-Transport	
<i>Rechtsrahmen für den CO₂-Transport</i>	
Rechtsrahmen zur Planung und zum Bau von CO ₂ -Leitungen anpassen	Ende Q1 2025
Verfahrenserleichterungen für den CO ₂ -Transport	Ende Q1 2025
Rechtsrahmen für sicheren Transport an großskaligem Ausbau ausrichten	kontinuierlich
Rechtsrahmen zum CO ₂ -Export anpassen	bis 2025
Standards für die Reinheit der CO ₂ -Ströme voranbringen	bis 2025
<i>Koordinierung des CO₂-Infrastrukturaufbaus</i>	
Koordinierte Planung der CO ₂ -Infrastruktur sicherstellen	bis 2025
CCUS-Cluster identifizieren und spezifische Bedarfe analysieren	kontinuierlich
Enge Abstimmung zum integrierten und intermodalen CO ₂ -Transport sowie Regulierungsfragen mit Nachbarstaaten und auf europäischer Ebene	bis 2025 bzw. kontinuierlich

Regulierung der Infrastruktur

Weiterentwicklung eines angemessenen regulatorischen Rahmens	kontinuierlich
Staatliche Absicherung des CO ₂ -Infrastrukturaufbaus	bis 2025

Handlungsfeld: CO₂-Nutzung

Primär-Kohlenstoffbedarf decken

Gesamtkonzept zur nachhaltigen Deckung des zukünftigen Kohlenstoffbedarfs der Chemieindustrie erarbeiten	bis 2026
--	----------

Voraussetzungen für wirtschaftliche Geschäftsmodelle schaffen

Rechtlichen Status von CO ₂ klären	bis 2025
Anrechenbarkeit von CCU fortentwickeln	bis 2026
Herkunftsnachweissystem für verschiedene CO ₂ -Ströme	bis 2026 (Konzept)

Handlungsfeld: CO₂-Speicherung

Sicherheit der CO₂-Speicherung

Strikte MRV-Anforderungen bei Injektion und Speicherung von CO ₂ kontinuierlich sicherstellen	Kontinuierlich
Unterstützung der Weiterentwicklung des Monitoring durch Forschungs- und Entwicklungsprojekte	Kontinuierlich
Haftungsanforderungen auf Aktualisierungsbedarf prüfen	bis 2026

Erschließung von ausreichend verfügbaren Speicherkapazitäten

Untersuchung von potenziellen Speicherstandorten für Forschungszwecke ermöglichen	ab 2024, kontinuierlich
Offshore-Speicherung von CO ₂ in der deutschen AWZ ermöglichen	ab 2024
Opt-In Klausel für Onshore-Speicherung	Mit KSpG-Novelle
Genehmigung von Speicherstätten beschleunigen	bis 2025
Europäische Abstimmung intensivieren, Infrastruktur koordinieren	Kontinuierlich

CCS als Beitrag zu Negativemissionen

Aufnahme der Erkenntnisse für den Infrastrukturbedarf aus der LNe für BECCS und DACCS	bis 2026
---	----------

Einbezug rechtlichen und regulatorischen Anpassungsbedarfs aus der LNe für BECCS und DACCS	bis 2026
--	----------

Handlungsfeld: Marktrahmen und Anreizsystem für den Hochlauf von CCUS

Neue Anreizsysteme

Konzept Leitmärkte für klimafreundliche Grundstoffe	ab 2024
---	---------

Bepreisung von Vorkettenemissionen fossiler Energieträger	bis 2026
---	----------

Anreize bei thermischen Abfallbehandlungsanlagen	bis 2026
--	----------

Anreize für die Abscheidung und Nutzung von biogenem CO ₂ schaffen	bis 2026
---	----------

Förderung

Förderung über Klimaschutzverträge	ab Ende 2024
------------------------------------	--------------

Förderung erster CCUS-Projekte für schwer und nicht vermeidbare Emissionen über die Bundesförderung Industrie- und Klimaschutz (BIK)	ab 2024
--	---------

Kredit-Programme	ab 2024
------------------	---------

Unterstützung intermodaler Transport	ab 2024
--------------------------------------	---------

Förderung von Forschung und Entwicklung	ab 2024
---	---------

Unterstützung strategisch relevanter grenzüberschreitender CO ₂ -Infrastrukturprojekte	ab 2024
---	---------

Governance und Monitoring der CMS-Umsetzung

CMS-Koordinierungsstelle	ab 2024
--------------------------	---------

Beratendes Fachgremium und fachspezifische Arbeitsgruppen	ab 2024
---	---------

Kommunikation und Einbindung relevanter Akteure

Kontinuierliche und transparente Kommunikation	ab 2024
--	---------

Langfriststrategie Negativ Emissionen (LNe)

Ergänzend zur Carbon Management Strategie wurden die Eckpunkte zur „Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe)“ [69] veröffentlicht. Diese befasst sich explizit mit Maßnahmen zur CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre, sowohl durch technische als auch natürliche Maßnahmen. Neben Zielwerten für die Potenziale negativer Emissionen in den Jahren bis 2045 soll auch eine Zielgröße netto-negativer THG-Emissionen im Jahr 2060 in der finalen Strategie enthalten sein.

Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG)

Das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz wurde überarbeitet und erweitert. Unter dem Namen Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG) wurde der Gesetzesentwurf am 21. Juni 2024 veröffentlicht [70]. Wie der aktualisierte Name anzeigt, ist der CO₂-Transport nun als gleichberechtigter Regelungsgegenstand neben der dauerhaften CO₂-Speicherung im Gesetz berücksichtigt. Die Zulassung von CO₂-Leitungen soll einheitlich für alle Anwendungen, egal ob CCU oder CCS, erfolgen. Grundsätzlich steht der Zugang bzw. die Versorgung mit CO₂ allen Akteuren offen. Lediglich CO₂, das aus der Kohleverstromung entstanden ist, soll keinen Zugang zur Infrastruktur erhalten, um fossile Lock-In-Effekte zu vermeiden. Das Planfeststellungsverfahren für CO₂-Leitungen orientiert sich grundsätzlich am Verfahren für bisherige Leitungsvorhaben nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), beispielsweise in Bezug auf Anhörungsverfahren oder Planänderungen. Hinzu kommen Verweise zur Erleichterung der Umwidmung von Erdgasleitungen und für die Ermöglichung eines vorzeitigen Baubeginns in begrenzten Einzelfällen. Aufgrund fehlender Erfahrungen mit der Planung, Genehmigung und Durchführung von CO₂-Leitungen gibt es in ausgewählten Bereichen Abweichungen zu den Regeln des EnWG. So sollen keine Ausnahmen bei Umweltverträglichkeitsprüfungen und keine Verkürzung des Rechtsweges möglich sein. [70]

Exkurs: Carbon Management Strategie Nordrhein-Westfalen [51]

Bereits 2021 veröffentlichte Nordrhein-Westfalen als erstes und bisher einziges deutsches Bundesland eine Carbon Management Strategie [51]. Darin wurden unter anderem die folgenden vier Handlungsfelder identifiziert, um die Transformation zu einer klimaneutralen Industrie zu beschleunigen:

- Handlungsfeld I: Reduzierung der Kohlenstoffintensität in der nordrhein-westfälischen Industrie
- Handlungsfeld II: Nachhaltige Kohlenstoffnutzung in Nordrhein-Westfalen.
- Handlungsfeld III: CO₂-Management
- Handlungsfeld IV: Gesellschaftlicher Diskurs

Diese vier Handlungsfelder wurden mit entsprechenden Maßnahmen ausgestaltet.

So läuft derzeit beispielsweise ein Förderwettbewerb im Rahmen der progres.nrw Initiative des Landes NRW für „CCU-Modellregionen in NRW“ ganzheitliche Konzepte für CCU-Anwendungsfälle und nachhaltige CO₂-Nutzung zu erschließen. [71]

6.1.2 Österreich

In Österreich hat der Ministerrat am 26. Juni 2024 die österreichische Carbon Management Strategie beschlossen [44]. Auch in Österreich haben zunächst sonstige Maßnahmen zur Emissionsminderung (Mitigation) und Energieeffizienz Vorrang. Die dann noch verbleibenden schwer bzw. nicht vermeidbaren („hard-to-abate“) Emissionen werden in den Schwerpunkten CCS, CCU und CDR behandelt. Die zentrale Empfehlung der Strategie ist die Zulassung der geologischen CO₂-Speicherung im Bundesgebiet von Emissionen der „hard-to-abate“-Sektoren, wenn auch unter strengen Sicherheits- und Umweltauflagen. Zum Umgang mit dem Themenbereich Carbon Management wird zwischen zwei Phasen unterschieden. In der ersten Phase, in welche auch die Erarbeitung der Carbon Management Strategie fällt, wird ein resultierender Aktionsplan erarbeitet. Darin soll ein rechtlicher Rahmen zum Einstieg in das ganzheitliche Carbon Management geschaffen werden, vor allem durch die bereits oben genannte Aufhebung des Verbots der geologischen CO₂-Onshore-Speicherung sowie durch die Anpassung der Rechtslage zu rohrleitungsgebundenen CO₂-Transport. In der zweiten Phase sollen schließlich konkrete Maßnahmen umgesetzt werden, um ein kosteneffektives Carbon Management zu etablieren und die notwendige Infrastruktur aufzubauen. [44] [73]

6.1.3 Europa

Die am 6. Februar von der Europäischen Kommission vorgelegte EU-Strategie für industrielles CO₂-Management [72] nennt zentrale Maßnahmen, welche die Abscheidung, Speicherung, Beförderung und Nutzung von CO₂-Emissionen aus Industrieanlagen und Kraftwerken, sowie die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre umfassen. Die Strategie unterteilt drei Hochlaufphasen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität 2050.

Die **erste Phase** bis 2030 sieht den Ausbau der CO₂-Speicherkapazitäten auf mindestens 50 Mt CO₂ pro Jahr und den Aufbau einer entsprechenden Transportinfrastruktur von etwa 7.300 km vor. In der **zweiten Phase** bis 2040 soll die wirtschaftliche Tragfähigkeit regionaler CO₂-Wertschöpfungsketten sichergestellt werden, sodass sich CO₂ als handelbare Ware im EU-Binnenmarkt etabliert. Bis zu einem Drittel des abgeschiedenen CO₂ ist für CCU-Anwendungen vorgesehen. Am Ende der zweiten Phase steht das EU-Ziel der Emissionsreduktion um 90 Prozent gegenüber 1990. Anschließend festigt sich industrielles CO₂-Management in der **dritten Phase** als integraler Bestandteil des EU-Wirtschaftssystems. Der Anteil an abgeschiedenem biogenem bzw. atmosphärischem CO₂ steigt und bildet die Hauptquelle der kohlenstoffbasierten Industrieprozesse und Kraftstoffe. Ziel ist es, 2050 Net-Zero und darüber hinaus netto-negative Emissionen zu erreichen.

Zentraler Bestandteil ist der Ausbau der **CO₂-Transportinfrastruktur**, der die Ausarbeitung von Rechtsrahmen, Marktstruktur und Infrastrukturplanungsmechanismen voraussetzt. Der CO₂-Transport soll durch Anpassung der Vorschriften zur Emissionserfassung im EU-ETS ermöglicht werden, wobei Mindeststandards für die CO₂-Ströme aller CCUS-Anwendungen gelten. Zudem wird geprüft, ob bestehende Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO₂ wiederverwendet oder umgewidmet werden kann. Europäische Koordinatoren sollen den frühzeitigen Ausbau der Infrastruktur unterstützen.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der starken Erhöhung von **CO₂-Abscheidung und -Speicherung**. Hierzu wird eine spezielle Plattform für freiwillige Nachfrageanalyse und -bündelung eingerichtet, um Akteure aus den Bereichen CO₂-Transport und CO₂-Speicherung mit Emittenten zusammenzubringen. Ergänzend ist ein Investitionsatlas über potenzielle CO₂-Speicherstätten sowie eine Anleitung für Genehmigungsverfahren für strategische Netto-Null-CCS-Projekte vorgesehen.

Zur Förderung der **CO₂-Entnahme** werden die Gesamtziele im Einklang mit den Klimazielen für 2040 bewertet und Strategien zur Förderung der CO₂-Entnahme in der Industrie entwickelt. Forschung und Innovation werden über „Horizon Europe“ und die EU-Innovationsfonds angeregt. Die CO₂-Nutzung wird durch die verstärkte Notwendigkeit für nachhaltigen Kohlenstoff als Ressource in der Industrie gefördert. Es werden Regeln für die Erfassung aller CO₂-Managementtätigkeiten in der Industrie festgelegt.

Neben diesen Maßnahmen werden außerdem konkrete **Zielmengen** für CO₂-Abscheidung bis 2050 vorgegeben. Demnach sollen in der EU bis 2030 mindestens 50 Mt CO₂ pro Jahr abgeschieden und größtenteils gespeichert (CCS) werden. Bis 2040 erhöht sich die Menge abgeschiedener Emissionen auf etwa 280 Mt CO₂ pro Jahr und bis 2050 etwa 450 Mt CO₂ pro Jahr, wobei etwa 40 Prozent des CO₂ atmosphärischen Ursprung haben. Die Direct Air Capture Technologie spielt damit eine entscheidende Rolle in der EU Industrial Carbon Management Strategy. Gleichzeitig erhöht sich der Anteil des CO₂, welcher für CCU-Anwendungen genutzt werden soll. Bis 2050 sollen ca. 200 Mt CO₂ pro Jahr als CCU Rohstoff genutzt werden. [72]

6.2 Aktuelle Projekte

Neben den politischen Strategien werden derzeit konkrete Infrastrukturprojekte geplant. Für Bayern relevant sind dabei insbesondere die Netzplanungen der Fernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe GmbH (OGE) und bayernets GmbH.

Die OGE plant die Errichtung eines deutschlandweiten **CO₂-Transportnetzes**, das sich von Wilhelmshaven ausgehend nach Süden Deutschlands erstrecken soll [37]. Verbindungen zu CO₂-Leitungsnetzen und -Hubs in den Niederlanden und Belgien, zu den Transport- und Speicherprojekten Porthos, Aramis, Delta-Rhein-Korridor, Antwerpen, Zeebrugge und Fluxys sind ebenfalls vorgesehen. Bis 2030 soll eine erste CO₂-Leitung von Wilhelmshaven über Westfalen bis nach Köln realisiert werden [16]. Bei der Auslegung der nördlichen Leitungskapazitäten müssen dabei mögliche CO₂-Mengen aus dem Süden bereits mitberücksichtigt werden. Der Anschluss des Netzes in Bayern ist, in Abhängigkeit der weiteren Rahmenbedingungen, für die Mitte bis zweite Hälfte der 2030er Jahre vorgesehen. [37]

Wie diese Studie zeigt, gibt es in Bayern jedoch schon früher Bedarf für eine bayerische CO₂-Infrastruktur. Es muss bereits ein bayerisches CO₂-Kernnetz vorhanden sein, welches dann an die OGE-Leitungen angeschlossen wird. In der Planung zu einem solchen Kernnetz ist bayernets mit dem Projekt „**co2peline**“ bereits aktiv [38]. Dieses Netz fokussiert sich auf den Süden Bayerns mit einer Leitungsverbindung nach Österreich. In Kooperation mit

Rohrdorfer Zement entsteht im Projekt zunächst der Neubau einer CO₂-Pipeline vom Zementstandort Rohrdorf zur Verwertung im bayerischen Chemiedreieck Burghausen. Dieser Abschnitt ist laut eigenen Aussagen genehmigungsfähig und soll daher als „Startnetz“ dienen. Das Projekt strebt darüber hinaus eine grenzüberschreitende Leitungsverbindung zwischen Deutschland und Österreich an, um den Transport von abgeschiedenen CO₂-Mengen zu Onshore-Speichern in Österreich und potenziellen Abnehmern für CCU zu ermöglichen. Dies dient insbesondere der zeitlichen Überbrückung, bis Bayern und Österreich an eine überregionale CO₂-Infrastruktur angebunden werden.

Die vorgestellten Projekte verdeutlichen, dass sich die Planungen für eine leitungsgebundene CO₂-Infrastruktur zunehmend konkretisieren. Um die Finanzierung und Umsetzung der Vorhaben sicherzustellen, bedarf es eines planungssicheren Rechtsrahmens.

6.3 Treiber und Hemmnisse aus Akteursperspektive

In den vergangenen Jahren wurden viele bisherige Hemmnisse im Bereich des Carbon Management durch nationale und internationale Strategien beseitigt. Insbesondere die Anpassung des KSpG und die geplante Ratifizierung des London-Protokolls ebnen aus rechtlicher Perspektive den Weg für die Umsetzung von CCS. Um dennoch weiterhin bestehende Hemmnisse für die praktische Umsetzung zu sammeln, wurden im Rahmen der Studienbearbeitung zwei Stakeholder-Workshops abgehalten, in denen aktuelle Handlungsempfehlungen, Hindernisse und Treiber für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur gesammelt wurden. Die in Abbildung 24 dargestellten Forderungen sind eine Zusammenstellung der Akteursforderungen aus der Praxis. Dazu gehören diverse Industrie- und Wirtschaftsvertreter sowohl der CO₂-Angebots- als auch Nachfrageseite, Infrastrukturbetreiber, Energieversorger und technische Dienstleister. Die Sammlung gibt die Spannbreite der Forderungen wieder, mit denen Herausforderungen angegangen werden können, die einer zügigen Umsetzung von Carbon Management im Weg stehen.

Abbildung 24
Gesammelte Forderungen aus Akteursperspektive

Politisch	Ökonomisch	Regulatorisch
<ul style="list-style-type: none"> – Absprache mit Nachbarländern zu Transitmengen, grenzüberschreitender Kooperation bei Infrastruktur- und Speicherprojekten – Verkürzung der Genehmigungsverfahren von CO₂-Abscheideanlagen & Infrastrukturprojekten – Nutzung der Opt-In Klausel für Onshore Speicherung in Bayern 	<ul style="list-style-type: none"> – Finanzielle Sicherheit schaffen – Günstigere Technologien etablieren – Klärung der Netzfinanzierung & -entgeltsystematik 	<ul style="list-style-type: none"> – Langfristig sichergestellte Regulatorik zu Biomassenutzung und der Anrechenbarkeit von negativen Emissionen herstellen – Spezifikationen für den CO₂-Transport festlegen (z.B. Reinheit, Druck, ...) – Planungssichere Festlegung der Entwicklung gedeckelter CO₂-Zertifizierung
<ul style="list-style-type: none"> – Kommunikation für eine breite Akzeptanz der CO₂-Abscheidung und -Speicherung – Einsatz von CCU/S als notwendige Option zur Erreichung der Klimaziele, aber nur begleitend zu umfangreichen CO₂-Verminderungsmaßnahmen – Aufklärung über die Technologien – Vermeidung einer „psycho-toxischen“ Verbannung von CO₂ aus Müllverbrennung 	<ul style="list-style-type: none"> – Umweltauswirkungen auf beispielsweise Grundwasser oder Risiken durch entweichendes CO₂ ausschließen – Gesundheitsrisiken ausschließen 	<ul style="list-style-type: none"> – Höhere Effizienzen der Abscheidetechnologien (höhere Abscheideraten, höhere Reinheit, geringerer Energieaufwand) – (Mehr) Marktreife Technologien – Speicherregionen evaluieren und Speicherpilotprojekte starten – Netzausbau für Strom, H₂ & CO₂ und ggf. O₂ beschleunigen, integrierte Netzplanung betreiben
Gesellschaftlich	Ökologisch	Technologisch

Quelle: Eigene Sammlung aus Akteursabfragen und Stakeholder-Workshops, FfE, 2024

In einer anschließenden Priorisierung der Herausforderungen wurden die fünf wichtigsten Handlungsempfehlungen aus Akteursperspektive identifiziert, die im Folgenden dargestellt werden.

Die wichtigsten Forderungen der AkteureDie relevanteste Forderung war demnach die nach einem **schnelleren und integrierten Netzausbau** für Strom, Wasserstoff und CO₂. Damit verbunden wird ein stärkerer **Austausch mit den Nachbarländern** und benachbarten Bundesländern gefordert, um Transitmengen, Exportmengen und überregionale Infrastruktur gemeinsam zu planen. Investitionsentscheidungen stehen insbesondere die fehlende Regulatorik hinsichtlich **Netzfinanzierung und Netzentgeltsystematik** sowie **Unsicherheiten bei der Finanzierung** von CCUS im Weg. Um die Unabhängigkeit von Bayern zu wahren, fordern die Akteure außerdem, dass die **Opt-In Regelung von Onshore-Speicherung** bestehen bleiben soll und in Bayern genutzt werden soll.

Treiber für die Umsetzung von CCUS-Anwendungen sind auf Unternehmensebene vor allem auslaufende CO₂-Zertifikate, die insbesondere für die Zementindustrie ohne CO₂-Abscheidung eine Herausforderung darstellen. Im gesamt-bayerischen Kontext ist die Zielset-

zung der Klimaneutralität bis 2040 der wichtigste Treiber für den Hochlauf einer CO₂-Infrastruktur. Demnach ist in jedem Szenario des „Bayernplan Energie 2040“ die Abscheidung von CO₂ erforderlich, welches entweder zu Speichern oder Abnehmern im Sinne einer Kreislaufwirtschaft transportiert werden muss.

7 Ausblick und Fazit

Zur Erreichung der Klimaziele bedarf es einer CO₂-Infrastruktur mit dem zügigen Aufbau eines bayerischen CO₂-Kernetzes

CO₂-Verminderungsmaßnahmen in Form von Effizienzmaßnahmen und Brennstoffumstellung sind nicht ausreichend, um das Ziel der Klimaneutralität 2040 in Bayern zu erreichen. Für unvermeidbare Emissionen und zur zusätzlichen CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (Negativemissionen), ist CO₂-Abscheidung notwendig. Ob bevorzugt bayerische Onshore-Speicherung, innerbayerische Nutzung oder Export des CO₂ stattfindet - das bayerische Zielnetz ist nahezu unabhängig von der zukünftigen Verwertung des CO₂; der Aufbau eines bayerischen CO₂-Kernetzes ist damit eine notwendige und sinnvolle „No-Regret-Maßnahme“.

7.1 Zusammenfassung und Einordnung der Projektergebnisse

Die Analyse dieser Studie zeigt, dass auch bei ambitionierter CO₂-Verminderung unvermeidbare Emissionen verbleiben. Diese erfordern zunächst ausgereifte Abscheidetechnologien und anschließend den Anschluss an eine CO₂-Infrastruktur für den Transport zu potenziellen Abnehmern und Speichern. Das grundsätzliche Netzkonzept ist dabei robust und im Leitungsverlauf unabhängig von den betrachteten Extremszenarien zur zukünftigen Verwertung von CO₂.

Zwingend erforderlich ist die CO₂-Abscheidung für die Kalk- und Zementindustrie. Sie sind die Industriebranchen mit dem größten Anteil unvermeidbarer Emissionen in Bayern. Das verbleibende Zeitfenster bis zur Klimaneutralität 2040 erfordert, dass bereits jetzt auf marktreife Abscheidetechnologien gesetzt bzw. alle anstehenden Investitionen bereits für die Nachrüstung künftiger CO₂-Abscheidung „CC-Ready“ vorbereitet werden.

Weitere Industriezweige, wie die Glas- oder Ziegelproduktion, mit kleineren unvermeidbaren Emissionsmengen, sind bisher nicht wirtschaftlich mit einer CO₂-Abscheidung darstellbar. Damit erhöht sich in diesen Bereichen die Notwendigkeit energetische Emissionen zu vermeiden. Der Zertifikatehandel sieht bisher keine Möglichkeit für verbleibende Emissionen vor, sodass hier entweder politisch nachgebessert oder die Entwicklung wirtschaftlicher Abscheidungsverfahren auch für kleine CO₂-Mengen verstärkt werden muss. Ob und welche Möglichkeiten der EU-ETS zukünftig zum Ausgleich verbleibender Emissionen erlaubt, wird im weiteren politischen Prozess entschieden.

Die Anlagenbetreiber der Energiewirtschaft müssen thermische Abfallbehandlungsanlagen mit CO₂-Abscheidung ausrüsten, um die Kohlenstoffkreisläufe zu schließen. Zusätzlich bietet die CO₂-Abscheidung die Möglichkeit an Biomassekraftwerken Negativemissio-

nen zu erzielen. Aufgrund verbleibender Emissionen, z. B. in der Glas- und Ziegelproduktion, sowie durch CO₂-Abscheideraten von weniger als 100 Prozent ist ein klimaneutrales Bayern ohne Negativemissionen nicht möglich.

Die Nachfrage nach CO₂ in einem klimaneutralen Bayern ist weiterhin mit großen Unsicherheiten behaftet. Die im Kreislauf-Szenario betrachtete rohstoffliche **CO₂-Nutzung in der Chemieindustrie** bildet dabei ein theoretisches Maximum ab. In diesem Szenario wird der gesamte bayerische Bedarf für synthetische Grundstoffe (Naphtha und Methanol) sowie synthetischem Kerosin vollständig in Bayern und über die entsprechenden strombasierten Verfahrensrouten mit dem Rohstoff CO₂ hergestellt. Im Hochlauf-Szenario, welches auf Basis von Akteursaussagen entwickelt wurde, wird ein Großteil des zukünftigen Kohlenstoffbedarfs für die Herstellung von synthetischen Kohlenwasserstoffen durch Recycling und Biomasse bereitgestellt. Nur etwa ein Viertel des Bedarfs wird durch den Rohstoff CO₂ gedeckt, was dennoch zu einem erheblichen Mehrbedarf an Strom und Wasserstoff im Industriesektor führt.

Die **Onshore-Speicherung innerhalb von Bayern** ist eine weitere mögliche CO₂-Senke. Insbesondere bis zum Anschluss Bayerns an das deutschlandweite CO₂-Transportnetz der OGE an Bayern kann die Nutzung bayerischer Speicherkapazitäten als zeitliche Überbrückung abgeschiedener CO₂-Mengen dienen. Da die Potenzialabschätzung zu bayerischen Speicherkapazitäten große Spannweiten aufweist, ergeben sich Unsicherheiten hinsichtlich der Betriebsdauer und der damit verbundenen Wirtschaftlichkeit der Speicher.

Eine weitere Option für abgeschiedene CO₂-Mengen ist der **Export zu Speichermöglichkeiten außerhalb Bayerns**, welcher in allen Szenarien langfristig erforderlich ist. Während der Hochlaufphase der CO₂-Infrastruktur können als zeitliche Überbrückung Güterzüge und Binnenschiffe eingesetzt werden. Da jedoch für große CO₂-Mengen der Leitungstransport die günstigste Transportoption darstellt, beschreiben die Szenarien langfristig den Anschluss an ein überregionales CO₂-Transportnetz.

Das geplante Leitungsnetz weist in beiden Extremszenarien der CO₂-Verwertung einen identischen Verlauf auf, da sich die Standorte der CO₂-Quellen nicht unterscheiden. Diese müssen unabhängig vom betrachteten Szenario an die bayerischen Speicher und das überregionale Netz angebunden werden, um überschüssiges CO₂ speichern zu können. Durch den favorisierten Trassenverlauf des Erdgas-Fernleitungsnetz ergibt sich dabei eine Streckenführung, welche die Versorgung von Nachfrage-Standorten unabhängig von dessen Ausmaß zulässt. Der Leitungsverlauf des **bayerischen CO₂-Kernetzes** ist daher robust hinsichtlich der Nachfrageentwicklung in Bayern und unterscheidet sich lediglich im Ausmaß der Leitungskapazitäten.

Die Ausgestaltung des zukünftigen Carbon Managements zwischen den vom Kreislauf- und Speicher-Szenario aufgespannten Extremen ist abhängig von einer Vielzahl regulatorischer und praktischer Rahmenbedingungen.

Die mit Abstand wichtigste Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung ist die **Verfügbarkeit von Strom und Wasserstoff, basierend auf einem ausreichenden Angebot erneuerbarer Energien**. Zum einen entstehen durch CO₂-Abscheidungsverfahren und CCU-Synthesen Strombedarfe, zum anderen sind die industriellen Transformationspfade zur Verminderung von CO₂-Emissionen davon abhängig. Um auch zeitlich abgestimmte Verfügbarkeit zu garantieren und den Aufwand für Netzaufbau, -erweiterung und -umnutzung zu minimieren, ist eine integrierte Netzplanung für Wasserstoff und CO₂ sinnvoll.

Die Pläne der involvierten Industrieakteure zeigen außerdem, dass beispielsweise für Biomasse eine starke Nutzungskonkurrenz besteht. Sowohl in der Zement- und Kalkindustrie als auch in Biomassekraftwerken soll Biomasse energetisch eingesetzt werden, aber auch die Chemieindustrie meldet stofflichen Biomassebedarf. Weitere Details sind den Eckpunkten der Biomassestrategie zu entnehmen [52]. Die zukünftige Verfügbarkeit, Regulatorik und Anrechenbarkeit von möglichen negativen Emissionen werden die praktische Ausgestaltung der jeweiligen Zukunftspläne stark beeinflussen.

Dennoch zeigen sich die abgeleiteten Infrastrukturkonzepte **robust**. Ein möglichst **zeitnaher Umsetzungsbeginn** ist daher erstrebenswert. Eine **Initiative für ein bayerisches CO₂-Kernnetz** sichert den rechtzeitigen Aufbau der notwendigen Infrastruktur und gibt den Industriestandorten **Planungssicherheit**.

7.2 Abgeleitete Handlungsempfehlungen

Neben dem Konzept für das bayerische CO₂-Zielnetz inklusive zeitlichem Hochlauf, leiten sich aus den Ergebnissen dieser Studie **fünf Kernaussagen und wissenschaftlich fundierte Handlungsempfehlungen ab**. Diese bilden das Fundament einer ganzheitlichen bayerischen Carbon Management Strategie. Sie sind Grundlage für den Umgang mit nicht-vermeidbaren CO₂-Emissionen.

1. CO₂-Verminderung vor -Abscheidung

Der Einsatz von CO₂-Abscheidung sollte so gering wie möglich gehalten werden und stellt keinen Ersatz für sonstige tiefgreifende Treibhausgasverminderungsmaßnahmen dar.

2. Tempo beim EE-Ausbau

Die Umstellung auf erneuerbare Energien ist Grundlage aller Transformationsstrategien. Die CO₂-Abscheidung und ggf. -Nutzung erhöht den Strombedarf in Bayern zusätzlich um bis zu 30 TWh/a, sodass der Ausbau von erneuerbaren Energien weiterhin mit höchstem Tempo vorangetrieben werden muss.

3. Initiative: „Bayerisches CO₂-Kernnetz“ und Onshore-Speicherung

Das bayerische Zielnetz 2040 ist allen betrachteten Szenarien ähnlich ausgeprägt und steht als robustes Zielbild fest. Ein Bekenntnis dazu – verbunden mit einem verbindlichen, zügigen Ausbauplan – sorgt für Planungssicherheit. Für ausgewählte Bereiche ist die CO₂-Abscheidung unverzichtbar und eine CO₂-Infrastruktur damit zwingend erforder-

derlich. Eine zeitnahe Umsetzung durch regionale Umsetzungscluster sowie die Prüfung von Onshore-Speicheroptionen durch Nutzung der Opt-In Klausel können den Hochlauf entscheidend voranbringen.

4. Integrierte Infrastrukturplanung: Gemeinsam an einem Strang ziehen

Eine ganzheitliche Infrastrukturplanung über Grenzen hinweg ist nötig, um Transitmengen abschätzen und Leitungskapazitäten bereits jetzt auf langfristige Nutzung auslegen zu können. Eine integrierte Planung von Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Leitungen führt zu Kosteneinsparung und stellt die Verfügbarkeit von Strom und Wasserstoff für CCU-Anwendungen sicher.

5. CC-Ready: Investitionen zukunftssicher planen

Unter Berücksichtigung des verbleibenden knappen Zeitfensters müssen sowohl die notwendigen CO₂-Abscheidetechnologien einsatzbereit sein als auch Transport- und Speicheroptionen in ausreichender Kapazität zur Verfügung stehen. Dazu ist auf der einen Seite eine aktualisierte, vertiefende Potenzialabschätzung bayerischer Speicherkapazitäten notwendig. Auf der anderen Seite müssen bereits jetzt alle zukünftigen Investitionen der Industrie und Energiewirtschaft die Voraussetzungen für CO₂-Abscheidung schaffen, indem sie entweder die Nachrüstbarkeit sicherstellen oder auf die bereits marktreifen Technologien setzen. Für den CO₂-Transport bedarf es einer verbindlichen finanziellen Regelung zwischen Industrie, Infrastrukturbetreibern und Anbietern alternativer Transportmodalitäten.

Diese Handlungsempfehlungen bilden die Leitplanken für eine notwendige bayerische Carbon Management Strategie. Sie schaffen die Voraussetzung für den zeitnahen und zügigen Aufbau einer bayerischen CO₂-Infrastruktur, welche ein weiterer Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040 bei bestehender Industrie in Bayern ist.

Die Herausforderungen sind massiv und der Zeitrahmen begrenzt. Eine zügige, ambitionierte Umsetzung der Maßnahmen ist nicht nur zum Erreichen der Klimaziele notwendig, sondern macht den Wirtschaftsstandort Bayern zukunftsfähig und gibt den Akteuren Planungssicherheit. Damit bleibt Bayern auch weiterhin attraktiv für Investoren und Unternehmen und kann seinen Wohlstand erhalten.

Literaturverzeichnis

- [1] Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG). In <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayKlimaG>. (Abruf am 2023-05-15); Bayern: Bayerische Staatskanzlei, 2020.
- [2] Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Ausgefertigt am 2019-12-12, Version vom 2021-07-07; Bonn: BMU, 2021.
- [3] VERORDNUNG (EU) 2021/1119 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 401/2009 und (EU) 2018/1999 („Euro-päisches Klimagesetz“). Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der europäischen Union, 2021.
- [4] Kigle, Stephan: Bayernplan Energie 2040 - Wege zur Treibhausgasneutralität - Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.
- [5] Lübbers, Sebastian: CMS - Vorläufige Modellierungsergebnisse - Modellierung der drei CMS-Szenarien. In: DENA Webinar; Berlin: Prognos AG, FutureCamp Climate GmbH.
- [6] UBA-Kurzposition zur Kohlendioxid-Entnahme aus der Atmosphäre - Carbon Dioxide Removal. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- [7] Wirth, Benjamin; Wagner, Franziska: Interview - Prozessbedingte CO₂-Emissionen; Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2023.
- [8] Joas, Fabian et al.: Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, Wuppertal: Agora Energiewende, 2019.
- [9] Gerling, Peter: Wo kann CO₂ gespeichert werden. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2010
- [10] Smid, Karsten: Potentielle CO₂-Endlager in Deutschland - in Salzwasser führenden Tiefengestein. Hamburg: Greenpeace e.V., 2011.
- [11] Schenuit, Felix et al.: "Carbon Management": Chancen und Risiken für ambitionierte Klimapolitik. In: SWP-Aktuell Nr. 30. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, 2023. DOI: 10.18449/2023A30.
- [11] Schenuit, Felix et al.: "Carbon Management": Chancen und Risiken für ambitionierte Klimapolitik. In: SWP-Aktuell Nr. 30. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, 2023. DOI: 10.18449/2023A30.
- [12] Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.
- [13] Die Treibhausgase. In: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/die-treibhausgase>. (Abruf am 2020-06-02); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2020.
- [14] MINIMUM SPECIFICATIONS FOR FOOD GAS APPLICATIONS (MINIMUM SPECIFICATIONS FOR FOOD GAS APPLICATIONS). Ausgefertigt am 2020-01-01; Brüssel, Belgien: EIGA, 2020.
- [15] Lübbers, Sebastian: Technische CO₂-Senken - Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien - Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Berlin: Prognos AG, 2021.
- [16] Schneider, Martin: Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland - Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2024.
- [17] Carbon Capture, Use, and Storage (CCUS) Report - Volume III: Analysis of CCUS Technologies - Chapter 6: CO₂ Transport. Washington D.C., USA: National Petroleum Council, 2021.
- [18] Durusut, Emrah: Shipping CO₂ - UK Cost Estimation Study. Cambridge: Element Energy Limited, 2018.

Literaturverzeichnis

- [19] Wachsmuth, Jakob: Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz. Des-sau-Roßlau, Germany: Umweltbundesamt, 2023.
- [20] Munko, Björn: Relevance of Pipelines for CO₂ Transport. In: ECRA 2nd Online Conference on CO₂ Infrastructure; Duesseldorf, Germany: Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V..
- [21] Zhang, Z.X. et al.: Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration. In: Energy Conversion and Management 47 (6). Brisbane: The University of Queens-land, 2006.
- [22] Erfurth, Jens: Development of pipeline infrastructure for CO₂ transport, Germa-ny. In: 2nd ECRA Online Conference on CO₂ Infrastructure; Duesseldorf, Germa-ny: Open Grid Europe GmbH.
- [23] Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemi-schen Industrie in Deutschland. München, Frankfurt: Dechema, 2019.
- [24] Chemistry4Climate - Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Frank-furt am Main, Düsseldorf: Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI), 2023.
- [25] PRTR-Gesamtdatenbestand der Berichtsjahre 2007 bis 2021: [https://thru.de/thrude/down-loads/](https://thru.de/thrude/downloads/); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [26] Anlagenliste 2021 - Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2021; Berlin: Umweltbun-desamt, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), 2022.
- [27] Leisin, Matthias: Glas 2045 - Dekarbonisierung der Glasindustrie. Stuttgart: Insti-tut für Energie-wirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2022.
- Geres, Roland et al.: Roadmap für eine treibhausgasneutrale Ziegelindustrie in Deutschland - Ein Weg zur Klimaneutralität der Branche bis 2050. Berlin, Mün-chen: Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V., 2021.
- [28] Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungs-strategien - Eine CO₂ - Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2020.
- [29] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenubersicht>. (Abruf am 2023-2-20); Bonn: Bundesnetzagentur, 2023.
- [30] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2023). Aus-gefertigt am 2014-7-21, Version vom 2023-7-26; Berlin: Bundes-ministerium der Justiz, 2023.
- [31] Kretschmer, Ansgar: RWE prüft drei CCS-Projekte in Großbritannien. In <https://www.chemietechnik.de/energie-utilities/rwe-prueft-drei-ccs-projekte-in-grossbritannien-411.html>. (Abruf am 2023-8-24); Heidelberg: Chemie Technik, Hüthig Medien GmbH, 2023.
- [32] Volcovici, Valerie: Factbox: Carbon capture, hydrogen are the main tools in Bi-den’s power plan. In <https://www.reuters.com/sustainability/carbon-capture-hydrogen-are-main-tools-bidens-power-plan-2023-05-11/>. (Abruf am 2023-8-24); London: Reuters, 2023.
- [33] Roussanaly, Simon: Towards improved cost evaluation of Carbon Capture and Storage. In: Inter-national Journal of Greenhouse Gas control 106 (2021). Trond-heim: SINTEF Energy Research, 2021. DOI: 10.1016/j.ijggc.2021.103263.
- [34] ReFuelEU Aviation Regulation - How does it affect the aviation sector?. Berlin: Now GmbH, 2024.
- [35] Drünert, Sebastian: Power-to-Liquid fuels for aviation – Processes, resources and supply poten-tial under German conditions. In: Applied Energy 277 (2020) 115578. Hamburg: Hamburg Univer-sity of Technology, 2020.
- [36] CO₂-Transportnetz - Unser CO₂-Transportnetz startet. In <https://oge.net/de/co2/co2-netz>. (Abruf am 2023-8-18); Essen: Open Grid Eu-roppe GmbH, 2023.
- [37] co2peline - carbon dioxid transport. In <https://www.co2peline.com/>. (Abruf am 2023-08-18); München: Bayernets GmbH, 2023.
- [38] European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG): Trans-parancy Platform . In: <https://transparency.entsog.eu>. (Abruf am 2017-01-19); Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENT-SOG), 2017.
- [39]

Literaturverzeichnis

- [40] Schmidt, Maïke: Impulspapier Carbon Management für Baden-Württemberg. Stuttgart: Klima-Sachverständigenrat Baden-Württemberg, 2024.
- [41] CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS) und Negativemissionstechnologien (NET) - Wie sie schrittweise zum langfristigen Klimaziel beitragen können - Bericht des Bundesrates. Bern: Schweizerischer Bundesrat, 2022.
- [42] Strategia Italiana di lungo termine sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra. Rom: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 2021.
- [43] Ravenna CCS Project. In <https://ravennaccs.com/en-IT/project>. (Abruf am 2024-09-12); Rom: Eni S.p.A., 2024.
- [44] Österreichische Carbon Management Strategie (CMS). Wien: Bundesministerium für Finanzen (BMF), 2024.
- [45] Update of the Czech National Plan of the Republics in the field of energy and climate. Prag: Ministry of Industry and Trade, 2023.
- [46] Baltac, Silvian: Unlocking Europe's CO₂ Storage Potential - Analysis of Optimal CO₂ Storage in Europe. Menlo Park: Element Energy, 2023.
- [47] Klimaschutz: Einigung über ehrgeizigeren EU-Emissionshandel (ETS). In <https://www.europarl.europa.eu/news/de/press-room/20221212IPR64527/klimaschutz-einigung-uber-ehrgeizigeren-eu-emissionshandel-ets>. (Abruf am 2024-02-11); Brüssel: Europäisches Parlament, 2022.
- [48] Solomon, Mithran: Pipeline Infrastructure for CO₂ Transport: Cost Analysis and Design Optimization. In: *Energies* 2024, 17(12). Magdeburg: Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF, 2024. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17122911>.
- [49] The Costs of CO₂ Storage - Post-demonstration CCS in the EU. Brussels, Belgium: European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 2009.
- [50] Gupta, Neeraj: Monitoring and Modelling of CO₂ Storage: The Potential for Improving the Cost-Benefit Ratio of Reducing Risk. Cheltenham: IEAGHG, 2020.
- [51] Carbon Management Strategie Nordrhein-Westfalen - Kohlenstoff kann Klimaschutz. Düsseldorf: Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2021.
- [52] Eckpunkte für eine nationale Biomassestrategie (NABIS). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.
- [53] Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management-Strategie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2024.
- [54] Kohlendioxidemissionen. In <https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/co2>. (Abruf am 2023-08-22); Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023.
- [55] Prozessbedingte CO₂-Emissionen. In <https://www.lak-energiebilanzen.de/ergebnisse-des-datenab-rufs/?a=c700&j=2019&l=1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16&v=anm,pbe,Stand>. (Abruf am 2023-8-22); Bremen: Länderarbeitskreis Energiebilanzen, 2023.
- [56] Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 - Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal: Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, 2023.
- [57] Presseinformation - Wintershall Dea und Equinor entwickeln gemeinsam CCS-Infrastruktur in der Nordsee. Kassel, DE: Wintershall Dea AG, 2022.
- [58] Minervini, Joey: CCS Networks in the Circular Carbon Economy: Linking Emissions Sources to Geologic Storage Sinks. Melbourne, Australia: Global CCS Institute, 2021.
- [59] Nelles, Christiane: Interview - Dekarbonisierungsstrategien der Glasindustrie und Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur; Düsseldorf: Bundesverband Glasindustrie e.V., 2023.
- [60] Knoll, Yves: E-Mail - Transformationspfade der Ziegelindustrie; München: Bayerischer Ziegelindustrie-Verband e.V., 2023.

Literaturverzeichnis

- [61] Ruppert, Johannes; Bruhns, Hannah: Web-Konferenz - Transformationspfade und Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur der Zementindustrie; Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2023.
- [67] Kearns, David: Technology Readiness and Costs of CCS. Melbourne: Global CCS Institute, 2021.
- [69] Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) - Eckpunkte. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2024.
- [70] Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpTG). Ausgefertigt am 2024-06-21; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024.
- [71] Wettbewerbsaufruf CCU-Modellregionen in Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf: Ministerium für Wirtschaft, Industrie, Klimaschutz und Energie, 2024.
- [72] Factsheet Industrielles CO₂ Management - Abscheidung, Speicherung und Nutzung von CO₂ zur Erreichung unserer Klimaziele. Luxembourg: Europäische Kommission, 2024.
- [73] Carbon Management Strategie – Ein Beitrag für eine kosteneffektive Erreichung der Klimaziele (Carbon Management Strategie 103a/1). Ausgefertigt am 2022-06-26; Wien: Bundesministerium für Finanzen, Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2022.
- [74] Carbon Management Strategie der Bundesregierung - Entwurf BMWK. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024.
- [75] Ismail, Ismail: Carbon Capture, Utilization, and Storage in Saline Aquifers: Subsurface Policies, Development Plans, Well Control Strategies and Optimization Approaches—A Review. In: Clean Technologies 2023, 5, 609–637. Athens, Greece: National Technical University of Athens, 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/cleantechnol5020031>.
- [76] Solomon, Mithran: Pipeline Infrastructure for CO₂ Transport: Cost Analysis and Design Optimization. In: Energies 2024, Magdeburg: Fraunhofer Institute for Factory Operation and Automation IFF, 2024.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01	Status Quo (2019) der bayerischen CO ₂ -Emissionen
Abbildung 02	Schematische Darstellung des CO ₂ -Kreislaufs
Abbildung 03	Funktionsprinzipien der möglichen CO ₂ -Abscheideverfahren
Abbildung 04	CO ₂ -Phasendiagramm
Abbildung 05	Prozesse zur Herstellung von Grundstoffchemikalien auf CO ₂ Basis
Abbildung 06	Erdgasfelder sowie Sedimentbecken mit salinaren Aquiferen als potenzielle CO ₂ -Speicher in Deutschland
Abbildung 07	Übersicht über die Grundannahmen, die methodischen Schritte und die Struktur der Studie
Abbildung 08	Berechnung der prozess- und energiebedingten Emissionen der Industrie
Abbildung 09	Produktionsmengenentwicklung und berücksichtigte Transformationsmaßnahmen relevanter Industrieprozesse
Abbildung 10	Berechnung der potenziellen zukünftigen CO ₂ -Nachfrage.
Abbildung 11	Kernpunkte der betrachteten Szenarien zur zukünftigen Verwertung von abgeschriebenem CO ₂ und dem Hochlauf für CCUS
Abbildung 12	Potenzielle CO ₂ -Quellen, Nachfragestandorte und Speicher sowie das bestehende Erdgas-Fernleitungsnetz, Schienennetz und Wasserstraßen
Abbildung 13	Standorte der infrastrukturelevanten bayerischen Punktquellen und zugehöriger CO ₂ -Mengen im Jahr 2040
Abbildung 14	Zukünftiges CO ₂ -Leitungsnetz in Bayern 2040 im Speicher-Szenario
Abbildung 15	CO ₂ -Angebot und CO ₂ -Nachfrage im Zieljahr 2040 für das Kreislauf-Szenario
Abbildung 16	Zukünftiges CO ₂ -Leitungsnetz in Bayern 2040 im Kreislauf-Szenario
Abbildung 17	Hochlauf von CO ₂ -Abscheidungen auf Basis von Akteursaussagen
Abbildung 18	Hochlauf der CO ₂ -Nutzung auf Basis von Aktersaussagen im Stakeholder-Workshop
Abbildung 19	Notwendige Meilensteine und Rahmenbedingungen zur Ermöglichung von CCU bis 2040 aus Sicht der Akteure
Abbildung 20	Zusätzlicher Strombedarf im Sektor Industrie für die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe im Hochlauf-Szenario
Abbildung 21	Ausbaupfad des CO ₂ -Leitungsnetz in Bayern im Hochlauf-Szenario

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 22	Kumulierter Speicherbedarf im Hochlauf-Szenario
Abbildung 23	Transportkonzept 2035 für CO ₂ -Quellenstandorte mit Schienen- oder Ha-fenanschluss
Abbildung 24	Gesammelte Hemmnisse und Forderungen aus Akteursperspektive

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Definitionen der wichtigsten Begriffe im Themenfeld Carbon Management in Anlehnung an [11]
Tabelle 2	Parametrisierung zur Berechnung der Emissionsentwicklung an thermischen Abfallbehandlungsanlagen und Biomassekraftwerken
Tabelle 3	Annahmen zu Transitbedarfen durch Bayern
Tabelle 4	CO ₂ -Emissionen der Industrie in Bayern unterteilt in biogene Emissionen (ktbio) und fossile Emissionen (ktfossil) nach [7] und eigenen Berechnungen
Tabelle 5	Vorteile und Hindernisse zweier Optionen für die zeitliche Überbrückung bis zum Anschluss an ein überregionales CO ₂ -Transportnetz
Tabelle 6	Kosten in den Extremszenarien für eine CO ₂ -Infrastruktur in Bayern

Ansprechpartner/Impressum

Olga Bergmiller

Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-267

olga.bergmiller@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw

Vereinigung der Bayerischen
Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw November 2024

Weitere Beteiligte

FfE

Forschungsgesellschaft für Ener-
giewirtschaft mbH

Amanda Pleier
Hannes Kracht
Dr.-Ing. Andrej Guminski