

Energie, Klima, Umwelt | Klima

Analyse CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern

vbw

Studie

Stand: Oktober 2023

Eine vbw Studie, erstellt von der FfE - Forschungsgesellschaft 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 CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (CCU/S – Carbon Capture, Utilisation and Storage) kann ein Industrieland wie Bayern seine Klimaziele nicht erreichen. Selbst bei vollständiger Umstellung auf eine CO₂-neutrale Energieversorgung wird es prozessbedingte CO₂-Emissionen geben, z. B. in der Zement- und Kalkindustrie, die auch zukünftig nicht vermieden werden können. Für dieses CO₂ müssen wir Möglichkeiten der Speicherung und Weiterverwendung im Freistaat schaffen. Es ist aber auch eine zusätzliche Transportinfrastruktur erforderlich.

Die Analysen dieser Studie und die daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen leisten einen wichtigen Beitrag für einen zügigen Aufbau einer bayerischen CO₂-Infrastruktur. Sie ist eine notwendige Bedingung dafür, dass der Freistaat ohne De-Industrialisierung klimaneutral wird.

Die vorliegende Studie stellt zudem einen Grundstein für die schnelle Entwicklung einer bayerischen Carbon-Management-Strategie dar. Dazu gehört, dass schon heute neben einer adäquaten Infrastrukturplanung auch die regulatorischen Anforderungen sowie die finanziellen Rahmenbedingungen für die Abscheidung, Weiterverwendung und Speicherung von Kohlenstoff geschaffen werden müssen. Nur so erhalten die Akteure Planungssicherheit und der Freistaat bleibt weiterhin attraktiv für Investoren und Unternehmen.

Bertram Brossardt
04. Oktober 2023

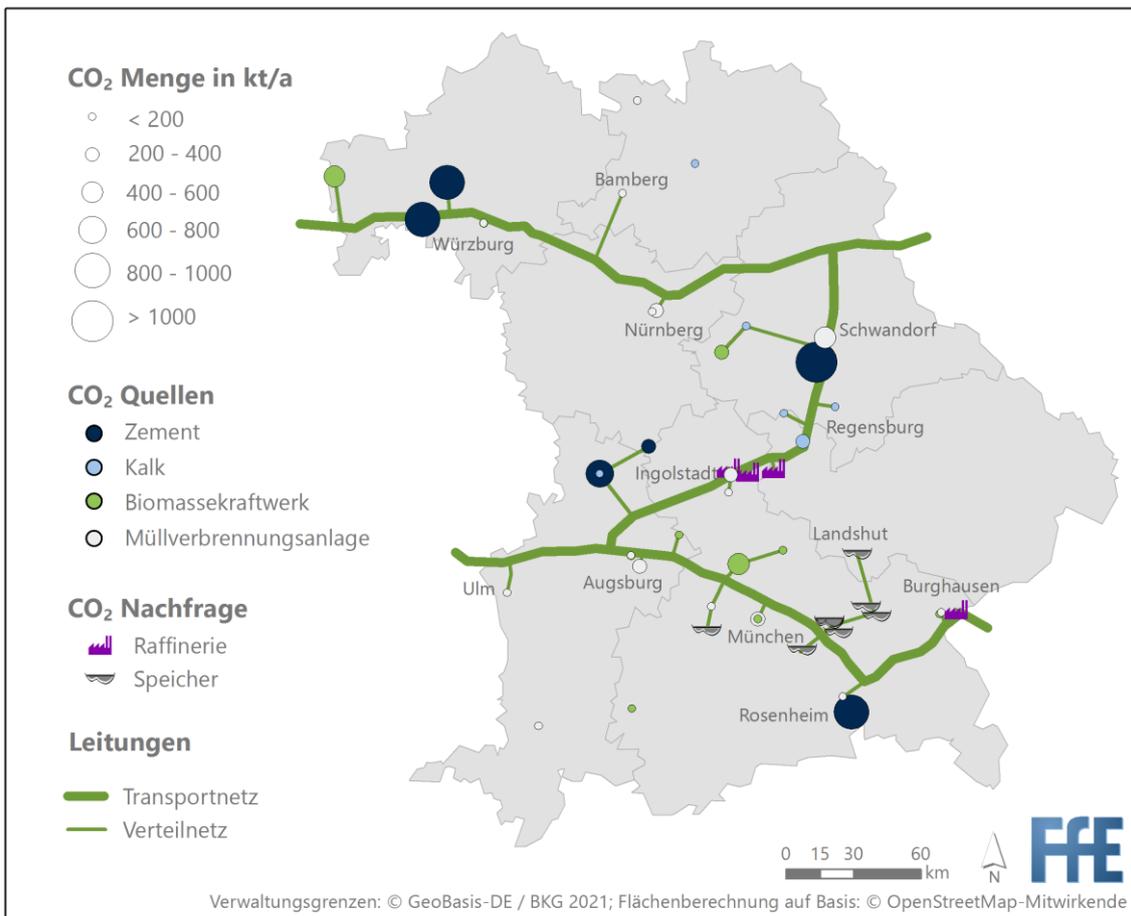
Management Summary

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

Die bayerischen Klimaziele erfordern die CO₂-Abscheidung von unvermeidbaren Emissionen. In der Regel sind weder Speicherung noch Nutzung vor Ort 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, 2023

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 54 TWh/a, sodass der Ausbau von erneuerbaren Energien weiterhin mit höchstem Tempo vorangetrieben werden muss.

- 3

Initiative: „Bayerisches Kernnetz“

Das bayerische Zielnetz 2040 ist in beiden Extremszenarien (Kreislauf- und Speicherszenario, siehe Abschnitt 2.3) ähnlich ausgeprägt und steht damit 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. Die Notwendigkeit des CO₂-Transports in dichter flüssiger Phase schließt die Umstellung bestehender Erdgasleitungen aus und bedingt damit den Neubau von Leitungen. Das bayerische Kernnetz sollte dabei sukzessive bis 2035 ausgebaut und bis 2040 an ein überregionales Netz angeschlossen werden.

- 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 parallele Planung von Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Leitungen führt zu Kosteneinsparung und stellt die Verfügbarkeit von Wasserstoff für CCU-Anwendungen sicher.

- 5

CC-Ready: Investitionen zukunftssicher planen

In Antizipation einer gesamtheitlichen Carbon-Management-Strategie und unter Berücksichtigung des verbleibenden, knappen Zeitfensters müssen sowohl (Zwischen-) Speicher in Bayern verfügbar als auch die notwendigen CO₂-Abscheidetechnologien einsatzbereit sein. 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.

Inhalt

1	Einleitung	1
2	Methodik	5
2.1	Standortscharfe Bestimmung des CO ₂ -Angebots	6
2.1.1	Industrie	7
2.1.2	Energiewirtschaft	10
2.2	Standortscharfe Bestimmung der potenziellen CO ₂ -Nachfrage und Speicher	12
2.3	Szenariodefinition	13
2.3.1	Kreislauf-Szenario	14
2.3.2	Speicher-Szenario	15
2.4	Konzeption CO ₂ -Leitungsnetz	15
3	Techno-ökonomische Aspekte	18
3.1	CO ₂ -Abscheidung	18
3.2	CO ₂ -Transport	21
3.2.1	Leitungstransport	22
3.2.2	Trailertransport	24
3.3	CO ₂ -Speicher	25
4	CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern bis 2040	27
4.1	Entwicklung des bayerischen CO ₂ -Angebots	27
4.1.1	CO ₂ -Angebot der Industrie und Energiewirtschaft	27
4.1.2	Exkurs: Abscheidung an Gaskraftwerken	32
4.2	Entwicklung der potenziellen bayerischen CO ₂ -Nachfrage	34
4.3	CO ₂ -Leitungsnetz	36
4.3.1	Infrastrukturbedarf im Kreislauf-Szenario	36
4.3.2	Infrastrukturbedarf im Speicher-Szenario	39
4.3.3	Einordnung in europäische und deutsche Projekte	42
5	Kostenanalyse	44
6	Treiber, Hemmnisse und Handlungsempfehlungen	46
7	Ausblick und Fazit	49

7.1	Zusammenfassung und Einordnung der Projektergebnisse	49
7.2	Abgeleitete Handlungsempfehlungen	51
	Abkürzungsverzeichnis	53
	Literaturverzeichnis	54
	Abbildungsverzeichnis	58
	Tabellenverzeichnis	60
	Ansprechpartner/Impressum	61

1 Einleitung

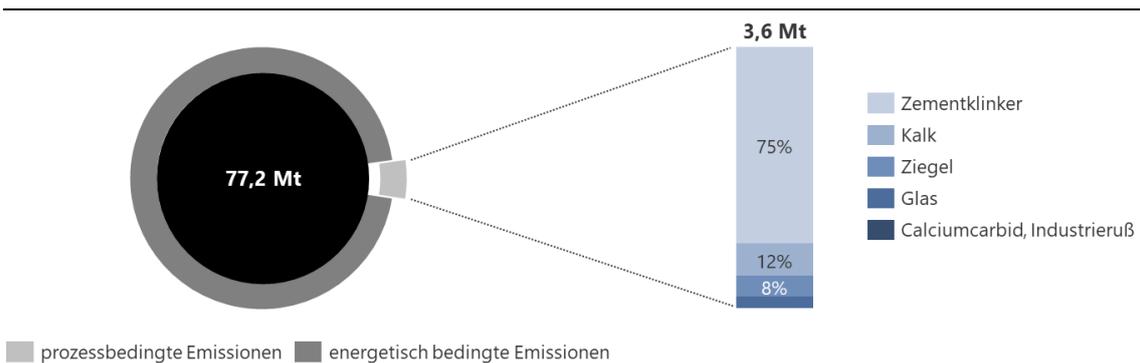
Ziel der Studie ist die Analyse des bayerischen CO₂-Infrastrukturbedarfs als ein wichtiger Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040.

„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 [3] als auch das EU-Ziel im Jahr 2050 [4]. Die umfassende Reduzierung von Treibhausgasemissionen innerhalb der nächsten 17 Jahre erfordert massive Anstrengungen und eine sofortige Beschleunigung der Transformation in allen Sektoren, wie die Studie „Bayernplan Energie 2040“ [2] zeigt.

Energiebedingte Emissionen machen derzeit 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 [30].

Abbildung 1

Status Quo (2019) der bayerischen CO₂-Emissionen



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023. Werte aus [31], [32], [29].

Eine größere Herausforderung stellen die verbleibenden **prozessbedingten Emissionen** der Industrie dar, welche knapp 5 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 aus sogenannten Punktquellen stammenden Emissionen bedürfen einer CO₂-Abscheidung. Da in

Einleitung

Abgasströmen mit bereits hohen CO₂-Konzentrationen, da dies den energetischen und technischen 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 kann bei anschließender Speicherung zu negativen Emissionen führen. Grundsätzlich ist dies auf zwei Wegen möglich, die unter dem Begriff Carbon Direct Removal (CDR) zusammengefasst sind:

- Bei der CO₂-Abscheidung und Speicherung aus biogenen Quellen wird die CO₂-Aufnahme von Pflanzen genutzt. Werden 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.

Neben der Nutzung und Speicherung im Inland ist auch der Export als Option in Betracht zu ziehen. Insbesondere die Nordsee birgt nach aktuellen Einschätzungen großes Speicherpotenzial [7] [34] und auch beispielsweise Norwegen bietet sich als Abnehmer von CO₂ zur Speicherung an [35]. Exportaktivitäten erfordern jedoch die Etablierung eines Herkunftsnachweis- bzw. Verwendungsregister und eines stichhaltigen Monitorings, um Leckagen und Fehlbilanzierungen zu vermeiden. Zusätzlich müssen mögliche Transitmengen in der Infrastrukturauslegung mitgedacht werden.

Der Begriff *Carbon Management* fasst diese ganzheitliche Betrachtung zusammen. Diese Studie legt den Fokus auf die notwendige CO₂-Infrastruktur in Bayern. Tabelle 1 enthält als Grundlage für ein gemeinsames Verständnis einen Überblick der relevantesten Abkürzungen und Definitionen. Für detaillierte Begriffsdefinitionen siehe [8] und [9].

Tabelle 1

Definitionen der wichtigsten Begriffe im Themenfeld *Carbon Management* in Anlehnung an [8]

Abkürzung	Begriff	Definition
CDR	Carbon Direct Removal	Oberbegriff für die dauerhafte CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung aus der Atmosphäre („negative Emissionen“)
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
CCU/S	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. [10]

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“ [2] hingegen betrachten die ganzheitliche Klimaneutralität unter Berücksichtigung aller relevanter Treibhausgase.

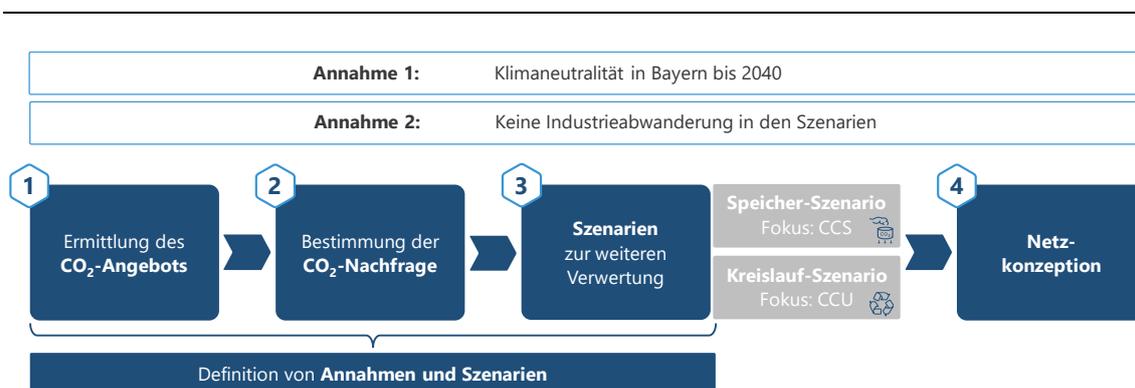
2 Methodik

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

Die Methodik dieser Studie setzt sich aus vier Schritten zusammen, wie in Abbildung 3 dargestellt. Jeder dieser Schritte enthält wissenschaftliche Berechnungen basierend auf intensivem Austausch mit Akteuren aus der Industrie und Energiewirtschaft.

Abbildung 3

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



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

Den übergeordneten Rahmen bildet der „Bayernplan Energie 2040“ [2] 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.

Das Szenario E.plan entwickelt sich aus diesen zwei Grundannahmen und unter Beteiligung zahlreicher bayerischer Stakeholder aus Energiewirtschaft und Industrie. Es richtet sich nach den klimapolitischen Zielvorgaben der Bundesregierung und Bayerns. Die Transformationspfade der verschiedenen Sektoren bevorzugt dabei die direkte Elektrifizierung aufgrund der höheren Gesamteffizienz gegenüber anderen Lösungen, wie beispielsweise dem Einsatz von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern. In Bereichen, die keine direkte Elektrifizierung ermöglichen, spielt ab Anfang der 2030er-Jahre Wasserstoff eine zunehmend wichtigere Rolle. Trotz Elektrifizierung und der Nutzung von Wasserstoff ist das Ziel der bayerischen Klimaneutralität bis 2040 nicht ohne CO₂-Abscheidung zu erreichen. Die

Methode zur Analyse des daraus entstehenden CO₂-Infrastrukturbedarfs in Bayern wird im Folgenden erläutert.

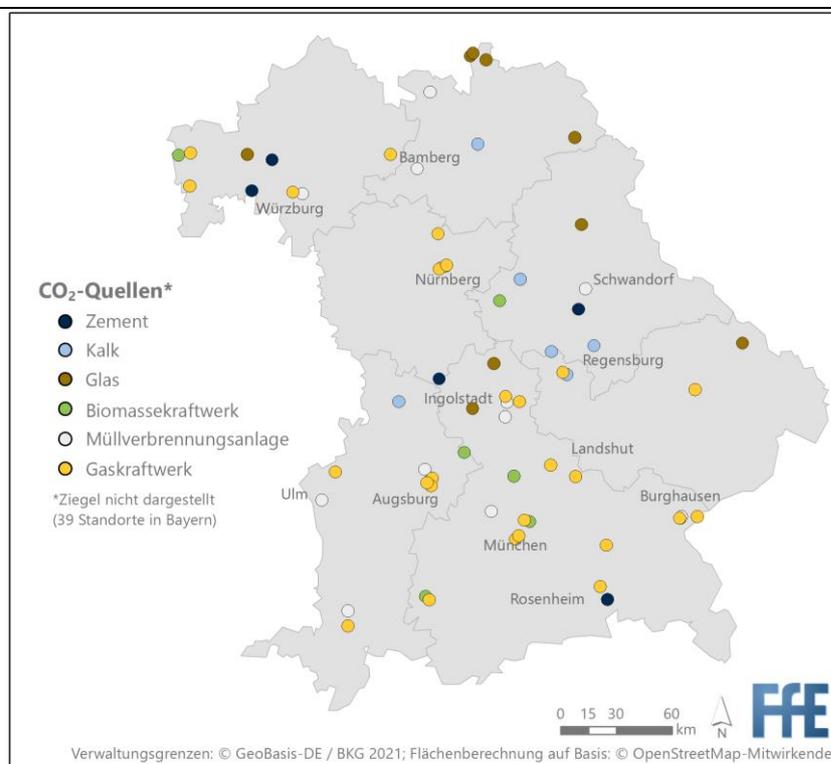
Der erste methodische Schritt berechnet das standortscharfe CO₂-Angebot. Im zweiten Schritt erfolgt die Berechnung der potenziellen CO₂-Nachfrage. Aus den möglichen CO₂-Verwertungsoptionen bilden sich, drittens, zwei relevante Zukunftsszenarien: zum einen das *Speicher-Szenario* mit dem Fokus auf CO₂-Speicherung und zum anderen das *Kreislauf-Szenario* mit dem Fokus auf CO₂-Nutzung. Der aufgespannte Szenariorahmen deckt so die beiden Extreme einer möglichen zukünftigen CO₂-Verwertung ab, sodass sich die reale Entwicklung voraussichtlich innerhalb dieses aufgespannten Szenariotrichters bewegt. Die Studie ermöglicht somit die Ableitung robuster Aussagen und Erkenntnisse. Für die Szenarien leiten sich im vierten Schritt CO₂-Netzkonzepte für 2040, inklusive des zeitlichen Hochlaufs über die Stützjahre 2030 und 2035 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.

2.1 Standortscharfe Bestimmung des CO₂-Angebots

Die Konzeption einer CO₂-Infrastruktur erfordert die standortscharfe Bestimmung des möglichen Angebotes, da die zu transportierenden Mengen der jeweiligen Abschnitte für die Auslegung der Leitungsdurchmesser ausschlaggebend sind.

Unterschieden wird zwischen industriellen CO₂-Quellen und Standorten aus der Energiewirtschaft. In der Industrie kommen Verfahren mit unvermeidbaren prozessbedingten Emissionen für die CO₂-Abscheidung in Frage. Die Energiewirtschaft ist mit Müllverbrennungsanlagen (MVA), Biomassekraftwerken sowie Gaskraftwerken als potenzielle CO₂-Quellen vertreten. Abbildung 4 zeigt die Verteilung möglicher Standorte mit potenzieller CO₂-Abscheidung. Diese Vorauswahl grenzt sich in der weiteren Betrachtung der jeweiligen CO₂-Mengen und Transformationspfade zusätzlich ein.

Abbildung 4

Standorte potenzieller verbleibender CO₂-Quellen im Zieljahr 2040

Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

2.1.1 Industrie

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

Die prozessbedingten Emissionen treten nur in einigen Industrieprozessen und unabhängig von den genutzten Energieträgern auf. Sie kommen aus der Umwandlung der eingesetzten Rohstoffe, beispielsweise 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 erfordert Energieeffizienz und, insbesondere für die vollständige Verminderung, einen Energieträgerwechsel von fossilen Brennstoffen hin zu klimaneutralen Alternativen, wie beispielsweise erneuerbarem Strom, Wasserstoff oder Biomasse.

Abbildung 5 stellt die allgemeinen Berechnungsvorschriften zur Bestimmung der Emissionen vor. Ausgangspunkt der Berechnungen sind die standortscharfen Produktionsmengen.

Abbildung 5
Berechnung der prozess- und energiebedingten Emissionen der Industrie



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

Einige der aufgeführten Parameter unterliegen Veränderungen bis zum Zieljahr 2040. Zum einen ändert sich die produktspezifische, *standortscharfe Produktionsmenge* in dem betrachteten Zeitraum. Der prozessspezifische *Brennstoffbedarf* berücksichtigt außerdem mögliche Prozessroutenwechsel. Die jeweilige prozessspezifische *Brennstoffaufteilung* passt sich entsprechend der Energieträgerwechsel im jeweiligen Transformationsplan an. Die *Brennstoffemissionsfaktoren* der fossilen Brennstoffe sind zeitlich konstant. Für Biomasse variieren sie aufgrund der sich ändernden Biomassezusammensetzung im Zeitraum bis 2040. Lediglich der spezifische *Prozessemissionsfaktor* ist für alle Prozesse zeitlich konstant. Grundlage aller zeitlich variablen Parameter ist das Szenario E.plan aus [2], mit Anpassungen aufgrund von Verbands- und Akteursrückmeldungen.

Industriestandorte ohne prozessbedingte Emissionen folgen in dieser Studie der Leitlinie *Verminderung vor Abscheidung* und stellen ihren Energieträgermix für die bayerischen Standorte bis 2040 auf (bilanziell) emissionsfreie Energieträger um. Sie folgen damit den Annahmen des „Bayernplan Energie 2040“ [2], 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 abgeschieden werden.

Die Erfassung aller relevanten Standorte erfolgt im Abgleich der FfE-internen Datenbank mit den standortscharfen Emissionsdatenbanken E-PRTR [36] und DEHSt [37]. Während das DEHSt lediglich fossile Emissionen aufweist, enthält das E-PRTR auch biogene Emissionsmengen. Zusätzlich erhebt das Bayerische Landesamt für Statistik (LfStat) bayernweit aggregierte prozessbedingte Emissionen je Industrieprozess [29] [31] [32].

Für den **Status Quo (2019)** erlauben diese externen 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 so skaliert, dass sowohl die Abweichung der daraus berechneten Emissionen zu den offiziellen Registern minimiert als auch die Gesamtmenge der prozessbedingten Emissionen nach [32] und [29] getroffen wird.

Anhand der an das E.plan Szenario [2] angelehnten Produktionsmengenentwicklung relevanter Produkte sowie der ebenfalls aus [2] übernommenen und anhand von Stakeholder-Rückmeldungen angepassten Technologie- und Brennstoffentwicklungspfaden, berechnen sich die Emissionen für die **Stützjahre 2030 und 2035 sowie das Zieljahr 2040**. Diese unterscheiden sich sowohl nach energie- oder prozessbedingt als auch nach fossilem oder biogenem Ursprung.

Die berechneten CO₂-Mengen bilden ein theoretisches Potenzial ab. Branchenspezifische Verfügbarkeit von CO₂-Abscheidetechnologien, die Abscheiderate der angewandten Technologie sowie der zusätzlich berücksichtigte Energiebedarf für die Abscheidung ergeben im abschließenden Berechnungsschritt die Mengen an abgeschiedenem sowie dem weiterhin emittierten CO₂, getrennt nach biogenem und fossilem Ursprung.

Auswahl und Transformationspfade infrastrukturelevanter Industriestandorte

Für eine klimaneutrale Industrie haben CO₂-Verminderungsmaßnahmen Priorität vor der CO₂-Abscheidung. Diese Maßnahmen sind bis 2040 umfänglich umzusetzen um energiebedingte Emissionen soweit wie möglich zu reduzieren. Die getroffene 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) [29]. 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 liegen vor, sind jedoch geheim zu halten [29]. 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 Netzkonzeption nicht weiter betrachtet.

Die *Glasherstellung* verursacht im Status Quo 163 kt prozessbedingtes CO₂ (ca. 4,5 Prozent der bayerischen prozessbedingten Emissionen). Die Dekarbonisierungsstrategie der Glasindustrie zielt mit dem Einsatz von wasserstoffbefeuelten Öfen, elektrifizierten Schmelzwanen und hybriden Technologien (Strom und Wasserstoff) auf die Vermeidung energiebedingter CO₂-Emissionen ab [38] [39]. Für die verbleibenden geringen prozessbedingten CO₂-Konzentrationen ist bisher keine wirtschaftlich sinnvolle Technologie marktreif, an

diversen Forschungsprojekten wird noch gearbeitet. Die Vertreter der Glasindustrie weisen daher keine zeitlich abschätzbaren Pläne zu CO₂-Abscheidung vor. Lediglich ein kontinuierlich steigender Scherboneinsatz vermindert die prozessbedingten Emissionen zukünftig um bis zu 50 Prozent. Standorte der Glasindustrie sind damit ebenfalls nicht in der Anbindung an eine CO₂-Infrastruktur berücksichtigt.

Die *Ziegelherstellung* verursacht im Status Quo 289 kt prozessbedingtes CO₂ (ca. 7,9 Prozent der bayerischen prozessbedingten Emissionen). Sie planen zukünftig ebenfalls mit wasserstoffbefeuerten oder elektrischen Öfen [11] [40]. Die CO₂-Abscheidung führt in der Ziegelindustrie aufgrund der Betriebsgrößen zu sehr hohen spezifischen Kosten und spielt daher keine Rolle in den aktuellen Planungen [40]. 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 [11]. Für die einzelnen Standorte ist der Anschluss an eine CO₂-Infrastruktur aufgrund der geringen Mengen ebenfalls nicht sinnvoll.

Die *Kalkherstellung* verursacht beim Kalkbrennen im Status Quo eine Menge von 453 kt prozessbedingtem CO₂ (> 12 Prozent der bayerischen prozessbedingten Emissionen) und erfordert daher die Abscheidung infrastrukturelevanter unvermeidbarer Mengen CO₂. Da außerdem noch keine vollständige Elektrifizierung, Umstellung auf Wasserstoff oder Biomasse absehbar ist, verbleiben energiebedingte Emissionen zur gemeinsamen Abscheidung mit den prozessbedingten Emissionen. Dennoch erfolgt eine Anpassung der Brennstoffaufteilung. Diese ist angelehnt an die Annahmen des E.plan Szenarios in [2] und anhand von Akteursabfragen angepasst. Damit erfolgt bis 2040 eine Umstellung auf maximal 10 Prozent Wasserstoff, 20 Prozent Abfall/alternative Brennstoffe, sowie 70 Prozent Biomasse.

Zement, genauer die Produktion von Zementklinker, verursacht derzeit 2725 kt prozessbedingtes CO₂. Das sind mit knapp 75 Prozent der Großteil der bayerischen prozessbedingten Emissionen. Ähnlich wie bei der Kalkherstellung ist eine Elektrifizierung 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 Abfall/alternative Brennstoffe (58,5 Prozent) auf [12] [41]. Die verbleibenden, abzuschheidenden Emissionen der Zementstandorte stellen relevante Punktquellen mit einem Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur dar.

2.1.2 Energiewirtschaft

Die für die Energiewirtschaft betrachteten Emissionen fallen an Müllverbrennungsanlagen (MVA) sowie Biomassekraftwerken an. Da CO₂-Abscheidungen an Gaskraftwerken nach derzeitigem Wissensstand in Bayern unwahrscheinlich sind, werden deren potenzielle CO₂-Mengen in der Infrastrukturbedarfsanalyse nicht betrachtet und die Möglichkeit einer Abscheidung im Exkurs in Abschnitt 4.1.2 beleuchtet.

Relevante Standorte von MVA und Biomassekraftwerken werden aus dem standortscharfen Marktstammdatenregister (MaStR) [13] entnommen. 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 nach Abgleich mit dem E-PRTR [36], welches sowohl biogene als auch fossile Emissionen ausweist. Sofern ein Akteur konkrete Pläne für CO₂-Abscheidung an einer bestehenden oder geplanten Anlage kommuniziert, werden die gemeldeten CO₂-Mengen ergänzt.

Die anfallenden Emissionen an MVA berechnen sich anhand des zu erwarteten Müllaufkommens nach [14] und unter Berücksichtigung der Entwicklung des biogenen Anteils. Der Einsatz von Biomassekraftwerken für die Stromerzeugung legt sich anhand der Berechnungen im Szenario E.plan des „Bayernplan Energie 2040“ [2] fest und bestimmt daraus die Entwicklung der Emissionsmengen bis 2040. Tabelle 2 führt die Parametrisierung zur Emissionsbestimmung in der Energiewirtschaft auf.

Tabelle 2

Parametrisierung zur Berechnung der Emissionsentwicklung an Müllverbrennungsanlagen und Biomassekraftwerken

	2030	2035	2040
Stromerzeugung aus Biomassekraftwerken im Vergleich zu 2019 [2]	+2 %	-13 %	-34 %
Entwicklung des Müllaufkommens im Vergleich zu 2019 [14]	-3 %	-2 %	-1 %
Biogener Anteil in Müllaufkommen [14]	52,0 %	54,3 %	56,5 %

Die Änderung des Förderregimes im EEG 2023 [15] mit einer Herabsetzung der förderfähigen Volllaststunden begründet die sinkende 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 noch in 2019 [2].

Die Entwicklung des Müllaufkommens wird von zwei sich entgegenwirkenden Faktoren beeinflusst. Einerseits erhöht sich die Recyclingquote in Zukunft, was zu einer Reduktion des Müllaufkommens führt. Andererseits trägt das Wachstum der Bevölkerung 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 dabei leicht auf 56,5 Prozent an. Dies ist durch alternative Produktionsrouten mit vermehrtem Einsatz biogener Rohstoffe im Rahmen der angestrebten Kreislaufwirtschaft zu begründen.

2.2 Standortscharfe Bestimmung der potenziellen CO₂-Nachfrage und Speicher

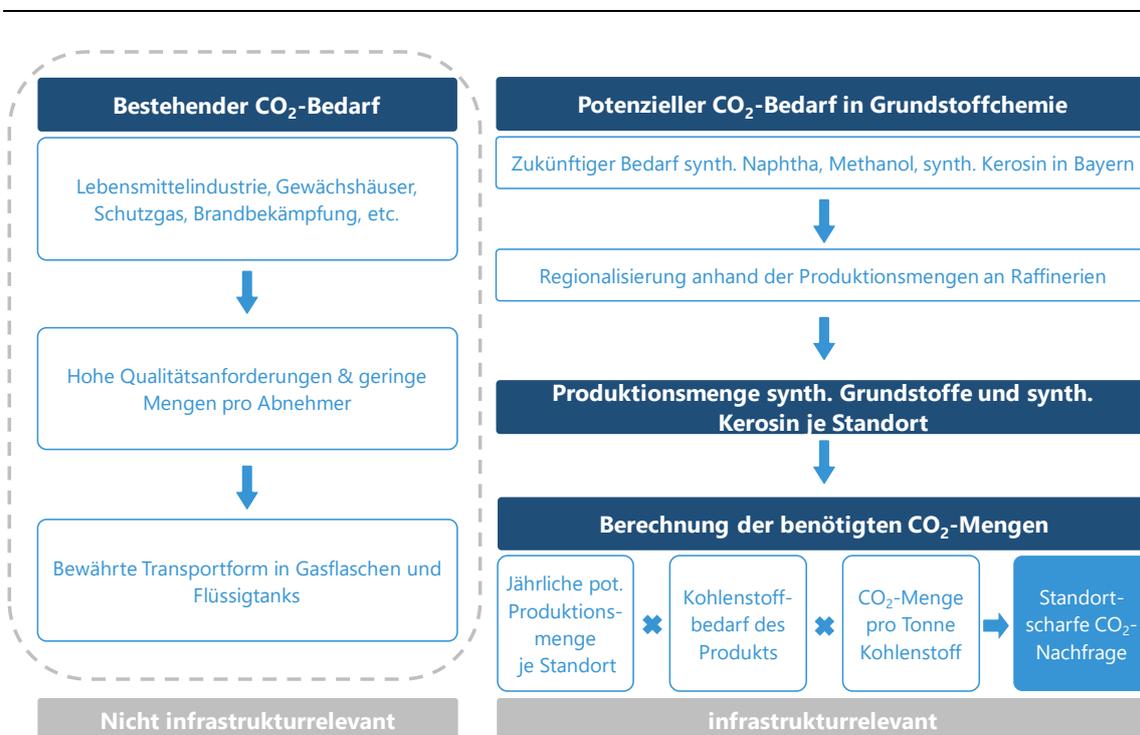
Die zukünftige CO₂-Nachfrage umfasst einerseits die bereits heute bestehende Nachfrage an CO₂-Handelsmärkten sowie die potenzielle Nutzung als Rohstoff für die Herstellung synthetischer Kohlenwasserstoffe in der Grundstoffchemie. Berücksichtigt wird dabei die zukünftige stoffliche Nutzung von synthetischem 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 [42] [43], 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 6 dargestellt.

Abbildung 6

Berechnung der potenziellen zukünftigen CO₂-Nachfrage



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

Der Bedarf der stofflich genutzten Energieträger Naphtha und Methanol für Bayern stammt aus dem E.plan Szenario des „Bayernplan Energie 2040“ [2]. 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, sodass sich über den spezifischen CO₂-Bedarf die potenzielle CO₂-Nachfrage berechnet. Dieses Methanol ist dann Grundstoff in der *Methanol-to-Olefines (MtO)*-Route zur Erzeugung chemischer Grundstoffe. Analog wird der CO₂-Bedarf für die Produktion von synthetischem Naphtha über die *Fischer-Tropsch-Synthese* ausgewiesen. [16] [17]

Der CO₂-Bedarf für synthetisches Kerosin basiert auf dem Kerosinbedarf des internationalen Flugverkehrs aus dem E.plan Szenario des Bayernplan Energie 2040 [2]. Der Anteil synthetischen Kerosins leitet sich dabei aus den EU-Zielen des Pakets „Fit for 55“ ab, welches eine Quote von 35 Prozent synthetischen Kerosins bis 2050 vorsieht [44]. Die Berechnung des CO₂-Bedarfs für synthetisches Kerosin aus der *Fischer-Tropsch-Synthese* erfolgt dann durch den spezifischen Emissionsfaktor für Kerosin.

Der errechnete 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 chemischen kohlenstoffbasierten Wertschöpfungskette.

Die angenommenen Speicherkapazitäten in Bayern basieren auf geologischen Speicherpotenzialen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) aus dem Jahr 2010 [34].

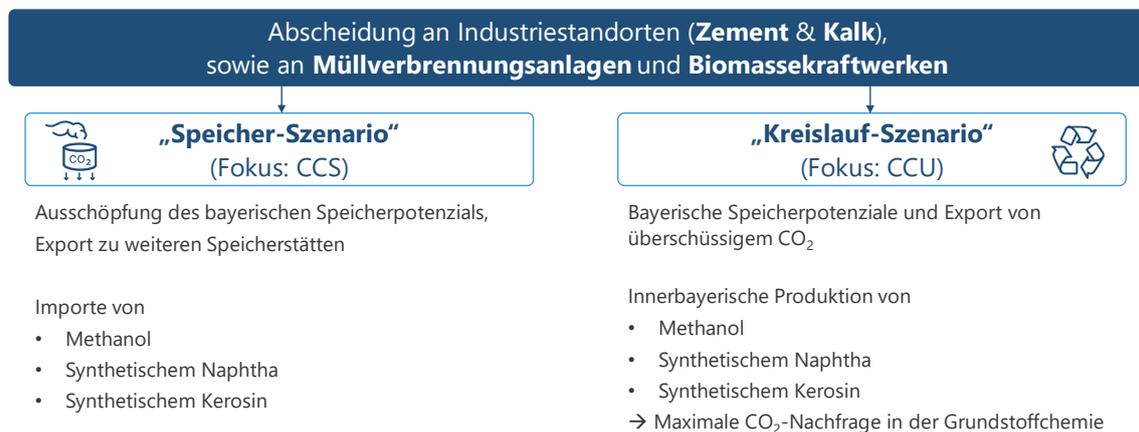
2.3 Szenariodefinition

Nach der Abscheidung gibt es grundsätzlich zwei mögliche Senken für das CO₂: Eine Möglichkeit ist die **langfristige Speicherung** von CO₂ in geologischen Formationen, 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-Nachfrageentwicklung auf. Das CO₂-Angebot dagegen ist für beide Szenarien gleich nach der Methodik in Abschnitt 2.1 festgelegt. Abbildung 7 stellt eine Übersicht der Kernpunkte beider Szenarien dar, die im Folgenden als *Speicher-Szenario* und *Kreislauf-Szenario* bezeichnet werden.

Abbildung 7

Kernpunkte der betrachteten Extremszenarien zur zukünftigen Verwertung von abgeschiedenem CO₂



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

2.3.1 Kreislauf-Szenario

Im Kreislauf-Szenario liegt der Fokus auf der maximalen Nutzung von abgeschiedenem CO₂ in der Grundstoffchemie. Annahme ist, dass der gesamte Bedarf der stofflich genutzten Energieträger Naphtha und Methanol sowie der synthetische Kerosinbedarf innerhalb Bayerns produziert wird.

Deren Produktion umfasst eine Vielzahl möglicher Verfahren, die nicht alle zwingend auf CO₂ als Rohstoff angewiesen sind. So kann beispielsweise die Synthese von klimaneutralem Methanol auch auf der Methanpyrolyse oder der Gasifizierung von biogenem Feedstock mit anschließender Wassergasshift-Reaktion basieren. Als Kohlenstoffquellen kommen neben abgeschiedenem CO₂ auch Biomasse sowie mechanisch oder chemisch recycelte Kunststoffabfälle in Frage. [16] [17]

Das Kreislauf-Szenario betrachtet jedoch die maximale CO₂-Nachfrage bei einer vollständigen innerbayerischen Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe. Es nimmt daher den Einsatz der strombasierten Verfahrensrouten für die Methanolproduktion sowie die Fischer-Tropsch-Synthese zur Herstellung von synthetischem Naphtha und synthetischem Kerosin an. Diese Produkte bilden den Ausgangspunkt für die weitere, nachgelagerte chemische Wertschöpfungskette. Die dafür benötigten CO₂-Mengen berechnen sich nach der Methodik in Abschnitt 2.2.

Standorte für die Produktion sind die derzeitigen Raffineriestandorte. Diese stehen durch die angestrebte Transformation des Energiesystems vor einer großen Herausforderung, da die Nachfrage nach dem derzeitigen Hauptprodukt Mineralöl nach [2] stark rückläufig sein

wird. Die Herstellung von klimaneutralem Methanol, synthetischem Naphtha und synthetischem Kerosin ist daher ein mögliches zukünftiges Geschäftsmodell. Das Kreislauf-Szenario bildet für dieses Geschäftsmodell die maximal mögliche CO₂-Nachfrage in den Stützjahren ab.

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.

2.3.2 Speicher-Szenario

Das Speicher-Szenario beschreibt den Extremfall, in welchem keine über den Status Quo hinausgehende Nutzung des abgeschiedenen CO₂ geplant ist. Der Bedarf an synthetischen Grundstoffen und synthetischem Kerosin deckt sich in diesem Szenario ausschließlich über Importe. Die bestehende Nutzung von CO₂, in beispielsweise Lebensmittel- und Getränkeindustrie, bleibt auch in diesem Szenario bestehen.

Die restliche in Bayern abgeschiedene CO₂-Menge wird im Speicher-Szenario unterirdisch gespeichert, zunächst unter Ausnutzung der bayerischen Speicherkapazitäten. Sobald diese Potenziale ausgeschöpft sind, müssen die CO₂-Mengen aus Bayern exportiert und zu Speichern, beispielsweise in der Nordsee, transportiert werden. In diesem Fall 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 4.3.3) [18].

2.4 Konzeption CO₂-Leitungsnetz

Der Transport der abgeschiedenen CO₂-Mengen zu potenziellen Nachfragestandorten und Speichern setzt eine Vernetzung von Quellen und Senken voraus. Eine gute Möglichkeit, vor allem für den Transport von großen CO₂-Mengen, ist der Transport in Leitungen (Details siehe Abschnitt 3.2). Da bestehende Leitungstrassen des Erdgasnetzes in der Vergangenheit ein Genehmigungsverfahren durchlaufen haben, bieten sich diese Trassen auch für den Neubau von CO₂-Leitungen an. Somit geht der Verlauf des bestehenden Erdgas-Fernleitungsnetzes in die Konzeption des CO₂-Leitungsnetzes ein. Abbildung 8 zeigt den Verlauf des Erdgas-Fernleitungsnetzes gemeinsam mit den infrastrukturelevanten Standorten mit CO₂-Abscheidung sowie Nachfragestandorte und Speicher.

Die *Konzeption* des Zielnetzes in 2040 verbindet Quellen und Senken unter Berücksichtigung des Erdgas-Fernleitungsnetzes und spannt dabei ein Netz auf, welches möglichst wenig Leitungskilometer umfasst. Die Orientierung am Trassenverlauf des Erdgasnetzes umgeht geografische Barrieren und Naturschutzgebiete weitgehend. Diese Aspekte fließen jedoch nur indirekt in die Konzeption mit ein und sollten daher in einer tiefergehenden, zukünftigen *Netzplanung* im Detail untersucht werden. Das Startnetz der bayernets im

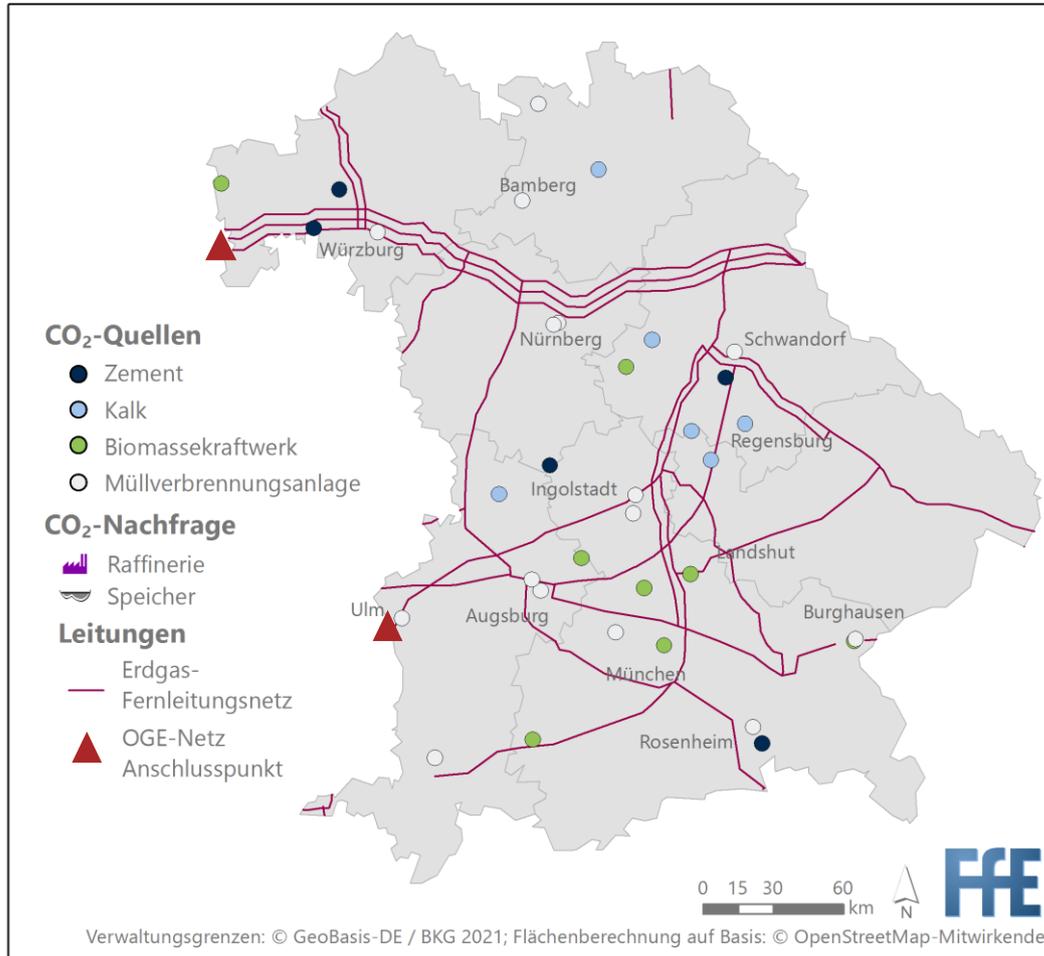
Rahmen des Projekts „co₂peline“ [20] (siehe Abschnitt 4.3.3) ist bereits im Stadium der detaillierten Planung, sodass dessen Leitungsverlauf in der Netzkonzeption dieser Studie Berücksichtigung findet.

Im deutschen Kontext plant die Open Grid Europe GmbH (OGE) ein überregionales Transportnetz [18], welches den CO₂-Transport von Süden nach Norden vorsieht und auch eine Anbindung Bayerns plant (siehe Abschnitt 4.3.3). Die Leitungskonzeption dieser Studie berücksichtigt die vorgesehenen Anschlusspunkte.

Die zu transportierenden CO₂-Mengen zu Exportpunkten und weiteren Senken 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 ersten Inselnetzen in den Jahren 2030 und 2035 ab.

Abbildung 8

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



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023. Verlauf des Erdgas-Fernleitungsnetzes nach [19]

3 Techno-ökonomische Aspekte

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

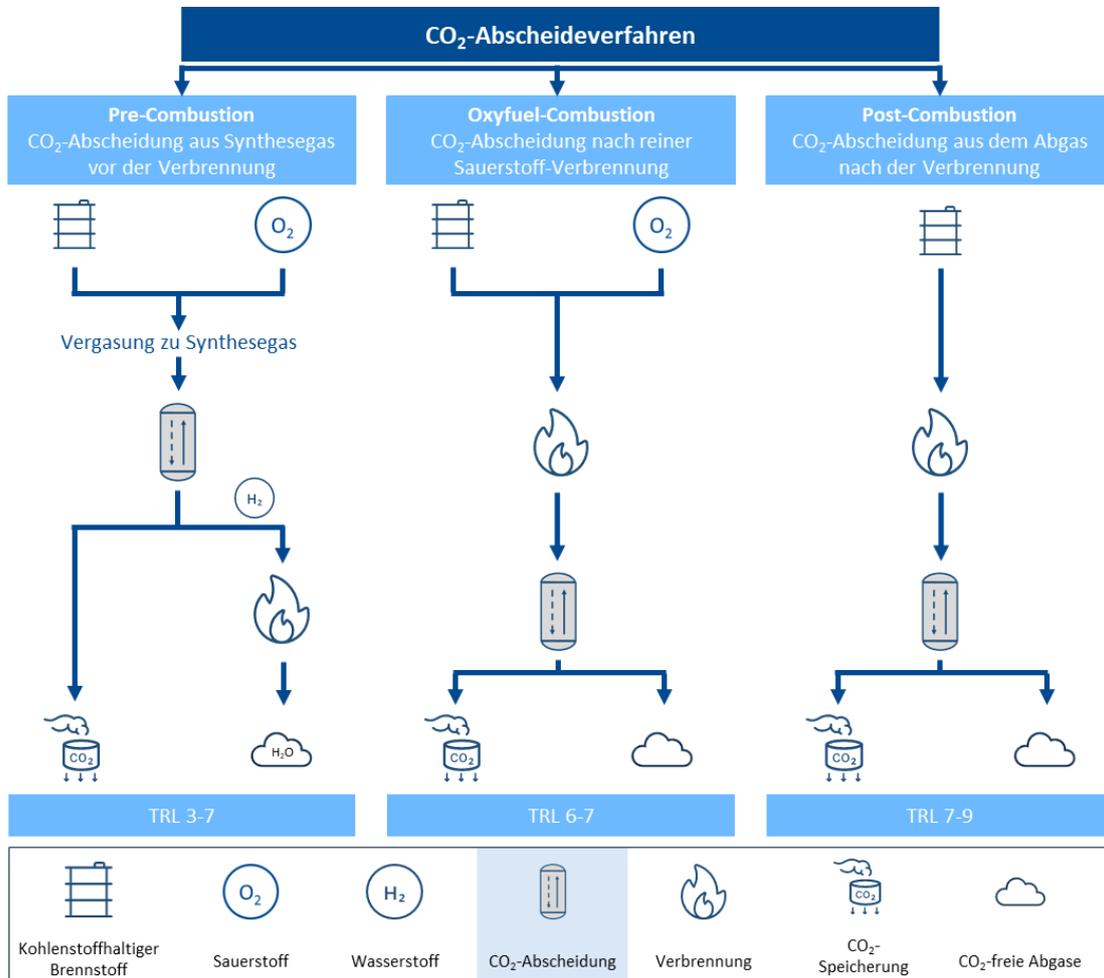
Die möglichen Verfahren zur CO₂-Abscheidung unterscheiden sich in ihren Funktionsprinzipien und charakteristischen techno-ökonomischen Kennzahlen. Abschnitt 3.1 gibt daher eine Übersicht über die in Betracht gezogenen Verfahren, ihre Marktreife sowie techno-ökonomische Kennzahlen. Für den weiteren Transport von CO₂ zu Senken sind der Transport in Leitungen sowie der Trailertransport per Lkw, Zug oder Schiff mögliche Optionen. Abschnitt 3.2 charakterisiert diese Transportmöglichkeiten.

3.1 CO₂-Abscheidung

Die CO₂-Abscheidung an Punktquellen ist grundsätzlich über drei Funktionsprinzipien möglich, aus welchen sich wiederum diverse Verfahren ableiten. Abbildung 9 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.

Abbildung 9
Funktionsprinzipien der möglichen CO₂-Abscheideverfahren



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

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.

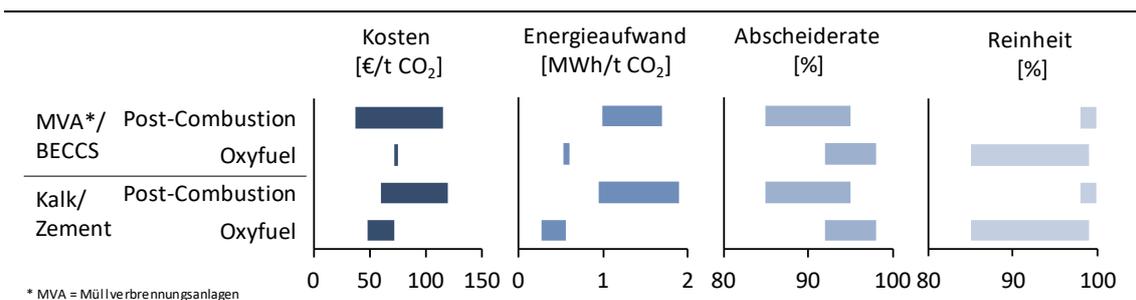
Bei **Oxyfuel-Verfahren** findet die Verbrennung unter Sauerstoff- anstatt Luft-Atmosphäre statt, sodass im Idealfall der Abgasstrom aus hochkonzentriertem CO₂ besteht.

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.

Am weitesten fortgeschritten in ihrer Entwicklung sind Oxyfuel- und Post-Combustion-Verfahren, weshalb die Studie im Folgenden charakteristische Kennzahlen dieser Technologien nutzt. Deren techno-ökonomische Kenngrößen sind in Abbildung 10 aufgeführt.

Abbildung 10

Charakteristische Kennwerte der CO₂-Abscheidung



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023. Werte aus [45], [46], [47], [48]

Die Werte der Post-Combustion orientieren sich dabei an der Aminwäsche als das Verfahren dieser Gruppe mit der höchsten Marktreife. Dabei 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 Gasstrom 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 (siehe Tabelle 3) basieren.

Tabelle 3

Verwendete techno-ökonomische Parameter zu CO₂-Abscheidung basierend auf der Aminwäsche

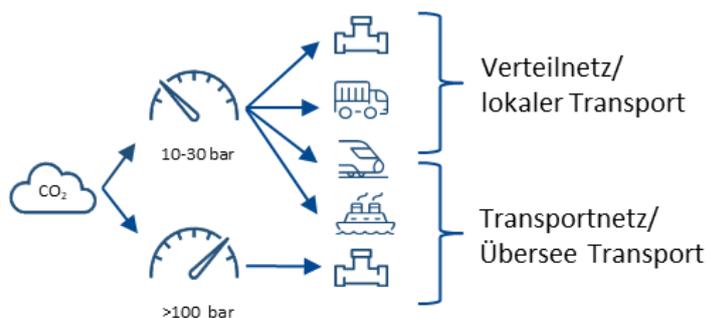
Parameter	Wert
Kosten für Abscheidung an MVA und Biomassekraftwerken [46]	37 €/t
Kosten für Abscheidung an Industriestandorten [47]	60 €/t
Thermischer Energieaufwand für Abscheidung an MVA und Biomassekraftwerken [46]	1350 kWh/t
Thermischer Energieaufwand für Abscheidung an Industriestandorten [49]	900 kWh/t
Elektrischer Energieaufwand für Abscheidung [50]	155 kWh/t
Abscheiderate an MVA und Biomassekraftwerken [46]	90 %
Abscheiderate an Industriestandorten [45]	95 %

3.2 CO₂-Transport

Die Optionen für den Transport von CO₂ umfassen eine Verteilung in Leitungen sowie den Transport in Trailern via Lkw, Zug oder Schiff (siehe Übersicht in Abbildung 11). Für den Transport großer Mengen (> 1 Mt CO₂/a) an Land ist dabei der Leitungstransport die wirtschaftlichste Option [51], sodass diese Studie den Fokus auf den Infrastrukturbedarf in Form eines Leitungsnetzes legt. Im Folgenden werden die Optionen hinsichtlich ihrer techno-ökonomischen Merkmale näher beleuchtet.

Abbildung 11

Möglichkeiten des CO₂-Transportes

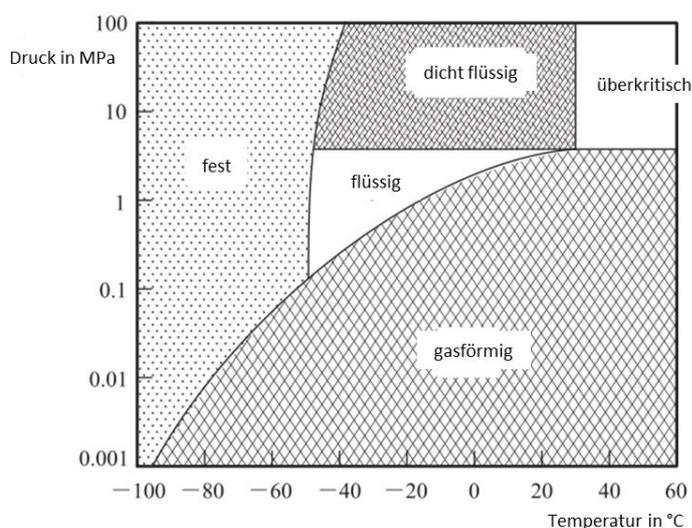


Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

3.2.1 Leitungstransport

CO₂ kann in verschiedenen thermodynamischen Phasen (fest, flüssig, gasförmig, dicht flüssig und überkritisch) bestehen, die sich aus der angewandten Temperatur und dem Druck ergeben. Abbildung 12 stellt das zugehörige Phasendiagramm dar. Bei der Auswahl der geeigneten Phase für den CO₂-Transport in Leitungen spielen verschiedene Faktoren eine Rolle.

Abbildung 12
CO₂-Phasendiagramm



Quelle: Darstellung nach [52]

Die **gasförmige Phase** weist eine geringe Dichte auf, was große Leitungsdurchmesser erfordert und somit zu hohen Kosten führt. Jedoch erlaubt nur die gasförmige Phase eine Umstellung von Erdgasleitungen, da diese nicht auf höhere Drücke ausgelegt sind [53].

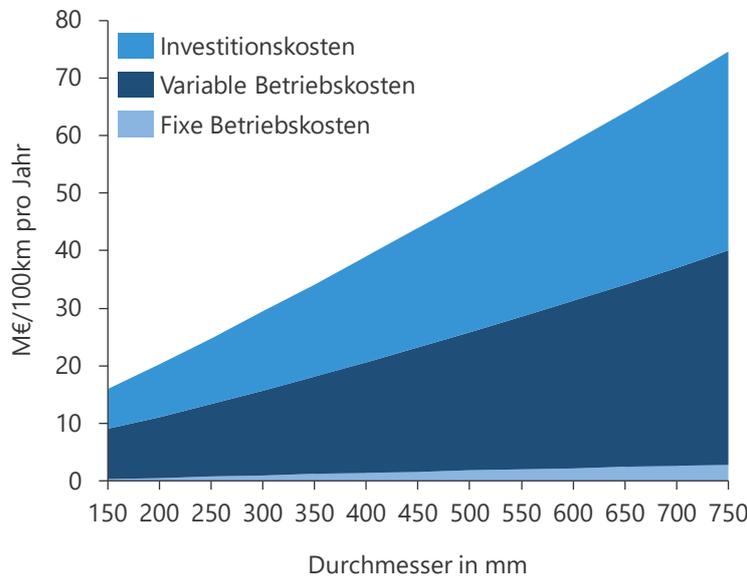
Die **dichte flüssige Phase** punktet aufgrund ihrer hohen Dichte mit einer großen Transportkapazität bei kleinen Leitungsdurchmessern. Zudem werden weniger Kompressoren innerhalb der Leitung benötigt, da der Druck des flüssigen CO₂ entlang der Leitung nur langsam abfällt. Gemeinsam mit dem niedrigeren Leitungsdurchmesser bedeutet das einen Kostenvorteil gegenüber dem Leitungstransport in gasförmiger Phase [54].

In der **überkritischen Phase**, oberhalb des kritischen Punktes (73,8 bar und 31,1 °C), nimmt das CO₂ eine Phase mit flüssigkeitsähnlicher Dichte (hohe Transportkapazität) und gasähnlicher Viskosität (geringe Reibung) an. Um die überkritische Phase zu gewährleisten, muss die Temperatur bei etwa 35 °C oder höher gehalten sowie ein hoher Druck angewandt werden. Dies bedarf eines Wärmeeintrags und einer isolierenden Schicht, was wiederum zu einem Kostenanstieg führt [54].

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 Umgebungsdruck beispielsweise durch Steigung 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 thermodynamischen Eigenschaften beeinflusst [51], ist ein Druck von ca. 150 bar nötig, um die dichte flüssige Phase während des gesamten Transports beizubehalten. Ein Regelwerk für den Transport von CO₂ arbeitet derzeit der Deutsche Verband für Gas und Wasser e.V. (DVGW e.V.) aus. Die Reinheitsanforderungen befinden sich im Größenrahmen von > 95 Vol.- Prozent CO₂, da Verunreinigungen zu Korrosion in den Leitungen führen können [69].

Die Kosten für den Neubau einer CO₂-Leitung beinhalten die Investitionskosten (CAPEX) sowie Betriebskosten (OPEX) für Rohre, Pumpen und Kompressoren. Die Betriebskosten unterteilen sich wiederum in fixe und variable OPEX. Die fixen OPEX umfassen dabei Personalkosten für Wartungen, die variablen OPEX die Energiekosten für den Betrieb von Pumpen und Kompressoren (Annahme Strompreis 0.225 €/kWh). Die jährlichen Investitionskosten werden durch eine Abschreibung mit einem Kapitalzins von 10 Prozent über die Lebensdauer von 25 Jahren [21] berechnet und stellen Realpreise mit Bezugsjahr 2023 dar. Eine Zusammenfassung der jährlichen Kosten für Investition und Betrieb der Leitungen in Abhängigkeit des Leitungsdurchmessers ist in Abbildung 13 aufgetragen.

Abbildung 13
Kosten einer CO₂-Pipeline in Abhängigkeit ihres Durchmessers



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023. Berechnung der Investitionskosten aus Literaturwerten in [23], [24], [55] und Transportbedingungen nach [51]. Berechnung der Betriebskosten nach [22].

Für den Transport von gasförmigem CO₂ sind niedrigere Leitungsdrücke zur Aufrechterhaltung der Phase ausreichend. Da das CO₂ in der gasförmigen Phase allerdings eine sehr niedrige Dichte hat, sind dabei nur geringe Transportkapazitäten möglich. 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 von CO₂ ist dabei die Umstellung von bestehenden Erdgasleitungen auf den Transport von CO₂ möglich. Trotz anfallender Kosten für die Integritätsprüfung der Leitungen sind dabei Kostenersparnisse von bis zu 80 Prozent möglich.

3.2.2 Trailertransport

Der gegenwärtige Bedarf an CO₂ wird vorrangig durch Lkw-Trailer gedeckt. Insbesondere in der Lebensmittelindustrie gelten hohe Anforderungen an Reinheit und Rückverfolgbarkeit [42], sodass hier der Transport in Gasflaschen per Lkw auch weiterhin die beste Option darstellt. Ein einzelner Lkw-Trailer fast dabei bis zu 18 t CO₂ [55]. Der Wagon eines Güterzuges hat ein Fassungsvermögen von ca. 62 t CO₂, sodass durch den Einsatz von Güterzügen Transportkapazitäten von bis zu 750 kt pro Jahr über weite Transportwege möglich sind [56].

Die Kosten für den CO₂-Transport per Lkw und Bahn liegen aufgrund von Skaleneffekten zwischen drei- und zehnmal höher pro Tonne als beim Leitungstransport [55]. Angesichts der großen Mengen an CO₂, die in Zukunft in Bayern anfallen werden, ist der Transport

von CO₂ per Lkw und Bahn daher keine skalierbare wirtschaftliche Option. Zudem führt der Einsatz von Güterzügen zum Transport großer CO₂-Mengen zu einer hohen Auslastung des Schienennetzes. Dies ist insbesondere für Standorte mit großen CO₂-Mengen ohne Speichermöglichkeit ein Problem, da diese CO₂-Mengen täglich, kontinuierlich und zuverlässig abtransportiert werden müssen. Dennoch könnte der Trailertransport via Lkw und Bahn für kleinere Punkt-zu-Punkt-Lösungen sowie für den Hochlauf einer CO₂-Infrastruktur in der Wertschöpfungskette eine bedeutende Rolle spielen [55].

Der Transport per Schiff spielt vor allem in Küstengebieten mit Offshore-Speichern eine Rolle. Insbesondere für große Strecken bis zum Speicherort kann hier der Schiffstransport günstiger als eine Offshore-Pipeline sein. Innerhalb Bayerns könnte die Binnenschifffahrt auf der Donau eine Option darstellen. Durch den geplanten Aufbau eines Leitungsnetzes ist dies allerdings maximal eine Zwischenlösung in der CCU/S-Hochlaufphase.

3.3 CO₂-Speicher

Um der Atmosphäre dauerhaft CO₂ zu entziehen, muss dieses entweder langfristig gespeichert oder in Produkten gebunden 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. Diese Salzwasser führenden Gesteinsschichten sind wegen ihrer tiefen Lage und des hohen Salzgehaltes nicht für die Trinkwassergewinnung geeignet [7].

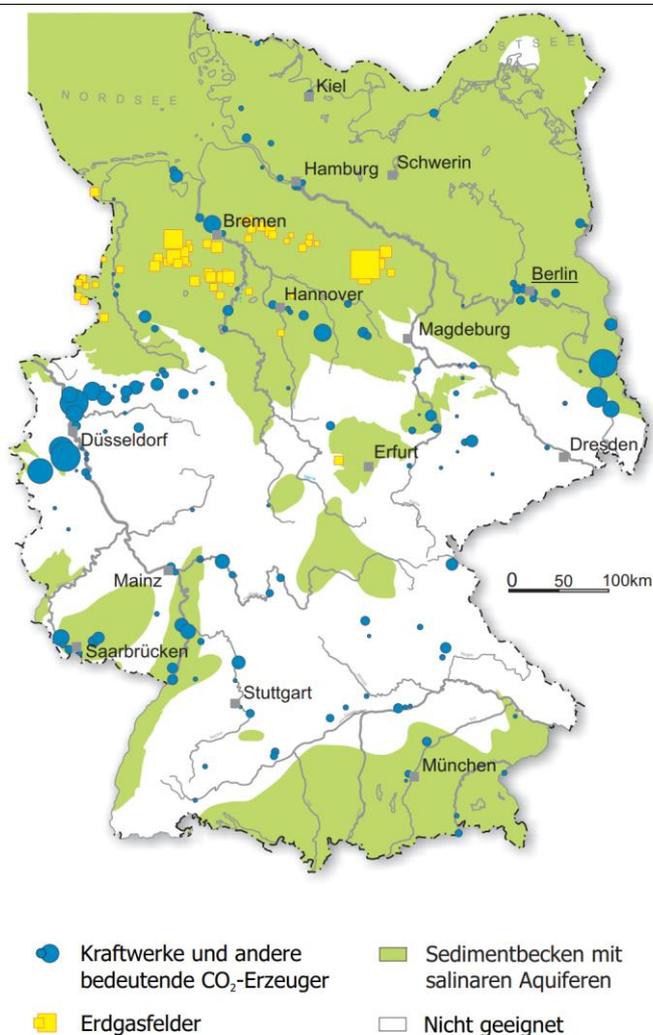
Die Anforderung an einen Speicher in tiefen salinaren Aquiferen beinhaltet eine dichte abdeckende Gesteinsschicht. Nach Injektion des CO₂ in den Porenraum hält diese, unterstützt durch Kapillarkräfte in den Poren, das leichtere und damit auftriebende CO₂ im Gestein zurück. Im Laufe der Zeit löst sich das CO₂ im Salzwasser, ist dann schwerer als das Umgebungswasser und sinkt nach unten ab. Nach längeren Zeiträumen kristallisiert das CO₂ und wird in fester Form sicher in der Tiefe festgehalten [7].

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.

Abbildung 14 zeigt eine Übersicht des BGR zu Speicherpotenzialen in Deutschland [7]. Auch für Wasserstoff stehen salinare Aquifere als untertägige Speicheroption in Diskussion. Hier überwiegen allerdings die Vorteile einer Nutzung von Salzkavernenspeichern und erschöpften Gaslagerstätten [57], sodass eine Nutzungskonkurrenz zu CO₂ unwahrscheinlich ist.

Abbildung 14

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



Quelle: BGR, 2010: Faktenblatt - Wo kann CO₂ gespeichert werden [7]

Die Kosten für die Onshore-Speicherung von CO₂ belaufen sich bei einer Speicherrate von 6 Mt/a auf etwa 7,6 €/t mit einem zusätzlichen Kostenbedarf von 6,7 €/t für das Monitoring (Bezugsjahr 2023) [25].

Um zeitliche Flexibilität zwischen Bereitstellung und Abnahme von abgeschiedenem CO₂ gewährleisten zu können, werden zusätzlich Zwischenspeicher benötigt. Hier können sowohl saline Aquifere als auch in geringerem Umfang das Speicherpotenzial des Leitungsnetzes Abhilfe schaffen.

Das in Kunststoffen gespeicherte CO₂ dient über die Lebenszeit des jeweiligen Produkts ebenfalls als Speicher, sofern am Ende der Lebenszeit das an der Müllverbrennungsanlage emittierte CO₂ ebenso abgeschieden wird.

4 CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern bis 2040

Unabhängig vom Szenario ist ein bayerisches Kernnetz bis zur Anbindung an ein deutschlandweites Transportnetz notwendig

Sowohl dem Speicher- als auch dem Kreislauf-Szenario liegt dasselbe CO₂-Angebot in Bayern zugrunde. Dessen Entwicklung ist in Abschnitt 4.1 erläutert. Hingegen variiert die CO₂-Nachfrage in den Szenarien und spiegelt die beiden möglichen Extremfälle der Verwertung wider. Das Kreislauf-Szenario legt dabei den Schwerpunkt auf CCU und basiert auf der potenziellen Entwicklung der maximalen CO₂-Nachfrage in der Grundstoffchemie (siehe Abschnitt 4.2). Für beide Szenarien ist der Transport von Quellen zu Nachfrage- und Speicherstandorten erforderlich. Die jeweiligen Konzepte für ein Leitungsnetz sind dabei in Abschnitt 4.3 visualisiert und in den Kontext weiterer europäischer und deutscher Planungen gebracht.

4.1 Entwicklung des bayerischen CO₂-Angebots

Die in Bayern verbleibenden CO₂-Emissionen in Industrie und Energiewirtschaft bilden die Grundlage für die Konzeption eines Leitungsnetzes, da diese zur Erreichung der Klimaziele abgeschieden und kontinuierlich abtransportiert werden müssen. Daher stellt Abschnitt 4.1.1 zunächst CO₂-Angebot in Industrie und Energiewirtschaft für infrastrukturelevante Quellen dar. Der darauf folgende Exkurs diskutiert separat die Möglichkeit für CO₂-Abscheidungen an Gaskraftwerken.

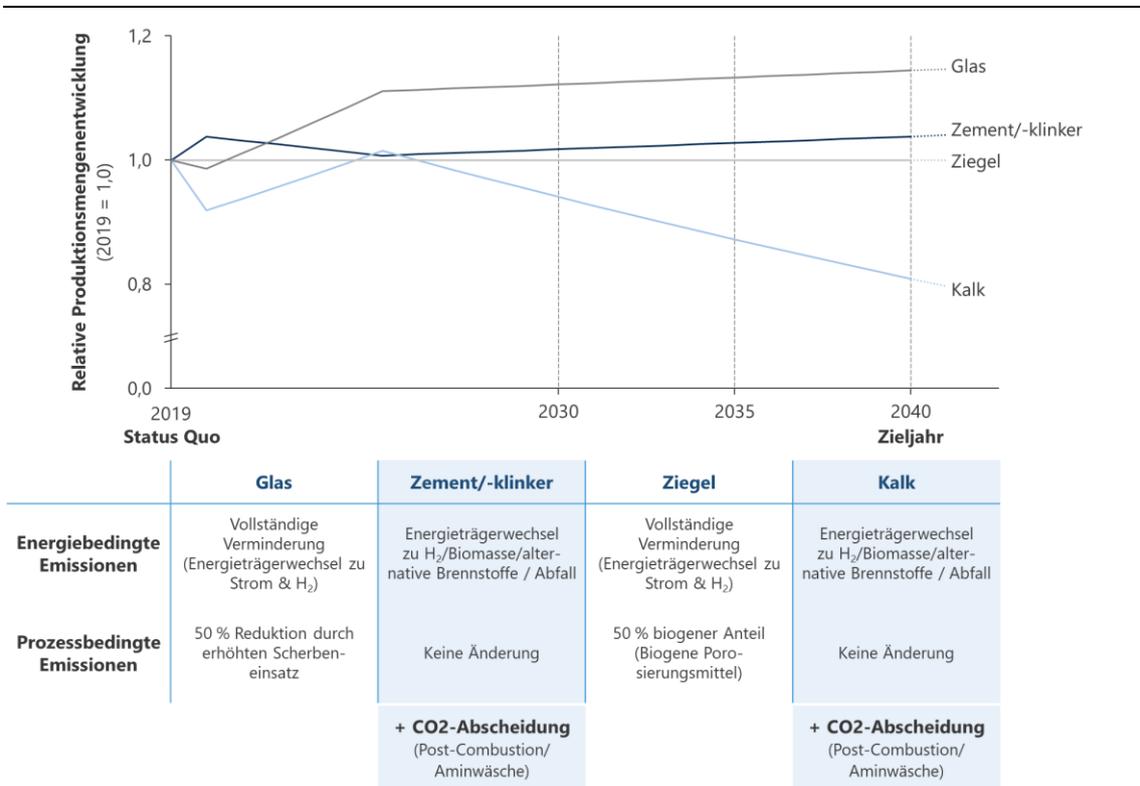
4.1.1 CO₂-Angebot der Industrie und Energiewirtschaft

Als CO₂-Quellen für zukünftige Abscheidungen kommen CO₂-Emissionen aus **industriellen Prozessen** und der **Energiewirtschaft** in Frage. Dabei gilt grundsätzlich, dass nur Verursacher unvermeidbarer Emissionen sowie Biomassekraftwerke für Abscheidungen in Betracht kommen.

Der Ausblick auf Transformationsstrategien relevanter Industriezweige in Abschnitt 2.1.1 legt die Grundlage für die Berechnung der verbleibenden **industriellen CO₂-Emissionen**. Diese sind in Tabelle 4 für alle bayerischen Industrieprozesse mit prozessbedingten Emissionen für den Status Quo (2019) sowie das Zieljahr 2040 ausgewiesen. Die Berechnungen basieren auf den in Abbildung 15 zusammengefassten Grundannahmen bezüglich Produktionsmengenentwicklung und Transformationsmaßnahmen.

Abbildung 15

Produktionsmengenentwicklung und berücksichtigte Transformationsmaßnahmen relevanter Industrieprozesse



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023. Produktionsmengenentwicklung nach [2] und Annahme konstanter Ziegelproduktion. Transformationsmaßnahmen nach [2] unter Berücksichtigung von Akteursabfragen.

Wie in Abschnitt 2.1.1 beschrieben, sind Standorte für die Herstellung von Calciumcarbid, Industrieruß sowie Ziegel aufgrund der geringen verbleibenden Emissionen pro Standort nicht relevant für die Konzeption einer CO₂-Infrastruktur. Auch die Standorte für Glasherstellung fallen für die Infrastrukturbedarfsanalyse weg, da die Branche aufgrund der kleinen verbleibenden Mengen keine CO₂-Abscheidung plant. Demnach stellen lediglich Zement- und Kalkstandorte industrielle Punktquellen für eine zukünftige CO₂-Infrastruktur dar.

Tabelle 4

CO₂-Emissionen der Industrie in Bayern unterteilt in biogene Emissionen (kt_{bio}) und fossile Emissionen (kt_{fossil}) nach [29] und eigenen Berechnungen

Industrieprozess (Hauptprodukt)	Status Quo 2019	Zieljahr 2040
Zement	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 2725 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	258 kt _{bio} + 1192 kt _{fossil}
Kalk	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 453 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 253 kt _{fossil}
Ziegel	Prozessbedingtes CO ₂	145 kt _{bio} + 145 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	nicht berücksichtigt*
Glas	Prozessbedingtes CO ₂	0 kt _{bio} + 163 kt _{fossil}
	Energiebedingtes CO ₂	nicht berücksichtigt*
Calcium-carbid	Prozessbedingtes CO ₂	Werte geheim [29]
	Energiebedingtes CO ₂	Werte geheim [29]
Industrie-ruß	Prozessbedingtes CO ₂	Werte geheim [29]
	Energiebedingtes CO ₂	Werte geheim [29]
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 und Müllverbrennungsanlagen (MVA). Eine Abscheidung an MVA ist dabei für die Aufrechterhaltung eines geschlossenen CO₂-Kreislaufes notwendig: Bei einer Verwendung von CO₂ als Rohstoff für die Produktion von Kunststoffen (CCU) wird CO₂ zunächst gebunden. Um eine erneute Freisetzung des CO₂ in die Atmosphäre bei Verbrennung der Produkte zu vermeiden, ist die Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen unerlässlich.

CO₂-Abscheidungen an Biomassekraftwerken sind dagegen wegen ihrer negativen Bilanz nützlich für die Erreichung der Klimaziele. Da die Biomasse während ihres Wachstums der Atmosphäre CO₂ entzieht, führt eine Verbrennung im Biomassekraftwerk bilanziell zu keinen CO₂-Emissionen. Durch CO₂-Abscheidungen und anschließender Speicherung des CO₂

in Kunststoffen mit einem geschlossenen CO₂-Kreislauf oder in unterirdischen Speichern, sind diese Abscheidungen für eine negative Bilanz verantwortlich und wirken damit verbleibenden Emissionen, zum Beispiel der Glas- und Ziegelindustrie, entgegen.

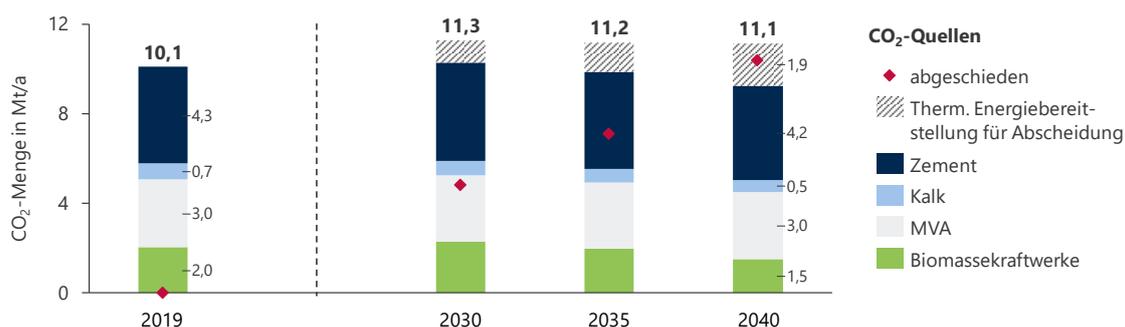
Zur Auswahl infrastrukturelevanter Standorte wird angenommen, dass nur *Biomassekraftwerke* mit einer Leistung von größer 10 MW eine CO₂-Abscheidung wirtschaftlich umsetzen können. Mit den Parametern für den Einsatz von Biomassekraftwerken aus Tabelle 2 ergeben sich für diese Standorte im Zieljahr 2040 CO₂-Emissionen von insgesamt 1,5 Mt_{bio}/a.

Müllverbrennungsanlagen stoßen bis zum Zieljahr 2040 unter Berücksichtigung der in Tabelle 2 aufgeführten Entwicklung des Müllaufkommens insgesamt 3 Mt CO₂ pro Jahr aus. Davon sind 1,7 Mt biogenen Ursprungs.

Abbildung 16 fasst die infrastrukturelevanten CO₂-Emissionen und deren Entwicklung bis 2040 zusammen. Zusätzlich zu den energie- und prozessbedingten Emissionen für Kalk und Zement aus Tabelle 4 sind die CO₂-Emissionen aus MVA und Biomassekraftwerken aufgetragen. Darüber hinaus werden die zusätzlichen CO₂-Emissionen aufgezeigt, die durch die Bereitstellung von thermischer Energie für die CO₂-Abscheidung entstehen. Diese thermische Energie wird durch Verbrennung des am Standort vorliegenden Brennstoffmix bereitgestellt.

Abbildung 16

Entwicklung der bayerischen CO₂-Emissionen für CO₂-infrastrukturelevante Standorte



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

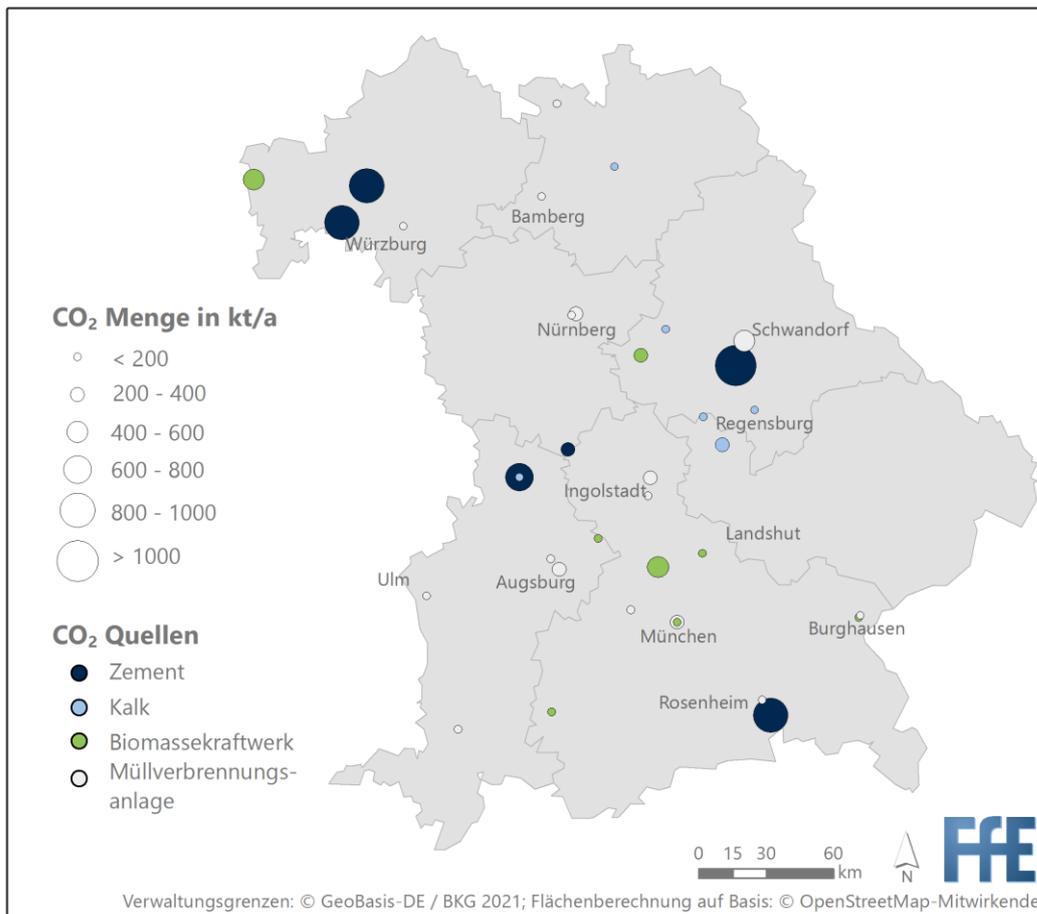
Wie die Abbildung zeigt, nehmen die Emissionen zunächst bis 2030 zu und im weiteren Verlauf bis 2040 durch Effizienzsteigerungen und Brennstoffwechsel wieder leicht ab. Durch den zusätzlichen thermischen Energiebedarf für die Abscheidung kommen jedoch neue CO₂-Mengen dazu, sodass die gesamten anfallenden Emissionen auf einem konstanten Niveau von ca. 11 Mt/a verbleiben.

In der Abbildung sind die abgeschiedenen Mengen in jedem Stütz- und Zieljahr markiert. Die CO₂-Abscheidung beginnt ab 2030 zunächst an Produktionsstandorten von Zement und Kalk, da in diesen Branchen zum Teil bereits konkrete Planungen bestehen und durch die auslaufenden EU-ETS-Zertifikate ein Zeit- und Handlungsdruck herrscht. Ab 2035 folgen dann Abscheidungen bei MVA und Biomassekraftwerken, denen ein stetiger Hochlauf bis 2040 zugrunde liegt. Im Jahr 2040 werden schließlich alle anfallenden Emissionen unter Berücksichtigung der Abscheideraten abgeschieden.

Abbildung 17 zeigt die Standorte infrastrukturelevanter Punktquellen. Die Kreisgröße gibt dabei eine Indikation zu abgeschiedenen CO₂-Mengen jedes Standortes, welche unter Berücksichtigung der Abscheideraten und unter Einbezug der zusätzlichen Emissionen durch den thermischen Energiebedarf für Abscheidung berechnet wurden.

Abbildung 17

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



Quelle: Eigene Darstellung, FfE, 2023

4.1.2 Exkurs: Abscheidung an Gaskraftwerken

Grundsätzlich ist auch die CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken als Option technisch verfügbar. Das betrachtete Szenario E.plan aus dem „Bayernplan Energie 2040“ stellt Gaskraftwerke in Bayern bis 2040 auf Wasserstoff und klimaneutrale Gase um [2]. Dem Szenario folgend, gleichen die Kraftwerke dann nur noch wenige, vereinzelte Lastspitzen aus, so dass die Volllaststunden von ca. 2450 Stunden im Jahr 2019 auf lediglich 280 Stunden in 2040 zurückgehen. Der Betrieb von Gaskraftwerken mit Wasserstoff und klimaneutralen Gasen verursacht demnach nur noch wenige Emissionen, welche durch die neutrale Bilanzierung der Verbrennung von klimaneutralen Gasen keinen Einfluss auf das Klimaneutralitätsziel bis 2040 haben.

Sollte es allerdings 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 [58] und die USA [59] 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 [60] im Vergleich zu z.B. 33 Prozent bei der Zementindustrie [61] einen sehr geringen Wert auf [60], 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. CCU/S 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. Sollte sich die Umstellung auf klimaneutrale Energieträger 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**

Die Frage, ob sich CO₂-Abscheidung an Gaskraftwerken teurer oder günstiger als andere Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele erweist, ist von einer Vielzahl an Faktoren abhängig: Der Preis für fossiles Erdgas als Brennstoff in Gaskraftwerken inklusive der CO₂-Bepreisung, die Kosten für den Einsatz von Wasserstoff oder klimaneutralen Gasen als alternativen Brennstoff in Gaskraftwerken, die 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 abschließend nicht geklärt werden.

Da sich der Einsatz von Gaskraftwerken 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.

– **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 auf Wasserstoff umgestellt werden. Dabei muss ab einem gewissen Anteil umgewidmeter Erdgasleitungen auf den Transport von Wasserstoff das gesamte Leitungsnetz auf Wasserstoff umgestellt werden. Somit ist die weitere Erdgasversorgung einzelner 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/a CO₂ an Gaskraftwerken abgeschieden werden (Berechnung auf Basis der Energiesystemanalyse des E.plan Szenario im „Bayernplan Energie 2040“). Diese verteilen sich auf 29 Kraftwerke in Bayern, welchen nach heutigem Stand Erdgas als Brennstoff nutzen [13] (siehe Standorte für Gaskraftwerke in Abbildung 4). Bei

zehn dieser bayerischen Standorte fallen dabei Emissionen von mehr als 10 kt/a 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.

4.2 Entwicklung der potenziellen bayerischen CO₂-Nachfrage

Die Entwicklung der CO₂-Nachfrage unterteilt sich in drei Bereiche. Neben der bereits heute vorhandenen Nachfrage in der Lebensmittelindustrie, als Schutzgas und vielen weiteren Anwendungen, gibt es in der Zukunft einen potenziellen CO₂-Bedarf durch die Transformation der Chemieindustrie. Diese umfasst zum einen die stoffliche Nutzung von Energieträgern zur Grundstoffherstellung und zum anderen die energetische Nutzung für Kraftstoffe, in Zukunft insbesondere Kerosin für einen klimaneutralen Flugverkehr.

Die derzeit bestehende Nachfrage nach CO₂ ist zu einem großen Teil in der Lebensmittelindustrie verortet. In der Getränkeherstellung dient CO₂ zur Karbonisierung kohlenstoffhaltiger Getränke sowie zur Förderung von Getränken an Zapfanlagen. Weitere Anwendungsfelder beinhalten das Schockfrosten von Lebensmitteln, sowie Einsatz in Schutzgasverpackungen zur längeren Haltbarkeit von Lebensmitteln. Der Einsatz in der Lebensmittelindustrie macht dabei etwa die Hälfte des heutigen Bedarfs aus und hat hohe Anforderungen an die Reinheit des CO₂. Derzeitige Anwendungen in der chemischen Industrie (u.a. AdBlue und Düngemittelherstellung), in Gewächshäusern zur Beschleunigung des Pflanzenwachstums, als Schutzgas, sowie zur Brandbekämpfung machen gemeinsam mit CO₂ als Trockeneis die zweite Hälfte des heutigen Bedarfs aus. Insgesamt wird der gegenwärtige CO₂-Bedarf auf etwa 200 kt/a geschätzt und erwartet, dass dieser Bedarf bis zum Jahr 2040 in etwa konstant bleibt. Der Transport zum Endverbraucher erfolgt dabei flüssig oder gasförmig in Lkws über Industriegashändler. Zu erwarten ist, dass diese etablierten Transportwege, die den hohen Qualitätsstandards sowie den Anforderungen an Rückverfolgbarkeit entsprechen, auch in Zukunft Bestand haben, sodass kein Anschluss an ein Leitungsnetz nötig ist.

Die zukünftige stoffliche Nutzung von Energieträgern in der Chemieindustrie entnimmt sich der Exkursrechnung des „Bayernplan Energie 2040“ (Szenario E.plan). 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. [2].

Zur Abschätzung der maximalen CO₂-Nachfrage der Chemieindustrie, nimmt diese Studie an, dass die stofflich genutzten Energieträger ausschließlich mit CO₂ als Ausgangsstoff produziert werden. Methanol entsteht dabei über die Synthese mit Wasserstoff, synthetisches Naphtha wird mittels Fischer-Tropsch-Synthese gewonnen. Nach [16] sind zur

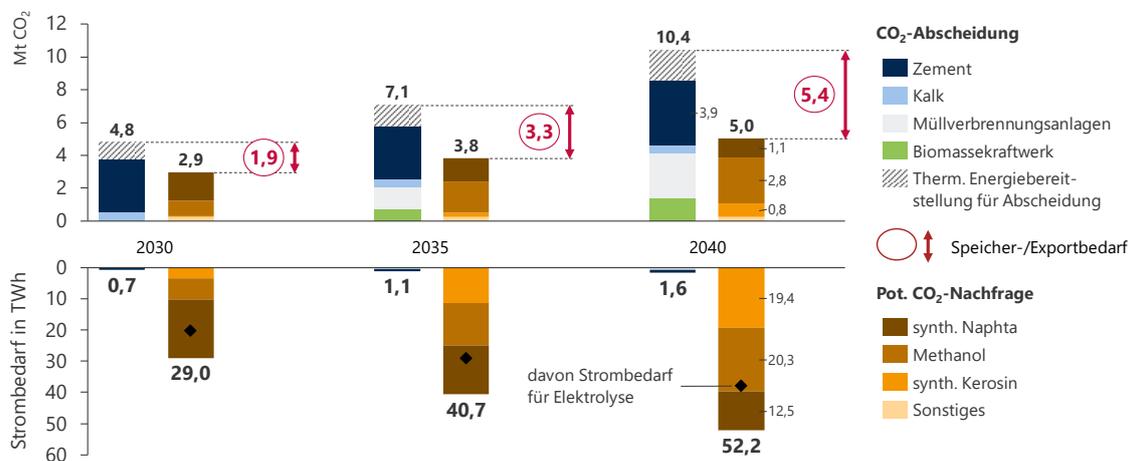
Herstellung von 1 t Methanol 1,37 t CO₂ notwendig, für 1 t Fischer-Tropsch-Naphtha sind 3,03 t CO₂ notwendig. Damit ergibt sich im Zieljahr 2040 ein Bedarf von 1,1 Mt CO₂ für die Methanolsynthese und 2,8 Mt CO₂ zur Produktion von Fischer-Tropsch-Naphtha.

Der dritte Bereich der CO₂-Nachfrage beinhaltet die Kerosinproduktion. Im Ausgangsjahr 2019 beläuft sich der Kerosinbedarf für den internationalen Flugverkehr auf etwa 21 TWh bzw. 1740 kt Kerosin. Gemäß dem E.plan-Szenario des „Bayernplan Energie 2040“ steigt dieser leicht auf 1770 kt Kerosin bis 2040 an [2]. 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 Entwicklung der potenziellen CO₂-Nachfrage für die Herstellung stofflich genutzter Energieträger sowie synthetischem Kerosin nach Richtlinie des EU-Pakets „Fit for 55“ ist in Abbildung 18, gemeinsam mit dem als konstant angenommenen bestehenden CO₂-Bedarf, abgebildet. In Summe ergibt sich damit im Zieljahr 2040 eine potenzielle CO₂-Nachfrage von 5 Mt/a. Im Vergleich zu den abgeschiedenen Mengen in Bayern zeigt sich eine Lücke von 2 Mt CO₂ in 2019, welche sich bis 2040 auf 5 Mt CO₂ vergrößert.

Abbildung 18

Entwicklung der bayerischen CO₂-Nachfrage im Vergleich zum Angebot



Quelle: Eigene Darstellung, FfE 2023

Das untere Diagramm veranschaulicht den zusätzlichen Strombedarf, der sowohl für die Abscheidung als auch für die Synthese von synthetischem Naphtha, Methanol und Kerosin erforderlich wäre. Den größten Anteil davon verursacht die Elektrolyse für den stofflich benötigten Wasserstoff.

4.3 CO₂-Leitungsnetz

Die abgeschiedenen CO₂-Mengen aus Abschnitt 4.1.1 erfordern kontinuierlichen Abtransport, womit sich insbesondere CO₂-Pipelines für den Transport der großen Mengen anbieten (siehe Abschnitt 3.2). Abhängig vom Szenario werden die CO₂-Mengen entweder zu Standorten mit CO₂-Nutzung (im Kreislauf-Szenario) oder zu Speicherstätten (im Speicher-Szenario) transportiert. Der Bedarf für ein CO₂-Leitungsnetz wird daher im Folgenden für die Szenarien analysiert.

4.3.1 Infrastrukturbedarf im Kreislauf-Szenario

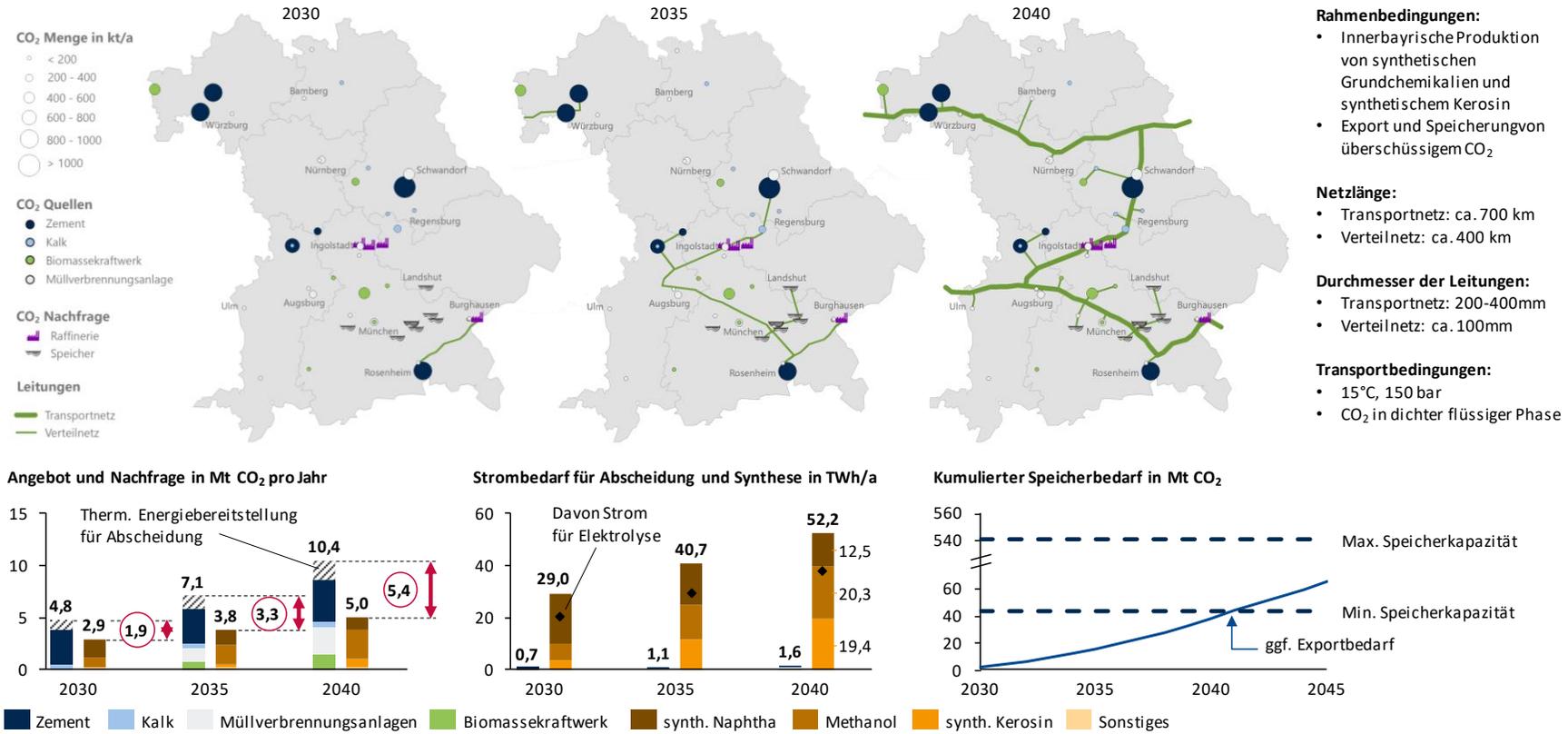
Das Kreislauf-Szenario verortet die Produktion des gesamten bayerischen Bedarfs an synthetischen Grundstoffen sowie synthetischem Kerosin innerhalb Bayerns. Die Synthese erfolgt dabei ausschließlich auf Basis von CO₂ als Rohstoff, um die maximalen CO₂-Nutzungspotenziale (siehe Abschnitt 4.2) auszuschöpfen. Die abgeschiedenen CO₂-Mengen aus Abschnitt 4.1.1 dienen als CO₂-Quelle. Für die Produktion von synthetischen Roh- und Brennstoffen bieten sich die Raffinerien als Ausgangspunkt der bisherigen chemischen kohlenstoffbasierten Wertschöpfungskette an. Im Kreislauf-Szenario fungieren die Raffineriestandorte daher als Senken, die an die CO₂-Quellen angebunden werden müssen.

In Abbildung 19 ist der Leitungsverlauf für das Kreislauf-Szenario in den Stützjahren 2030, 2035 und 2040 dargestellt. Aufgrund der erforderlichen langen Zeit für Genehmigungsverfahren und den Bau von CO₂-Leitungen ist in der Ausbaustufe im Jahr 2030 noch kein umfassendes Leitungsnetz zu erwarten. Eine Ausnahme bildet der Abschnitt zwischen Rosenheim und Burghausen. Dieser Leitungsabschnitt ist Teil des „CO₂pipeline“-Startnetzes, das sich bereits in einer fortgeschrittenen Planungsphase befindet und demnach zeitnah umgesetzt werden könnte (Details siehe Abschnitt 4.3.3). Die dargestellte Ausbaustufe des Leitungsnetzes in 2030 versorgt nur den Raffineriestandort in Burghausen über eine Leitung mit CO₂. Die Raffineriestandorte in der Nähe von Ingolstadt müssten im Kreislauf-Szenario in 2030 per Trailer mit CO₂ versorgt werden, um ihre Nachfrage zu decken. Trotz Ausschöpfung des Nutzungspotenzials fallen im Jahr 2030 bereits 1,9 Mt an abgeschiedenem CO₂ an, das gespeichert werden muss. Auch für dessen Transport zu den bayerischen Speichern, welche als erste Anlaufstelle für das überschüssige CO₂ dienen, werden hierbei Trailer eingesetzt.

Ab 2035 sind die Speicherstandorte per Leitung angeschlossen, wie die mittlere Karte zeigt. Auch die Raffinerien am Standort Ingolstadt werden im Jahr 2035 per Leitung versorgt. Das Inselnetz im Nordwesten Bayerns (Raum Würzburg) bindet bereits Zementstandorte an, obwohl zu diesem Zeitpunkt noch keine Verbindung zu den bayerischen Speichern besteht und eine Anbindung Bayerns an ein überregionales Leitungsnetz, wie dem geplanten CO₂-Netz der OGE (Details siehe Abschnitt 4.3.3), voraussichtlich noch nicht gegeben ist. Dies dient dazu, frühzeitig auf den Anschlusspunkt des OGE-Netzes vorbereitet zu sein.

CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern bis 2040

Abbildung 19
Zukünftiges CO₂-Pipelinennetz in Bayern für das Kreislauf-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE 2023

Das Jahr 2040 zeigt das bayerische Zielnetz, welches alle relevanten CO₂-Quellen mit den Nachfragestandorten und Speichern verbindet. Es kann dabei zwischen einem Transportnetz mit großer Transportkapazität und zulaufenden Verteilleitungen unterschieden werden. Die Mindest-Leitungskapazitäten im Transportnetz werden dabei vereinfacht durch die Betrachtung der jährlich zu speichernden CO₂-Menge abgeschätzt. Da sich diese auf die zwei Ost-West-Leitungsstränge zu den Exportpunkten und bayerischen Speichern aufteilt, entspricht die Mindest-Leitungskapazität etwa der Hälfte der jährlichen Speichermenge. Im Zieljahr beträgt die Speichermenge 5,4 Mt/a, sodass eine Transportkapazität von 2,7 Mt/a benötigt wird. In der dichten flüssigen Phase mit einer Dichte von 930 kg/m³ ist diese Transportkapazität in Leitungen mit einem Durchmesser von ca. 350 mm möglich (Annahme: 8750 Volllaststunden pro Jahr und durchschnittliche Flussgeschwindigkeit von 1,13 m/s [22]). Die Leitungsabschnitte zu den Raffinerien müssen 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.

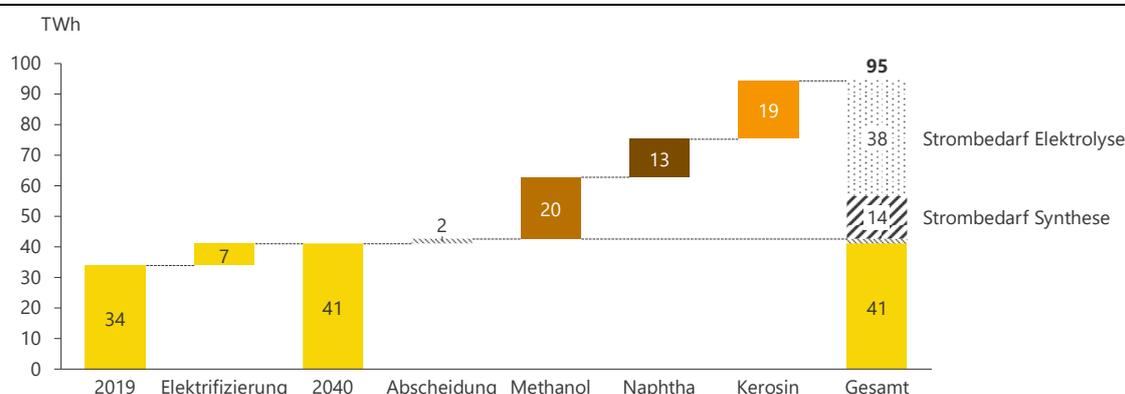
Das Transportnetz hat Anschluss an das überregionale geplante OGE-Netz sowohl am Anschlusspunkt in Würzburg als auch in Ulm, was den Export zu Speichern in der Nordsee ermöglicht. Zusätzlich bietet das Transportnetz eine Verbindung nach Österreich über Burghausen sowie nach Tschechien nördlich von Schwandorf. Diese Anschlusspunkte dienen nicht nur als weitere Exportmöglichkeiten zu möglichen Speichern in den benachbarten Ländern, sondern ermöglichen auch den Transit von Österreich und Tschechien in den Norden Deutschlands. Sollte ein Transitbedarf bestehen, müssen die Leitungen entsprechend größere Transportkapazitäten aufweisen. Daher ist es von großer Bedeutung, frühzeitig zu ermitteln, welche Mengen aus den Nachbarländern durch Bayern geleitet werden müssen, um eine langfristig ausreichende Transportkapazität zu gewährleisten.

Das Diagramm rechts unten (Abbildung 19) zeigt den kumulierten Speicherbedarf im Kreislauf-Szenario. Sollte die minimale Einschätzung der bayerischen Speicherpotenziale zutreffen, wären diese in 2041 ausgeschöpft, sodass weiteres überschüssiges CO₂ zwingend exportiert werden muss.

Das mittlere Diagramm (Abbildung 19) trägt den Strombedarf für die Herstellung der synthetischen Roh- und Brennstoffe, für die Abscheidung auf. Zur Einordnung der Dimensionen, zeigt Abbildung 20 diesen zusätzlichen Strombedarf im Vergleich zum Strombedarf 2019 und 2040 im Sektor Industrie aus dem E.plan Szenario des „Bayernplan Energie 2040“ [2].

Abbildung 20

Zusätzlicher Strombedarf im Sektor Industrie für die CO₂-Abscheidung und Produktion synthetischer Roh- und Brennstoffe im Kreislaufszenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE 2023

Durch den zusätzlichen Strombedarf zur Herstellung der synthetischen Roh- und Brennstoffe Methanol, Naphtha und Kerosin, steigt der industrielle Strombedarf von 41 TWh/a auf mehr als das Doppelte (95 TWh/a) an. Ein signifikanter Anteil dieses zusätzlichen Strombedarfs entfällt auf die Elektrolyse für Wasserstoff, der ebenfalls als Rohstoff in die Produktion synthetischer Grundstoffe einfließt. Selbst bei einem vollständigen Import von Wasserstoff für die Synthese würde ein erheblicher zusätzlicher Strombedarf von 14 TWh entstehen, was den industriellen Strombedarf im Jahr 2040 auf 57 TWh/a (inklusive Strombedarf für Abscheidung) anheben würde.

4.3.2 Infrastrukturbedarf im Speicher-Szenario

Im Speicher-Szenario importiert Bayern seinen gesamten Bedarf an synthetischen Grundstoffen und Kerosin. Demnach gibt es über den bestehenden CO₂-Bedarf in der Lebensmittelindustrie etc. hinaus in diesem Szenario keine CO₂-Nachfrage und das gesamte abgeschiedene CO₂ wird gespeichert. Zunächst sollen dabei die bayerischen Speicherkapazitäten ausgeschöpft werden. Sind diese voll, ist ein Export der Mengen in den Norden von Deutschland notwendig.

Abbildung 21 zeigt eine Zusammenfassung der relevanten Ergebnisse für das Speicher-Szenario. Die abgeschiedenen CO₂-Mengen, sowie der dafür aufzuwendende elektrische Energiebedarf sind in den zwei linken unteren Diagrammen dargestellt. Demnach fällt im Zieljahr 2040 ein zusätzlicher Strombedarf von 1,6 TWh für die Abscheidung von 10 Mt CO₂ an. Dieser ist zum größten Teil in der Zementherstellung zu verorten. Da im Speicher-Szenario die gesamten abgeschiedenen CO₂-Mengen unterirdisch gespeichert werden, entspricht die jährliche Abscheidung im linken Diagramm der jährlichen Speicherrate.

Die Karten zeigen die Ausbaustufen für das konzipierte Leitungsnetz im Speicher-Szenario in den Stützjahren 2030, 2035 und 2040. Diese unterscheiden sich im Leitungsverlauf nicht von der Konzeption für das Kreislauf-Szenario, da in beiden Szenarien die gleichen CO₂-Quellen bestehen, welche mit Speichern und perspektivisch den Exportpunkten zum überregionalen OGE-Netz verbunden werden müssen. Auch hier ist in der ersten Ausbaustufe im Stützjahr 2035 nur die Anbindung zwischen Rosenheim und Burghausen gegeben. Die abgeschiedenen Mengen der Zement- und Kalkwerke (4,8 Mt in 2030) müssen demnach per Trailer zu den bayerischen Speichern transportiert werden. Diese Transportkapazität kann beispielsweise durch den Einsatz von 25 Güterzügen mit einem Fassungsvermögen von 2 kt gewährleistet werden (vgl. Vergleichsrechnung in [56]).

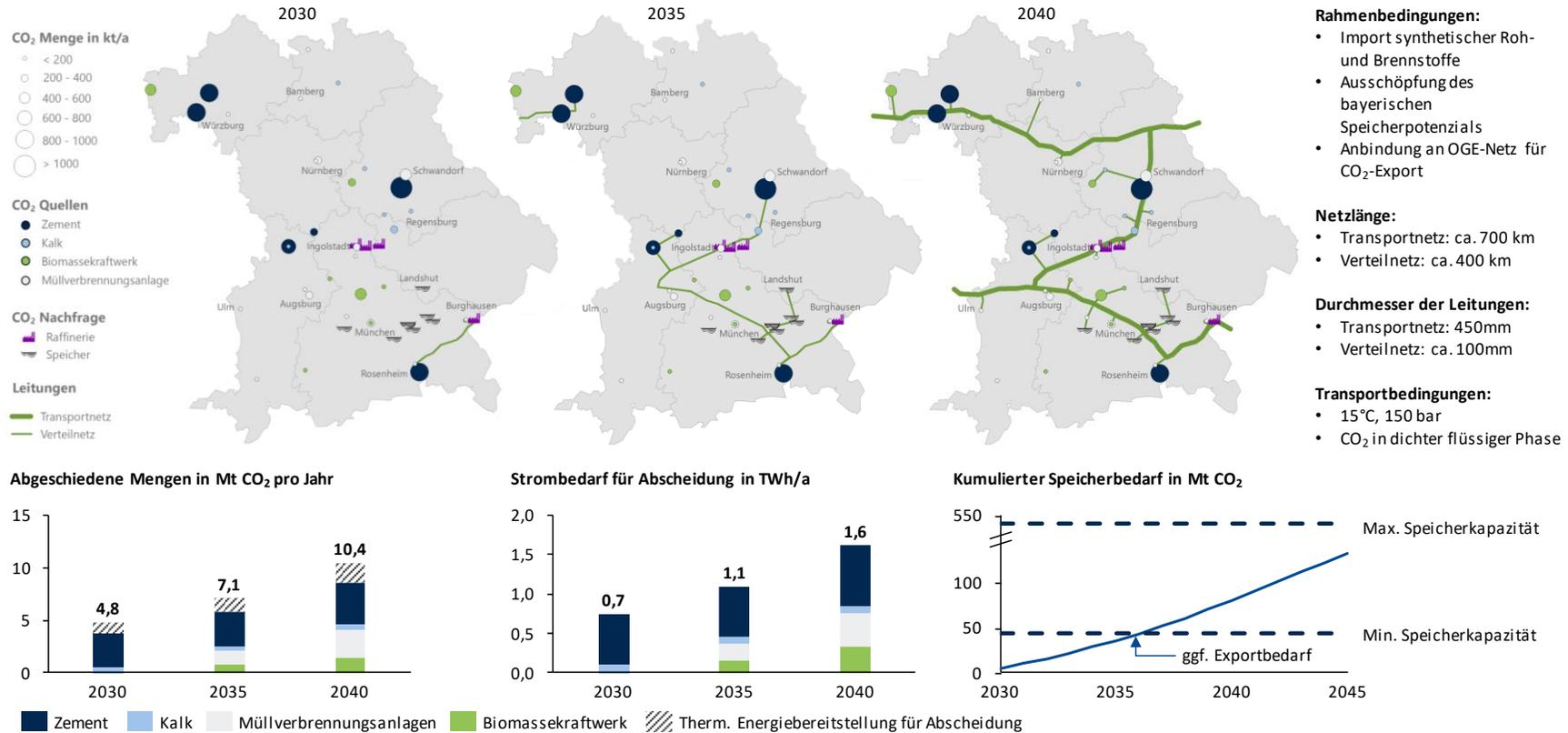
Im Jahr 2035 sind die Zementwerke in Rosenheim, bei Schwandorf und östlich von Ingolstadt über Leitungen an die bayerischen Speicher angeschlossen, was einem kontinuierlichen Abtransport der abgeschiedenen CO₂-Mengen gewährleistet. Die Standorte mit CO₂-Abscheidungen ohne Leitungsanschluss nutzen weiterhin Trailertransport zu den bayerischen Speichern. Mit analogen Annahmen zu der Rechnung für das Stützjahr 2030 wären hierfür noch 12 Güterzüge erforderlich.

Der jährliche Speicherbedarf von 7 Mt/a ab 2030 führt zu einer schnellen Füllung der bayerischen Speicher. Das rechte untere Diagramm in Abbildung 19 zeigt anhand des kumulierten Speicherbedarfs, dass die untere Kapazitätsgrenze der bayerischen Speicherpotenziale bereits 2036 erreicht ist. Sollte diese minimale Einschätzung der bayerischen Speicherkapazitäten zutreffen, wäre ab 2036 der Export von CO₂ aus Bayern erforderlich. Im Zielnetz für das Jahr 2040 bestehen dafür Anschlusspunkte an das überregionale OGE-Netz, was den Transport zu den großen Speichern im Norden Deutschlands ermöglicht. Falls jedoch die optimistischere Einschätzung der bayerischen Speicherkapazitäten von 540 Mt zutrifft, wären diese erst im Jahr 2085 vollständig erschöpft, wodurch ausreichend Zeit bis zu einem Exportbedarf verbleiben würde.

Das Zielnetz in 2040 umfasst 700 km Transportnetz und 400 km Verteilnetz. Es unterscheidet sich lediglich in den benötigten Leitungskapazitäten des Transportnetzes von der Konzeption für das Kreislauf-Szenario. Auch hier wird für die Abschätzung einer minimal 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 10 Mt/a im Zieljahr kann die nötige Leitungskapazität von rund 5 Mt/a durch einen Leitungsdurchmesser von 450 mm gewährleistet werden. Auch hier gilt es zu beachten, dass ggf. Transitbedarf aus Tschechien und Österreich besteht, was eine höhere Transportkapazität der Leitungen bedingt. Sollte beispielsweise Österreich ein ähnliches Angebot an abgeschiedenen CO₂ aufweisen wie Bayern und diese ausschließlich zu Speichern in der Nordsee transportieren, würden die zusätzlichen 10 Mt/a Transitmenge einen Leitungsdurchmesser von 650 mm bedeuten. Für die Auslegung der Leitungskapazitäten ist daher die frühzeitige Analyse der Transitbedarfe der Nachbarstaaten zwingend notwendig.

CO₂-Infrastrukturbedarf in Bayern bis 2040

Abbildung 21
Zukünftiges CO₂-Pipelinennetz in Bayern für das Speicher-Szenario



Quelle: Eigene Darstellung, FfE 2023

4.3.3 Einordnung in europäische und deutsche Projekte

Neben der Infrastrukturplanung ist eine übergeordnete ganzheitliche Carbon Management Strategie (CMS) notwendig, um regulatorische Anforderungen festzulegen und die erforderlichen politischen und finanziellen Rahmenbedingungen zu schaffen. Erste CMS-Projekte im deutschen bzw. europäischen Kontext sind bereits gestartet und konkrete Infrastrukturplanungen laufen derzeit an.

In Deutschland ist bisher das Land Nordrhein-Westfalen mit seiner 2021 veröffentlichten CMS „Kohlenstoff kann Klimaschutz“ Vorreiter. [62]. Mittlerweile läuft auch die Ausarbeitung einer bundesweiten Carbon Management Strategie [63] und auf EU-Ebene eröffnet die EU-Kommission die Initiative „CO₂-Management in der Industrie – Umsetzung der CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung“ [64]. Hinsichtlich der deutschen Nachbarstaaten hat die Schweiz bereits ein detailliertes CO₂-Infrastrukturkonzept erarbeitet [65]. In Österreich beginnt derzeit eine Machbarkeitsstudie für ein CO₂-Sammel- und Transportnetz [66], aus welchem sich für Bayern neue Erkenntnisse bezüglich Transitmengen und Grenzanschlusspunkte ergeben können.

Neben der Ausarbeitung der Strategien starten auch erste konkrete Infrastrukturprojekte. Für Bayern relevant sind dabei die Netzplanungen der Open Grid Europe GmbH (OGE) und bayernets GmbH. Die OGE plant die Errichtung eines deutschlandweiten CO₂-Transportnetzes, das sich über Belgien, die Niederlande, Norddeutschland und Dänemark bis zur Nordsee erstreckt. Dieses Netzwerk dient dem Transport von CO₂ zur Speicherung in der Nordsee. Die Konzeption des Sammelnetzes erfolgt von Norden nach Süden, wobei bereits in der Auslegung der nördlichen Leitungen mögliche CO₂-Mengen aus dem Süden berücksichtigt werden müssen. Der Anschluss des Netzes in Bayern, bei Ulm und Würzburg, ist für die Mitte bis zweite Hälfte der 2030er Jahre vorgesehen. [18]

Wie diese Studie zeigt, gibt es jedoch schon früher zwingend 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 [20]. Dieses Netz fokussiert sich auf den Süden Bayerns. In Kooperation mit Rohrdorfer Zement entsteht im Projekt zunächst der Neubau einer CO₂-Pipeline vom Zementstandort Rohrdorf zur möglichen Verwertung im bayerischen Chemiedreieck Burghausen. Dieser Abschnitt ist laut eigenen Aussagen genehmigungsfähig und soll daher als „Startnetz“ dienen.

Abbildung 22 vergleicht das Leitungskonzept der vorliegenden Studie mit den bisherigen Planungsständen der OGE und den weiteren Ausbaustufen im Projekt „co₂peline“ der bayernets.

Abbildung 22

Das Zielnetz 2040 im Vergleich zu Konzepten der bayernets und OGE



Quelle: Eigene Darstellung, FfE 2023. Kartenausschnitte aus [20] und [18].

Die Konzeption der vorliegenden Studie weist eine Vielzahl von Parallelen im Verlauf der Leitungsführung im Vergleich zum OGE-Netz sowie zum geplanten Netz der bayernets auf. Während der Entwurf der OGE allerdings nur eine Ost-West-Pipeline von Würzburg aus vorsieht, schlagen sowohl die vorliegende Studie als auch bayernets eine zweite Ost-West-Verbindung ab Ulm vor. Der Verlauf des Nord-Süd-Backbones durch Regensburg hingegen ähnelt sich in allen drei Entwürfen. Eine Abweichung im Vergleich zum Netzentwurf der bayernets liegt in der ununterbrochenen Leitungsführung bei Ingolstadt. Diese kontinuierliche Verbindung, obwohl von bayernets als nicht zwingend erforderlich angesehen, wird in dieser Studie als vorteilhaft bewertet. Sie verleiht der Netzstruktur eine höhere Flexibilität hinsichtlich der Auslastung, insbesondere in Zeiten möglicher hoher Nachfrage an den Raffinerie-Standorten bei Ingolstadt. Ein weiterer Unterschied besteht in der Anbindung der Zementstandorte westlich von Ingolstadt an die südliche Ost-West-Pipeline. Hierbei könnte die tiefere Kenntnis der geografischen Gegebenheiten und bestehenden Leitungstrassen der bayernets als erfahrener Betreiber von Fernleitungsnetzen eine Rolle spielen. In dieser Studie wird hingegen das Leitungskonzept mit der kürzesten Streckenverbindung präferiert.

Die Ausarbeitung regionaler Konzepte wie von bayernets und das bayerische Leitungskonzept dieser Studie bietet den beteiligten Akteuren erste Anhaltspunkte und Zeitpläne für die eigene Planungssicherheit. Die Stärke dieser Projekte liegt im hohen Detailgrad, da sie eine hohe räumliche Auflösung erlauben. Jedoch sind großflächige Konzepte unter Einbezug der Nachbarstaaten ebenso notwendig, um von Beginn an Kooperationen zu fördern und grenzüberschreitende Im-/Exportmengen zu berücksichtigen. Ein transparenter Informationsaustausch ist wichtig, um die einzelnen Strategien und Projekte aufeinander abzustimmen und regionale Inselnetze zu einem überregionalen Leitungsnetz zu verbinden.

5 Kostenanalyse

Unabhängig vom Szenario sind Investitionen von mindestens 1 Mrd. € für den Bau eines bayerischen Kernnetzes nötig

Dieser Abschnitt analysiert die entstehenden Kosten einer zukünftigen bayerischen CO₂-Infrastruktur. Tabelle 5 stellt die Kostenkomponenten für die betrachteten Szenarien gegenüber. Diese sind als Realpreise mit dem Bezugsjahr 2023 angegeben. Für die Leitungskosten sind einerseits Berechnungen auf Basis von Werten aus der Literatur (siehe Abschnitt 3.2.1) und andererseits auf Kostenschätzungen des Fernleitungsnetzbetreibers bayernets GmbH aufgeführt. Deren Angaben wurden aus den Kostenansätzen im Netzentwicklungsplan Gas abgeleitet.

Tabelle 5

Vergleich der Kostenkomponenten für eine CO₂-Infrastruktur in Bayern

Quelle	Komponente	Kreislauf-Szenario	Speicher-Szenario
Literatur siehe Abschnitt 3.2.1	Investitionskosten Leitungsbau*	1,1 Mrd. €	1,5 Mrd. €
	Betriebskosten Leitungen	160 Mio. €/a	200 Mio. €/a
Einschätzung bayernets GmbH	Investitionskosten Leitungsbau*	2,1 Mrd. €	2,3 Mrd. €
	Betriebskosten Leitungen	160 Mio. €/a	190 Mio. €/a
Literatur siehe Abschnitt 3.1	Abscheidung	500 Mio. €/a	500 Mio. €/a
Literatur siehe Abschnitt 3.3	Speicherkosten (inkl. Monitoring)	75 Mio. €/a	145 Mio. €/a

*Kosten können durch die Umstellung von Erdgasverteilungen im Verteilnetz reduziert werden. Dies bedingt den gasförmigen Transport von CO₂.

Wie zu erkennen ist, liegen die Investitionskosten nach bayernets deutlich über den Kosten aus der Literatur. Dies ist mit den Preissteigerungen der letzten zwei Jahren sowohl in den Materialkosten der einzelnen Baugruppen als auch im Dienstleistungspreis zu begründen. Diese Kostensteigerungen wurden in der Kostenabschätzung von bayernets bereits berücksichtigt, während die Literaturwerte aus Zeiträumen vor den zu beobachtenden Preissteigerungen stammen. Die zukünftigen Entwicklungen der Kosten bis zum Start des Leitungsbaus sind dabei

schwer abzuschätzen, sodass die Angaben zu Investitionskosten mit einer Unsicherheit von ± 35 Prozent behaftet sind.

Im **Kreislauf-Szenario** belaufen sich die Investitionskosten für den Leitungsbau daher mindestens auf 750 Mio. € für das Transportnetz und 350 Mio. € für das Verteilnetz. Da im Verteilnetz nur kleine Mengen CO₂ transportiert werden müssen, wäre hier ein gasförmiger Transport mit geringerer Dichte denkbar. Der hierfür ausreichende niedrige Leitungsdruck erlaubt die Umstellung des Erdgasnetzes auf den Transport von gasförmigen CO₂ und kann damit bei längeren Leitungsabschnitten zu einer Kostenersparnis von bis zu 80 Prozent im Verteilnetz führen. Die maximale Kostenabschätzung für Investitionen beträgt im KreislaufszENARIO 2,1 Mrd. €. Zusätzlich zu den Investitionskosten fallen jährliche Betriebskosten für Wartungen und den Strombedarf zum Pumpen-/Kompressorbetrieb an. Für das Leitungsnetz im Kreislauf-Szenario bedeutet dies jährliche Kosten von ca. 160 Mio. €/a.

Da die Leitungsdurchmesser im **Speicher-Szenario** größer ausfallen, entstehen hier höhere Investitions- und Betriebskosten. Die geschätzten Investitionskosten liegen daher zwischen 1,5 und 2,3 Mrd. € und könnten durch Umstellung des Erdgasnetzes im Verteilnetz auf bis zu 1,2 Mrd. € reduziert werden. Die maximale Schätzung der Investitionskosten beläuft sich auf etwa 2,3 Mrd. €. Zusätzlich entstehen jährliche Betriebskosten von 160 bis 200 Mio. €/a für die Wartung und den Betrieb der Leitungen.

In beiden Szenarien werden CO₂-Emissionen an Zement- und Kalkwerken sowie an Müllverbrennungsanlagen und Biomassekraftwerken abgeschieden. Die **Abscheidekosten** betragen dabei etwa 500 Mio. €/a.

Die **Speicherkosten** variieren je nach Szenario, da sich hier die zu speichernden Mengen unterscheiden. Im Speicher-Szenario betragen die reinen Speicherkosten etwa 80 Mio. €/a, hinzu kommen 65 Mio. €/a für das Monitoring der Speicher. Im Gegensatz dazu liegen die Speicherkosten im Kreislauf-Szenario bei etwa 40 Mio. €/a, zuzüglich 35 Mio. €/a für das Monitoring der Speicher.

Zusammenfassend zeigt die Analyse, dass das Kreislauf-Szenario aufgrund der geringeren Mengen an zu transportierendem und zu speicherndem CO₂ niedrigere Kosten für Investition und Betrieb von Leitungen und Speichern aufweist. Zu beachten ist jedoch, dass in diesem Szenario hohe Kosten für den zusätzlichen Strombedarf (52 TWh/a, siehe Abbildung 20) anfallen, der für die Produktion synthetischer Roh- und Brennstoffe erforderlich ist.

Für die anfallenden Kosten müssen langfristig Finanzierungsmechanismen (Netzentgelte etc.) ausgearbeitet werden. Eine Untersuchung potenzieller Finanzierungsoptionen liegt jedoch außerhalb des Umfangs dieser Studie.

6 Treiber, Hemmnisse und Handlungsempfehlungen

Aus Sicht der bayerischen Unternehmen verhindern regulatorische Hindernisse und fehlende Planungssicherheit den Aufbau eines CO₂-Netzes

Der folgende kurze Abriss stellt zunächst die wichtigsten Gesetzesgrundlagen des regulatorischen Status Quo sowie notwendige Anpassungen dar. Weitere Hemmnisse und Handlungsempfehlungen aus der Praxis ergänzen die Empfehlungen.

Die aktuelle **Gesetzesgrundlage für Deutschland** im Kontext Carbon Management liefert das *Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, KSpG)* [26] aus dem Jahr 2012. Dieses erlaubt ausschließlich die „Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten“. Bereits damit wird deutlich, dass Überarbeitungsbedarf besteht, um die Grundlagen für den tatsächlichen Hochlauf einer CO₂-Infrastruktur über die Erprobung hinaus zu schaffen.

Limitierungen setzt das aktuelle KSpG in §2(2): So dürfen je Speicher aktuell nicht mehr als 1,3 Mio. t CO₂ eingespeichert und in allen deutschen Speichern gemeinsam nicht mehr als 4 Mio. t CO₂ Gesamtspeichermenge überschritten werden. Da die Antragsfrist für Kohlendioxid-speicher außerdem bereits Ende 2016 verstrichen ist, ist damit aktuell praktisch keine deutsche Speicherung erlaubt. Zusätzlich haben durch Nutzung der „Länderklausel“ (§2(5) KSpG) die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Bremen und bis zu einer bundeseinheitlichen Regelung auch Brandenburg die Kohlendioxid-speicherung in ihren Gebieten ausgeschlossen [9].

Weiterhin muss der §3 Nr.6 KSpG angepasst werden, da dort Kohlendioxidleitungen bisher mit dem Zweck des „Transport[s] des Kohlendioxidstroms zu einem Kohlendioxid-speicher“ definiert sind und eine Nutzung damit bisher nicht vorgesehen ist [26].

Bereits im aktuell gültigen KSpG ist nach §44 (1) die Anfertigung eines Evaluierungsberichts alle vier Jahre festgeschrieben, welcher „Erfahrungen und Ergebnisse aus der Errichtung und dem Betrieb der Forschungs- und Demonstrationsvorhaben für die Abscheidung, den Transport und die dauerhafte Speicherung darstellen sowie den technischen Fortschritt [und] die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse“ enthalten soll. Der aktuelle Evaluierungsbericht zum KSpG stammt aus dem Jahr 2022 [9].

Weitere relevante rechtliche Regelungen mit Auswirkungen auf CO₂-Abscheidung und den Transport, wie beispielsweise das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) oder das Gefahrgutrecht, waren nicht Teil der Betrachtung und müssten ebenfalls auf Anpassungsbedarf überprüft werden.

Auch im aktuellen **EU-ETS-Handel** gibt es Anpassungsbedarf für die Umsetzung einer CO₂-Strategie. So ist die Anrechenbarkeit der Nutzung von CO₂ im Rahmen von CCU aktuell nur für die Bindung in Kalziumcarbonat geregelt. Die derzeitige Diskussion, siehe [67], zielt jedoch auf eine Ausweitung der Anrechenbarkeit ab, unter der Bedingung, dass das CO₂ dauerhaft in den jeweiligen Produkten gebunden ist und sowohl während der Verwendung als auch bei der Entsorgung nicht in die Atmosphäre gelangt. In einem Vorschlag der europäischen Kommission werden permanente CO₂-Entnahmeoptionen, wie DACCS oder BECCS, als mögliche zertifizierbare Optionen genannt. [9]

Im **internationalen Kontext** zielt die Londoner Konvention (1972) [27] und das zugehörige Protokoll (1996) darauf ab, eine Verschmutzung der Meere durch Abfallentsorgung zu verhindern. Es untersagt die Ausfuhr von Abfällen an Nichtvertragsparteien mit dem Ziel, die Meeresumwelt vor allen Verschmutzungsquellen zu schützen. Darunter fällt in der aktuellen Form auch CO₂. Eine entsprechende Zusatzklausel von 2009, die den grenzüberschreitenden CO₂-Export zur Speicherung im Meeresboden erlaubt, ist von Deutschland noch nicht ratifiziert. [9] [68]

Ergänzend zu den dringendsten rechtlichen Anpassungen als Grundlage für die praktische Umsetzung einer Carbon Management Strategie erfolgte im Rahmen der Studienbearbeitung ein Stakeholderworkshop und zahlreiche nachgelagerte Akteursabfragen, bei welchen **Handlungsempfehlungen, Hindernisse und Treiber** für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur gesammelt wurden. Die in Abbildung 23 gesammelten Forderungen sind eine Zusammenstellung der Akteure aus der Praxis. Dazu gehören diverse Industrie- und Wirtschaftsvertreter sowohl der CO₂-Angebots- als auch -Nachfrageseite, Infrastruktur- und Speicherbetreiber, Energieversorger und technische Dienstleister. Die Sammlung gibt die Spannbreite der Herausforderungen wieder, die einer zügigen Umsetzung von Carbon Management im Weg stehen.

Abbildung 23

Gesammelte Hemmnisse und Forderungen aus Akteursperspektive

Politisch	Ökonomisch	Regulatorisch
<ul style="list-style-type: none"> – Absprache mit Nachbarländern zu Transit-mengen, grenzüberschreitender Kooperation bei Infrastruktur- und Speicherprojekten – Verkürzung der Genehmigungsverfahren von CO₂-Abscheideanlagen & Infrastrukturprojekten – Aufhebung des faktischen CO₂-Speicherverbots – Ratifizierung der Zusatzklausel des London Protokolls 	<ul style="list-style-type: none"> – Finanzielle Sicherheit schaffen – Günstigere Technologien etablieren – Klärung der Netzfinanzierung & -entgeltsystematik 	<ul style="list-style-type: none"> – Anpassung diverser Aspekte des KSpG – Grenzüberschreitenden Transport erlauben – 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 umfänglichen CO₂-Vermeidungsmaßnahmen – 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 Stakeholderworkshops, FfE, 2023

Die häufigsten und relevantesten Forderungen sind die nach schnellerem und integriertem Netzausbau für Strom, Wasserstoff und Kohlendioxid, die fehlende regulatorische Planungssicherheit im Bereich CCU und der Anrechnung negativer Emissionen, sowie der bisher zu langsame Ausbau von erneuerbaren Energien und der Wasserstoffinfrastruktur. Planbarkeit und Zuverlässigkeit spielen dabei eine übergeordnete Rolle, noch vor Fragen der Finanzierung und Förderung.

Treiber der Entwicklung einer Carbon Management Strategie sind für die Akteure vor allem auslaufende CO₂-Zertifikate, die insbesondere für die Zementindustrie ohne CO₂-Abscheidung eine Herausforderung für das Ziel der Klimaneutralität darstellen. Im gesamt-bayerischen Kontext ist die Zielsetzung 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 vorgesehen, 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 Kernnetzes

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 um durch negative Emissionen zusätzliches CO₂ aus der Atmosphäre zu entfernen, ist CO₂-Abscheidung notwendig. Das bayerische Zielnetz ist nahezu unabhängig von den betrachteten Szenarien; der Aufbau eines bayerischen CO₂-Kernnetzes 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 Szenarien.

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 Abscheideverfahren 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 Energiewirtschaft muss Müllverbrennungsanlagen mit CO₂-Abscheidung ausrüsten, um die Kohlenstoffkreisläufe zu schließen. Zusätzlich bietet die CO₂-Abscheidung die Möglichkeit an ausreichend großen Biomassekraftwerken Negativemissionen zu erzielen, ohne die ein klimaneutrales Bayern aufgrund verbleibender Emissionen z. B. in der Glas- und Ziegelproduktion sowie CO₂-Abscheideraten von < 100 Prozent nicht möglich ist.

Die Nachfrageseite teilt sich in drei Aspekte auf. Die im Kreislauf-Szenario betrachtete rohstoffliche **CO₂-Nutzung in der Chemieindustrie** bildet ein theoretisches Maximum ab,

welches signifikante zusätzliche Strommengen erfordert. Grund hierfür ist, dass in diesem Szenario der bayerische Bedarf für synthetische Grundstoffe (Naphtha und Methanol) sowie synthetischem Kerosin vollständig in Bayern und über die entsprechenden strombasierten Verfahrensrouten hergestellt wird.

Wie entwickelt sich die Nachfrage nach CO₂ als chemischer Rohstoff?

Gemäß den Aussagen der bayerischen Raffineriebetreiber ist der Zeitpunkt für einen möglichen Übergang zu einem Geschäftsmodell, das auf der Produktion von synthetischen Roh- und Brennstoffen basiert, noch nicht abschließend geklärt. Demnach könnte es zu einer zeitlichen Diskrepanz zwischen dem Angebot aus CO₂-Abscheidungen und der Abnahme an den Raffinerien kommen. Hier könnten bayerische Zwischenspeicher Abhilfe schaffen, welche bis zum Zeitpunkt des Bedarfs bereits abgeschiedene CO₂-Mengen speichern.

Die Akteure betonen zudem, dass es noch keine Gewissheit darüber gibt, ob das Geschäftsfeld tatsächlich in Richtung synthetische Roh- und Brennstoffproduktion umgestaltet wird. Sie verweisen außerdem auf eigene vorhandene CO₂-Angebote aus aktuellen Prozessen, die potenziell abgeschieden und genutzt werden könnten.

Die Chemiebranche selbst favorisiert nach aktuellem Stand aufgrund der Wirtschaftlichkeit eine Umstellung auf biomassebasierte Produktionsrouten sowie verstärktes mechanisches und chemisches Recycling.

Die **bayerischen Speicherkapazitäten**, als zweite Option der CO₂-Verwertung, erfordern weitere Analysen. Sie sind in allen betrachteten Szenarien als Speichermöglichkeit bis zu einem Anschluss an das überregionale OGE-Netz notwendig. Die potenzielle Nutzung als Zwischenspeicher bis zu einer zeitlich verzögerten Nachfrage gilt es sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu prüfen.

Die bayerischen Speicherkapazitäten können jedoch auch bei maximaler Weiterverwendung des CO₂ ab den frühen 2040er Jahren erschöpft sein, sodass auch die dritte Option, der **Export zu Speichermöglichkeiten außerhalb Bayerns** in allen Szenarien langfristig erforderlich ist. Da die Potenzialabschätzung zu bayerischen Speicherkapazitäten große Spannweiten aufweist, ergeben sich Unsicherheiten hinsichtlich des notwendigen Zeitpunkts für den Anschluss an ein überregionales Netz sowie die zu exportierenden Mengen. Zudem geben Akteure an, dass die Erschließung bayerischer Speicherpotenziale aus aktueller Sicht vor allem aufgrund von regulatorischen Hindernissen unwahrscheinlich scheint. Geschätzte Vorlaufzeiten von mindestens sieben Jahren bedingen außerdem den schnellen Einstieg in die Planungsphase, wenn bayerische Speicher für erste Abscheidungen ab 2030 genutzt werden sollen.

Das geplante Leitungsnetz weist in beiden Szenarien 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 Kernnetzes** 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.

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 kommenden Biomassestrategie zu entnehmen [28]. Die zukünftige Verfügbarkeit, Regulatorik und Anrechenbarkeit von möglichen negativen Emissionen wird die praktische Ausgestaltung der jeweiligen Zukunftspläne stark beeinflussen.

Dennoch zeigen sich die abgeleiteten Infrastrukturkonzepte **robust**. Eine möglichst **zeitnahe 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 den Konzepten für das bayerische CO₂-Zielnetz inklusive zeitlich abgestuften 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 zusätzlich um bis zu 54 TWh/a, sodass der Ausbau von erneuerbaren Energien weiterhin mit höchstem Tempo vorangetrieben werden muss.

3. Initiative: „Bayerisches Kernnetz“

Das bayerische Zielnetz 2040 ist in beiden Extremszenarien ähnlich ausgeprägt und steht damit 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. Die Notwendigkeit des CO₂-Transports in dichter flüssiger Phase schließt die Umstellung bestehender Erdgasleitungen aus und bedingt damit einen zügigen Neubau von Leitungen.

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 parallele Planung von Strom-, Wasserstoff- und CO₂-Leitungen führt zu Kosteneinsparung und stellt die Verfügbarkeit von Wasserstoff für CCU-Anwendungen sicher.

5. CC-Ready: Investitionen zukunftssicher planen

In Antizipation einer gesamtheitlichen Carbon Management Strategie und unter Berücksichtigung des verbleibenden, knappen Zeitfensters müssen sowohl (Zwischen-) Speicher in Bayern verfügbar als auch die notwendigen CO₂-Abscheidetechnologien einsatzbereit sein. 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.

Diese Handlungsempfehlungen bilden die Leitplanken für eine bayerische Carbon Management Strategie. Sie schaffen die Voraussetzung für einen zeitnahen und zügigen Aufbau einer bayerischen CO₂-Infrastruktur, die ein weiterer Baustein auf dem Weg zur Klimaneutralität 2040 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.

Abkürzungsverzeichnis

BayKlimaG	Bayerisches Klimaschutzgesetz
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
CAPEX	Investitionsausgaben (engl.: <i>capital expenditure</i>)
CMS	Carbon Management Strategie
DEHSt	Deutsche Emissionshandelsstelle
E-PRTR	Europäisches Schadstofffreisetzung- und -verbringungsregister (engl.: <i>European Pollutant Release and Transfer Register</i>)
EU-ETS	EU-Emissionshandelssystem (engl.: <i>European Union Emissions Trading System</i>)
KSpG	Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz)
LfStat	Bayerisches Landesamt für Statistik
MaStR	Marktstammdatenregister
MVA	Müllverbrennungsanlagen
OPEX	Betriebskosten (engl.: <i>operational expenditure</i>)
THG	Treibhausgas(e)
TRL	Technologie-Reifegrad (engl.: <i>Technology Readiness Level</i>) Skala von 1 (Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips) bis 9 (Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes)

Anmerkung:

Zur Definitionen der wichtigsten Begriffe im Themenfeld Carbon Management siehe Tabelle 1 (Seite 4).

Literaturverzeichnis

- [1] Bayerisches Klimaschutzgesetz (BayKlimaG). In <https://www.gesetze-bayern.de/Content/Document/BayKlimaG>. (Abruf am 2023-05-15); Bayern: Bayerische Staatskanzlei, 2020.
- [2] Kigle, Stephan: Bayernplan Energie 2040 - Wege zur Treibhausgasneutralität - Abschlussbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), 2023.
- [3] Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG). Ausgefertigt am 2019-12-19, Version vom 2021-07-07; Bonn: BMU, 2021.
- [4] 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 („Europäisches Klimagesetz“). Brüssel: Das Europäische Parlament und der Rat der europäischen Union, 2021.
- [5] Lübbbers, Sebastian: CMS - Vorläufige Modellierungsergebnisse - Modellierung der drei CMS-Szenarien. In: DENA Webinar; Berlin: Prognos AG, FutureCamp Climate GmbH.
- [6] Joas, Fabian et al.: Klimaneutrale Industrie - Schlüsseltechnologien und Politikoptionen für Stahl, Chemie und Zement. Berlin, Wuppertal: Agora Energiewende, 2019.
- [7] Gerling, Peter: Wo kann CO₂ gespeichert werden. Hannover: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, 2010
- [8] 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.
- [9] Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.
- [10] 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.
- [11] Geres, Roland et al.: Roadmap für eine treibhausgasneutrale Ziegelindustrie in Deutschland - Ein Weg zur Klimaneutralität der Branche bis 2050. Berlin, München: Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e. V., 2021.
- [12] Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien - Eine CO₂ - Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2020.
- [13] Marktstammdatenregister. In <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheiteneubersicht>. (Abruf am 2023-2-20); Bonn: Bundesnetzagentur, 2023.
- [14] Lübbbers, Sebastian: CMS - Vorläufige Modellierungsergebnisse - Modellierung der drei CMS-Szenarien. In: DENA Webinar; Berlin: Prognos AG, FutureCamp Climate GmbH.
- [15] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (EEG 2023). Ausgefertigt am 2014-7-21, Version vom 2023-5-22; Berlin: BMWK, 2023.
- [16] Roadmap Chemie 2050 - Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. München, Frankfurt: Dechema, 2019.
- [17] Chemistry4Climate - Wie die Transformation der Chemie gelingen kann. Frankfurt am Main, Düsseldorf: Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI), 2023.
- [18] CO₂-Transportnetz - Unser CO₂-Transportnetz startet. In <https://oge.net/de/co2/co2-netz>. (Abruf am 2023-8-18); Essen: Open Grid Europe GmbH, 2023.

Literaturverzeichnis

- [19] European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G): Transparency Platform . In: <https://transparency.entso-g.eu>. (Abruf am 2017-01-19); Brüssel: European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO-G), 2017.
- [20] co2pipeline - carbon dioxide transport. In <https://www.co2pipeline.com/>. (Abruf am 2023-08-18); München: Bayernets GmbH, 2023.
- [21] Knoope, M et al.: A state-of-the-art review of techno-economic models predicting the costs of CO₂ pipeline transport. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 16. Utrecht: Utrecht University, 2013.
- [22] Zhang, Z.X. et al.: Optimization of pipeline transport for CO₂ sequestration. In: Energy Conversion and Management 47 (6). Brisbane: The University of Queensland, 2006.
- [23] McCoy, Sean et al.: An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 2. Pittsburgh: Carnegie Mellon University, 2008.
- [24] Energy Policies Beyond IEA Countries Ukraine 2012. Paris: International Energy Agency (IEA) Publications, 2012
- [25] Smith, Erin: The cost of CO₂ transport and storage in global integrated assessment modeling. In: International Journal of Greenhouse Gas Control Volume 109, July 2021, 103367. Cambridge, MA, USA: Massachusetts Institute of Technology, 2021.
- [26] Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG) (KSpG). Ausgefertigt am 2012-08-17, Version vom 2021-08-10; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2021.
- [27] Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter (London Convention). Ausgefertigt am 1972, Version vom 2006; London: International Maritime Organization, 2006.
- [28] Eckpunkte für eine nationale Biomassestrategie (NABIS). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.
- [29] Wirth, Benjamin; Wagner, Franziska: Interview - Prozessbedingte CO₂-Emissionen; Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2023.
- [30] UBA-Kurzposition zur Kohlendioxid-Entnahme aus der Atmosphäre - Carbon Dioxide Removal. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2019.
- [31] 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.
- [32] Prozessbedingte CO₂-Emissionen. In <https://www.lak-energiebilanzen.de/ergebnisse-des-datenabrufs/?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.
- [33] Treibhausgasneutralität in Deutschland bis 2045 - Ein Szenario aus dem Projekt SCI4climate.NRW. Wuppertal: Wuppertal Institut & Institut der deutschen Wirtschaft, 2023.
- [34] Smid, Karsten: Potentielle CO₂-Endlager in Deutschland - in Salzwasser führendem Tiefengestein. Hamburg: Greenpeace e.V., 2011.
- [35] Presseinformation - Wintershall Dea und Equinor entwickeln gemeinsam CCS-Infrastruktur in der Nordsee. Kassel, DE: Wintershall Dea AG, 2022.
- [36] PRTR-Gesamtdatenbestand der Berichtsjahre 2007 bis 2021: <https://thru.de/thrude/downloads/>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.
- [37] Anlagenliste 2021 - Emissionshandelspflichtige Anlagen in Deutschland 2021; Berlin: Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), 2022.

Literaturverzeichnis

- [38] Nelles, Christiane: Interview - Dekarbonisierungsstrategien der Glasindustrie und Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur; Düsseldorf: Bundesverband Glasindustrie e.V., 2023.
- [39] Leisin, Matthias: Glas 2045 - Dekarbonisierung der Glasindustrie. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), 2022.
- [40] Knoll, Yves: E-Mail - Transformationspfade der Ziegelindustrie; München: Bayerischer Ziegelindustrie-Verband e.V., 2023.
- [41] Ruppert, Johannes; Bruhns, Hannah: Web-Konferenz - Transformationspfade und Bedarf für eine CO₂-Infrastruktur der Zementindustrie; Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V., 2023.
- [42] MINIMUM SPECIFICATIONS FOR FOOD GAS APPLICATIONS (MINIMUM SPECIFICATIONS FOR FOOD GAS APPLICATIONS). Ausgefertigt am 2020-01-01; Brüssel, Belgien: EIGA, 2020.
- [43] Erfurth, Jens: Development of pipeline infrastructure for CO₂ transport, Germany. In: 2nd ECRA Online Conference on CO₂ Infrastructure; Duesseldorf, Germany: Open Grid Europe GmbH.
- [44] Fit for 55: Parliament and Council reach deal on greener aviation fuels. In <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20230424IPR82023/fit-for-55-parliament-and-council-reach-deal-on-greener-aviation-fuels>. (Abruf am 2023-08-18); Straßburg: European Parliament, 2023.
- [45] UBA - Umweltbundesamt: Verfahren zur CO₂- Abscheidung und –Speicherung. Karlsruhe: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, 2006.
- [46] Beiron, Johanna: A techno-economic assessment of CO₂ capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study. Chalmers University of Technology, Göteborg: Intenational Journal of Greenhouse Gas Control, 2022.
- [47] Ruppert, Johannes: CO₂ Abscheidung bei der Zementherstellung. In: Workshop CO₂ -Infrastruktur in NRW; Düsseldorf: VDZ- Verein Deutscher Zementwerke.
- [48] Wei, Xiaoyu: Techno-economic assessment of coal- or biomass-fired oxy-combustion power plants with supercritical carbon dioxide cycle. Bedford, UK: Cranfield University, 2020.
- [49] ECRA Academic Chair at the University of Mons: Nine years of achievements to support the implementation of Carbon Capture & Utilization in the cement industry. Mons: European Cement Research Academy GmbH (ECRA), 2022.
- [50] The ECRA Technology Papers 2022 - State of the Art Cement Manufacturing - Current Technologies and their Future Development. Duesseldorf, Germany: European Cement Research Academy, 2022.
- [51] Munko, Björn: Relevance of Pipelines for CO₂ Transport. In: ECRA 2nd Online Conference on CO₂ Infrastructure; Duesseldorf, Germany: DWGW.
- [52] Wang, Haixia: A Review of Pipeline Transportation Technology of Carbon Dioxide. In: IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 310(3):032033. Qingdao, Shangdong, China: College of Electromechanical engineering, Qingdao University of Science & Technology, 2019.
- [53] Wachsmuth, Jakob: Transformation der Gasinfrastruktur zum Klimaschutz. Dessau-Roßlau, Germany: Umweltbundesamt, 2023.
- [54] WITKOWSKI, ANDRZEJ: Analysis of pipeline transportation systems for carbon dioxide sequestration. In: Archives of Thermodynamics Volume 35/March 2014. Gliwice: Silesian University of Technology, 2014. DOI: 10.2478/aoter-2014-0008.
- [55] 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.

Literaturverzeichnis

- [56] Siegemund, Stefan: CO₂-transport via Rail. From a niche to a large volume market. Opportunities, challenges, and necessary actions. In: 2nd ECRA Online Conference on CO₂ Infrastructure; Duesseldorf, Germany: VTG.
- [57] Warnecke, Matthias: Untertägige Speicherung von Wasserstoff – Status quo. Berlin: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), 2021.
- [58] 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.
- [59] Volcovici, Valerie: Factbox: Carbon capture, hydrogen are the main tools in Biden'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.
- [60] Lübbers, Sebastian: Technische CO₂-Senken - Techno-ökonomische Analyse ausgewählter CO₂-Negativemissionstechnologien - Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Berlin: Prognos AG, 2021.
- [61] Roussanaly, Simon: Towards improved cost evaluation of Carbon Capture and Storage. In: International Journal of Greenhouse Gas control 106 (2021). Trondheim: SINTEF Energy Research, 2021. DOI: 10.1016/j.ijggc.2021.103263.
- [62] Kohlenstoff kann Klimaschutz - Carbon Management Strategie Nordrhein-Westfalen. Düsseldorf: Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2021.
- [63] Beginn des Stakeholderdialogs zur Carbon Management Strategie. In: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/03/20230324-stakeholderdialog-zur-carbon-management-strategie.html>. (Abruf am 2023-8-24); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023.
- [64] CO₂-Management in der Industrie - Umsetzung der CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung. In https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13848-CO2-Management-in-der-Industrie-Umsetzung-der-CO2-Abscheidung-Nutzung-und-Speicherung_de. (Abruf am 2023-8-24); Brüssel: Europäische Kommission, 2023.
- [65] CO₂NET - Grobes Design und Kostenschätzung für ein CO₂ Sammel-Netzwerk in der Schweiz. Bern: Bundesamt für Energie, 2021.
- [66] Integrierter Nationaler Energie- und Klimaplan - Entwurf zur öffentlichen Konsultation - Periode 2021-2030. Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, 2023.
- [67] Rickels, Wilfried: CO₂-Entnahme im EU-Emissionshandel: Eine Aufgabe für eine neue CO₂-Zentralbank. In <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/co2-entnahme-im-eu-emissionshandel-eine-aufgabe-fuer-eine-neue-co2-zentralbank>. (Abruf am 2023-8-22); Berlin: Tagesspiegel Background, 2023.
- [68] ZEP London Protocol position paper (ZEP London Protocol position paper). Ausgefertigt am 2019-10-11; Brüssel: ZEP, 2019.
- [69] Erfurth, Jens: Development of pipeline infrastructure for CO₂ transport, Germany. In: 2nd ECRA Online Conference on CO₂ Infrastructure; Duesseldorf, Germany: Open Grid Europe GmbH.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Status Quo (2019) der bayerischen CO ₂ -Emissionen.	1
Abbildung 2	Schematische Darstellung des CO ₂ -Kreislaufs.	2
Abbildung 3	Übersicht über die Grundannahmen, die methodischen Schritte und die Struktur der Studie.	5
Abbildung 4	Standorte potenzieller verbleibender CO ₂ -Quellen im Zieljahr 2040.	7
Abbildung 5	Berechnung der prozess- und energiebedingten Emissionen der Industrie.	8
Abbildung 6	Berechnung der potenziellen zukünftigen CO ₂ -Nachfrage.	12
Abbildung 7	Kernpunkte der betrachteten Extremszenarien zur zukünftigen Verwertung von abgeschriebenem CO ₂ .	14
Abbildung 8	Potenzielle CO ₂ -Quellen, Nachfragestandorte und Speicher sowie das bestehende Erdgas-Fernleitungsnetz.	17
Abbildung 9	Funktionsprinzipien der möglichen CO ₂ -Abscheideverfahren.	19
Abbildung 10	Charakteristische Kennwerte der CO ₂ -Abscheidung.	20
Abbildung 11	Möglichkeiten des CO ₂ -Transportes.	21
Abbildung 12	CO ₂ -Phasendiagramm.	22
Abbildung 13	Kosten einer CO ₂ -Pipeline in Abhängigkeit ihres Durchmessers.	24
Abbildung 14	Erdgasfelder sowie Sedimentbecken mit salinaren Aquiferen als potenzielle CO ₂ -Speicher in Deutschland.	26
Abbildung 15	Produktionsmengenentwicklung und berücksichtigte Transformationsmaßnahmen relevanter Industrieprozesse.	28
Abbildung 16	Entwicklung der bayerischen CO ₂ -Emissionen für CO ₂ -infrastrukturelevante Standorte.	30
Abbildung 17	Standorte der infrastrukturelevanten bayerischen Punktquellen und zugehöriger CO ₂ -Mengen im Jahr 2040.	31
Abbildung 18	Entwicklung der bayerischen CO ₂ -Nachfrage im Vergleich zum Angebot.	35
Abbildung 19	Zukünftiges CO ₂ -Pipelinennetz in Bayern für das Kreislauf-Szenario (Fokus:CCU).	37
Abbildung 20	Zusätzlicher Strombedarf im Sektor Industrie für die CO ₂ -Abscheidung und Produktion synthetischer Roh- und Brennstoffe im Kreislaufszenario.	38
Abbildung 21	Zukünftiges CO ₂ -Pipelinennetz in Bayern für das Speicher-Szenario (Fokus: CCS).	41

[Abbildungsverzeichnis](#)

Abbildung 22	Das bayerische Zielnetz 2040 im Vergleich zu aktuellen Infrastrukturkonzepten der bayernets und OGE.	43
Abbildung 23	Gesammelte Hemmnisse und Forderungen aus Akteursperspektive.	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Definition der wichtigsten Begriffe im Themenfeld <i>Carbon Management</i> in Anlehnung an [8].	4
Tabelle 2	Parametrisierung zur Berechnung der Emissionsentwicklung an Müllverbrennungsanlagen und Biomassekraftwerken.	11
Tabelle 3	Verwendete techno-ökonomische Parameter zur CO ₂ -Abscheidung basierend auf der Aminwäsche.	21
Tabelle 4	CO ₂ -Emissionen der Industrie in Bayern unterteilt in biogene Emissionen (kt _{bio}) und fossile Emissionen (kt _{fossil}) nach [29] und eigenen Berechnungen.	29
Tabelle 5	Vergleich der Kostenkomponenten für eine CO ₂ -Infrastruktur.	44

Ansprechpartner/Impressum

Manuel Schölles

Energie, Klima
Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-246
manuel.schoelles@vbw-bayern.de

Christine Völzow

Geschäftsführerin
Leiterin Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-251
christine.voelzow@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 Oktober 2023

Weitere Beteiligte

Amanda Pleier
Hannes Kracht
Dr.-Ing. Andrej Guminski

FfE
Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH