



CapTransCO₂

Verbundvorhaben: CapTransCO₂ – Machbarkeit einer klimaneutralen mitteldeutschen Industrie durch den Aufbau einer vernetzten CO₂-Transportinfrastruktur für CCU/CCS



Kurzfassung Abschlussbericht

Förderung
Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz
Förderkennzeichen: 03EE5111A (Total Energies)
03EE5111B (VNG AG)
03EE5111C (DBI)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Danksagung

Wir danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz für die finanzielle Förderung dieses Projektes.

Bei den assoziierten Partnern Dow Olefinverbund GmbH, SKW Stickstoffwerke Piesteritz GmbH, thomas zement GmbH und ONTRAS Gastransport GmbH bedanken wir uns für die Unterstützung.

Dem Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich GmbH danken wir für die Koordination.

Inhalt

1	Einleitung: Transformationsprozess der mitteldeutschen Grundstoffindustrie	4
1.1	Herausforderungen und Handlungsbedarf	4
1.2	Politische Unterstützung und Fördermaßnahmen	5
1.3	Zukunftsperspektive: Eine klimaneutrale Industrie für Mitteldeutschland.....	5
1.3.1	Phasen der Transformation	5
1.3.2	Zentrale Herausforderungen	6
1.4	Politische Unterstützung und Fördermaßnahmen	6
1.4.1	Empfehlungen für die Politik	6
1.5	Fazit.....	7
2	Rahmenbedingungen der Förderung	7
2.1	Ziele und Relevanz der Förderung	7
2.2	Rahmenbedingungen der Förderung.....	7
3	Inhalt und Ergebnisse der Studie: CapTransCO ₂ - Machbarkeit einer klimaneutralen mitteldeutschen Industrie durch den Aufbau einer vernetzten CO ₂ -Transportinfrastruktur für CCU/CCS	8
3.1	Überblick	8
3.1.1	Schaffung einer zukunftsfähigen CO ₂ -Infrastruktur	8
3.1.2	Technische und wirtschaftliche Herausforderungen.....	8
3.1.3	Ökonomische Überlegungen und Investitionsbedarf.....	9
3.1.4	Regulatorische Anpassungen und internationale Zusammenarbeit	9
3.1.5	Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen	9
3.1.6	Ausblick.....	10
3.2	Detaillierte Ergebnisse	10
3.2.1	Quantifizierung und regionale Verortung industrieller CO ₂ -Emissionen in Mitteldeutschland	10
3.2.2	CO ₂ -Abscheidung	12
3.2.3	CO ₂ -Transport per Binnenschiff und Bahn	15
3.2.4	CO ₂ -Logistik auf der Schiene: Machbarkeit und Herausforderungen	17
3.2.5	CO ₂ -PipelineTransport: Herausforderungen und Chancen für die Infrastruktur	18
3.2.6	Technische Ausarbeitung des Untergrundspeichers (UGS) im Rahmen des Projekts.....	22
3.2.7	Zusammenfassung und Kostenschätzung des Gesamtsystems.....	24
3.2.8	Carbon Footprint Analyse zur Bewertung der CCS-Prozesskette	27
3.2.9	Regulatorisches Umfeld.....	29
3.2.10	Entwicklung einer Transformations-Roadmap für die Implementierung einer CCU/CCS-Strategie in Mitteldeutschland	31

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage und Größenordnung der Emittenten im Raum Mitteldeutschland.....	11
Abbildung 2: Übersicht über die mittleren CO ₂ -Abscheidungskosten nach Industriezweig. (Quelle: iogpeurope, Studie „Creating a Sustainable Business Case for CCS Value Chains“ Nov. 2023)	12
Abbildung 3: Routenoptionen für den Binnenschifftransport	16
Abbildung 4: Verlauf und relative Kosten des Sammelnetzwerks.	20
Abbildung 5: Vergleich verschiedener Trassenoptionen sowie der abgeschätzten Investitionskosten bei gasförmigem CO ₂ -Transport und Darstellung potenzieller Emittenten.	21
Abbildung 6: Carbon Footprint in kg CO ₂ e/kg CO ₂ am Ende der Wertschöpfungskette.....	29

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die zeitliche Entwicklung der emittierten CO ₂ -Mengen aus dem Raum Mitteldeutschland	12
Tabelle 2: Vergleich zwischen Absorption und Membrantrennung als Verfahren zur CO ₂ -Abscheidung.	14
Tabelle 3: Spezifische Kosten für CO ₂ -Abscheidung und Transport.....	24
Tabelle 4: Rahmenbedingungen der Kostenschätzung	25

1 Einleitung: Transformationsprozess der mitteldeutschen Grundstoffindustrie

Die Region Mitteldeutschland (Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen) ist historisch ein bedeutender Standort der chemischen Industrie. Ursprünglich gestützt auf die Braunkohleressourcen, prägen heute auch die Zementproduktion und Kunststoffverarbeitung das industrielle Profil der Region. Diese Industrien sind zentrale CO₂-Emittenten und stehen im Fokus der klimapolitischen Zielsetzungen, um die Emissionen drastisch zu reduzieren.

Um diese Ziele zu erreichen, wurde mit der Machbarkeitsstudie CapTransCO₂ eine umfassende strategische Grundlage für die schrittweise Umsetzung einer klimaneutralen Grundstoffindustrie entwickelt. Im Rahmen dieser Transformation sollen notwendige Infrastrukturen geschaffen werden, um CO₂ effizient abzutrennen, zu nutzen und zu speichern (Carbon Capture and Utilization, CCU und Carbon Capture and Storage, CCS). Dies umfasst die Vernetzung regionaler CO₂-Quellen und die Anbindung an nationale und europäische Cluster, um Synergien zu schaffen und Emissionen nachhaltig zu reduzieren.

1.1 Herausforderungen und Handlungsbedarf

Die Transformation der Grundstoffindustrie in Mitteldeutschland steht vor mehreren Herausforderungen, die sowohl technischer als auch regulatorischer Natur sind:

Regulatorische Herausforderungen

Der Aufbau eines flächendeckenden CO₂-Pipeline-Netzwerks erfordert die Anpassung bestehender rechtlicher Rahmenbedingungen. Aktuelle Regelwerke sind oft nicht auf die Anforderungen der modernen Kohlenstoffwirtschaft ausgelegt. Besonders der Transport von CO₂ durch Pipelines muss klar geregelt werden, da derzeit nur der CO₂-Transport per Schiff und Lkw durch bestehende Vorschriften abgedeckt ist.

Technische Herausforderungen

Eine große Herausforderung ist die gleichzeitige Nutzung bestehender Infrastrukturen für die Speicherung von CO₂ und Wasserstoff. Der Wettbewerb um begrenzte Speicherkapazitäten in Kavernen und Pipelines erfordert tragfähige Lösungen, um beide Schlüsseltechnologien der Energiewende optimal zu nutzen.

Wirtschaftliche Herausforderungen

Die Finanzierung der notwendigen Infrastruktur stellt eine erhebliche Hürde dar. Die hohen Investitionskosten für den Aufbau von CO₂-Abscheidungs- und Transportinfrastrukturen müssen durch geeignete Fördermaßnahmen und finanzielle Anreize abgedeckt werden. Zudem ist ein koordiniertes Vorgehen zwischen dem Aufbau einer Transportinfrastruktur und einer CO₂-Abscheidung ein entscheidender Erfolgsfaktor für Hochlauf von CCS/U und für alle Teilnehmer risikobehaftet. Es wird erwartet, dass zunächst CO₂-Mengen durch sukzessive Anbindung von Emittenten steigen, aber ab 2045 die transportierten CO₂-Mengen aufgrund des fossilen Phase out und durch verkürzte Transportwege aufgrund zunehmender regionaler CO₂-Nutzung (CCU) sinken.

1.2 Politische Unterstützung und Fördermaßnahmen

Die Bundesregierung hat gezielte Förderungen für CCU- und CCS-Technologien eingeleitet, um schwer vermeidbare Emissionen in der Grundstoffindustrie zu reduzieren. Industrien wie die Zementproduktion, die chemische Industrie und die Stahlherstellung werden von diesen Technologien maßgeblich profitieren. Derzeit befinden sich diese Maßnahmen in einer intensiven Forschungsphase, um eine solide Grundlage für zukünftige Großprojekte zu schaffen.

Um die hohen Investitionskosten zu decken, sind zusätzliche Förderprogramme und finanzielle Anreize notwendig. Besonders Clusterlösungen, bei denen verschiedene Unternehmen und Akteure zusammenarbeiten, bieten großes Potenzial, um Synergien zu nutzen und die Kosten zu senken. Langfristig muss ein diskriminierungsfreier Zugang zur Infrastruktur und eine transparente Entgeltsystematik gewährleistet werden.

1.3 Zukunftsperspektive: Eine klimaneutrale Industrie für Mitteldeutschland

Mitteldeutschland hat das Potenzial, durch enge Zusammenarbeit zwischen Politik, Industrie und Forschung zu einem Vorreiter der industriellen Dekarbonisierung zu werden. Der Aufbau einer robusten CO₂-Infrastruktur in Kombination mit erneuerbaren Energien und grünem Wasserstoff bietet langfristig wirtschaftliche Perspektiven und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit der Region. Internationale Kooperationen und ein funktionierender CO₂-Markt könnten diese Transformation zusätzlich beschleunigen und die Region zu einem Modell für eine klimafreundliche Industrie machen.

1.3.1 Phasen der Transformation

Phase 1: Strategische Planung

Die erste Phase der Transformation umfasst die Durchführung einer Machbarkeitsstudie, die eine detaillierte Roadmap für die klimaneutrale Umgestaltung der Grundstoffindustrie entwickelt hat. Diese Roadmap dient als strategische Grundlage für die weiteren Umsetzungsmaßnahmen.

Phase 2: Aufbau der Infrastruktur

In dieser Phase erfolgt der schrittweise Aufbau der CO₂-Infrastruktur, einschließlich der Vernetzung von CO₂-Quellen und der Anbindung an nationale und europäische Cluster für CO₂-Nutzung (CCU) und Speicherung (CCS). Ziel ist die großflächige Reduktion von CO₂-Emissionen durch effiziente Nutzung und Speicherung.

1.3.2 Zentrale Herausforderungen

Aufbau eines CO₂-Pipeline-Netzwerks

Die bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen sind nicht ausreichend, um den Transport von CO₂ durch Pipelines zu ermöglichen. Eine Anpassung der Vorschriften ist notwendig, um den Anforderungen einer Kohlenstoffwirtschaft gerecht zu werden.

Nutzung vorhandener Infrastrukturen

Vorhandene Erdgas-Pipelines können voraussichtlich nur in einem geringen Umfang genutzt werden, da zum einen die vorhandene Infrastruktur entweder zum Erdgastransport weiter genutzt oder auf Wasserstofftransport umgestellt wird. Darüber hinaus wäre innerhalb der vorhandenen Infrastruktur nur der CO₂-Transport in gasförmiger Phase möglich, da die verbauten Wandstärken nicht den hohen Drücken beim Transport in flüssiger Phase nicht standhalten würden. Die Konkurrenz bei der Nutzung von Kavernenspeichern ist nur sehr gering, da die CO₂-Infrastruktur nur geringe Speicherkapazitäten zur Pufferung der Volumenströme benötigt.

1.4 Politische Unterstützung und Fördermaßnahmen

Die Bundesregierung hat gezielte Förderungen für CCU- und CCS-Technologien eingeleitet, um schwer vermeidbare Emissionen in der Grundstoffindustrie zu reduzieren. Industriezweige wie Zement, Chemie und Stahl sind auf diese Technologien angewiesen. Um die hohen Investitionskosten zu decken, sind zusätzliche Förderprogramme und finanzielle Anreize erforderlich. Clusterlösungen bieten dabei großes Potenzial, um Synergien zu nutzen und Kosten zu senken.

Die Entwicklung einer robusten CO₂-Infrastruktur mit diskriminierungsfreiem Zugang und einer transparenten Entgeltsystematik ist essenziell. Internationale Kooperationen und ein funktionierender CO₂-Markt können helfen, die Transformation zu beschleunigen und die Region als Modell für eine klimaneutrale Industrie zu etablieren.

1.4.1 Empfehlungen für die Politik

Rechtliche Anpassungen: Modernisierung der Vorschriften für den CO₂-Transport durch Pipelines und Harmonisierung der Regulierung auf europäischer Ebene.

Gezielte Förderung: Finanzielle Unterstützung von CCS- und CCU-Projekten, insbesondere für Clusterlösungen, um Investitionskosten zu senken und die Umsetzung zu beschleunigen.

Infrastrukturentwicklung: Aufbau eines diskriminierungsfreien Zugangs zu Pipelines und Speichern sowie einer transparenten Entgeltsystematik.

Stärkung internationaler Kooperationen: Zusammenarbeit mit europäischen Partnern, um die Prozesskette zu schließen, Synergien zu nutzen und einen funktionierenden CO₂-Markt zu entwickeln.

1.5 Fazit

Mitteldeutschland steht vor einem tiefgreifenden Wandel. Die Reduktion der CO₂-Emissionen und die Umstellung auf innovative Technologien wie CCU und CCS sind entscheidend für die Zukunft der Grundstoffindustrie. Mit der Unterstützung der Politik und einer engen Zusammenarbeit aller Beteiligten kann die Region eine Vorreiterrolle in der klimaneutralen Industrieentwicklung übernehmen, einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten und die Mitteldeutsche Industrieregion zu einem Modell für eine klimafreundliche Industrie machen.

2 Rahmenbedingungen der Förderung

2.1 Ziele und Relevanz der Förderung

Die Studie CapTransCO₂ wurde im Rahmen des 7. Energieforschungsprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gefördert. Ziel der Förderrichtlinie „CO₂-Abscheidung und -Nutzung in der Grundstoffindustrie“ ist es, die Emissionen in besonders emissionsintensiven Bereichen wie der Zement-, Stahl- und Chemieproduktion zu reduzieren. Diese Industrien sind auf fossile Rohstoffe angewiesen, was zu unvermeidbaren Prozessemissionen führt. Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Nutzung (CCU) sowie zur CO₂-Speicherung (CCS) bieten hier vielversprechende Ansätze, um diese Emissionen langfristig zu minimieren und damit einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der deutschen Klimaziele zu leisten. Durch die Förderung werden Forschung und Entwicklung sowie die Vorbereitung von Großprojekten unterstützt, um eine signifikante Reduktion der CO₂-Emissionen in diesen Industriezweigen zu ermöglichen.

2.2 Rahmenbedingungen der Förderung

Die Förderung richtet sich ausschließlich an Projekte, bei denen CO₂ aus Quellen der gewerblichen Wirtschaft genutzt oder abgeschieden wird. Wichtig ist, dass die geförderten Projekte in Deutschland durchgeführt werden müssen. Sowohl die teilnehmenden Hochschulen und Forschungseinrichtungen als auch die in die Projekte eingebundenen Unternehmen müssen sich in Deutschland befinden. Dies sichert nicht nur den Transfer von Wissen und Technologie, sondern auch die Schaffung neuer Arbeitsplätze und wirtschaftliche Vorteile für den Standort Deutschland. Nicht förderfähig sind Projekte, die CO₂ aus reiner Energieerzeugung, beispielsweise aus Kraftwerken, abscheiden wollen. Auch Aktivitäten, die außerhalb Deutschlands stattfinden, sind nicht Gegenstand der Vorhaben. Dies betrifft unter anderem CO₂-Speicherung im geologischen Untergrund der Nordsee oder den CO₂-Transport per Seeschiff zu diesen Lagerstätten.

Die klare Fokussierung auf emissionsintensive Industriezweige innerhalb Deutschlands stellt sicher, dass die zur Verfügung stehenden Mittel zielgerichtet eingesetzt werden und das Potenzial der CCU- und CCS-Technologien dort gehoben wird, wo es am meisten benötigt wird.

3 Inhalt und Ergebnisse der Studie: CapTransCO₂ - Machbarkeit einer klimaneutralen mitteldeutschen Industrie durch den Aufbau einer vernetzten CO₂-Transportinfrastruktur für CCU/CCS

3.1 Überblick

Die Studie untersucht innerhalb der genannten Rahmenbedingungen der Förderung, wie CO₂ aus den Industrieclustern in Mitteldeutschland (Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen) effizient an die Seehäfen transportiert werden kann, um dort eine sichere Speicherung in der Nordsee zu ermöglichen. Im Mittelpunkt steht dabei die Analyse verschiedener Transportoptionen, die Ermittlung der erforderlichen Infrastruktur sowie die Bewertung der entstehenden Kosten. Diese Infrastruktur kann und soll für die Nutzung von CO₂ (CCU) genutzt werden. Da wesentliche Prozesse zur CO₂-Nutzung noch in der Entwicklung sind, liegt der derzeitige Fokus auf CCS.

3.1.1 Schaffung einer zukunftsfähigen CO₂-Infrastruktur

Eine zentrale Erkenntnis der Studie ist, dass der Aufbau einer umfassenden CO₂-Infrastruktur notwendig ist, um die Emissionen aus der Grundstoffindustrie signifikant zu reduzieren. Dabei soll die Infrastruktur sowohl mittelfristig als auch langfristig ausgebaut werden, um die Nutzung von CO₂ in neuen Verfahren (CCU) und die dauerhafte Speicherung (CCS) zu ermöglichen. Diese Transformation erfordert eine enge Verzahnung von CO₂-Quellen in der Region mit nationalen und europäischen Netzwerken, um Synergien zu schaffen und die CO₂-Emissionen nachhaltig zu senken.

3.1.2 Technische und wirtschaftliche Herausforderungen

Die Studie zeigt, dass der Pipeline-Transport von CO₂ die effizienteste Option ist, um die großen Mengen aus dem mitteldeutschen Industriecluster an die Küste zu bringen. Der Einsatz bestehender Erdgasleitungen ist aufgrund der geplanten Nutzung für die Wasserstoffversorgung nur eingeschränkt möglich, weshalb im wesentlichen neue Leitungen erforderlich sind. Zudem wird bei größeren Transportmengen ein Leitungstransport in flüssiger Phase wirtschaftlicher, der aufgrund der technischen Bedingungen einen Pipelineneubau erfordert. Der Bahntransport sowie der Transport über Binnenschiffe als mögliche Alternative wird aufgrund begrenzter Kapazitäten als unzureichend bewertet. Ein Transport per LKW auf der Straße wird wegen des entsprechenden Verkehrsaufkommens als flächendeckende Transportoption ausgeschlossen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Zwischenspeicherung des CO₂ in unterirdischen Salzkavernen. Diese Methode bietet die Möglichkeit, Schwankungen in der CO₂-Produktion auszugleichen und sichert so die kontinuierliche Versorgung der CO₂-Verwertungsprozesse wie auch die Optimierung des Transportnetzsystems. Die Studie betont, dass diese Form der Speicherung kostengünstiger und effizienter ist als oberirdische Lösungen. Die Zwischenspeicherung dient als Puffer und erhöht die Flexibilität des Gesamtsystems.

3.1.3 Ökonomische Überlegungen und Investitionsbedarf

Die Studie stellt fest, dass die Investitionskosten für den Aufbau der CO₂-Infrastruktur erheblich sind. Besonders die Abtrennung und der Transport von CO₂ erfordern hohe finanzielle Mittel. Daher sind gezielte Förderprogramme und finanzielle Anreize notwendig, um diese Projekte wirtschaftlich tragfähig zu machen. Die Studie empfiehlt, Clusterlösungen besonders zu fördern, da sie es ermöglichen, die Infrastruktur gemeinsam zu nutzen, Synergien zu schaffen und Kosten zu senken.

Eine detaillierte Kostenanalyse zeigt, dass der flüssige Transport von CO₂ bei größeren Mengen wirtschaftlicher ist, obwohl die Anfangsinvestitionen höher ausfallen. Der gasförmige Transport ist bei geringeren Mengen kostengünstiger, stößt jedoch bei höheren Transportvolumina an technische und ökonomische Grenzen. Auch die Anforderungen an die Reinheit des CO₂ stellen eine Herausforderung dar, da eine zu hohe Konzentration bestimmter Spurenstoffe die Transport- und Speicherefähigkeit beeinträchtigen kann bzw. eine kostenerhöhende Aufbereitung des CO₂ erforderlich machen. Hierbei ist zu betonen, dass bei allen Überlegungen die Sicherheit Priorität haben muss.

3.1.4 Regulatorische Anpassungen und internationale Zusammenarbeit

Die Studie hebt hervor, dass für den CO₂-Transport durch Pipelines klare rechtliche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen, um die Umsetzung der Infrastrukturprojekte zu ermöglichen. Derzeit sind viele Regelwerke auf europäischer Ebene noch nicht auf die Anforderungen der Kohlenstoffwirtschaft abgestimmt. Eine Harmonisierung der Vorschriften ist notwendig, um den grenzüberschreitenden Transport und die Speicherung von CO₂ zu erleichtern.

Internationale Kooperationen sind ein weiterer wichtiger Faktor. Erfahrungen aus anderen Ländern, insbesondere aus den USA, zeigen, dass ein gut funktionierender CO₂-Markt die Transformation erheblich beschleunigen kann. Die Einbindung Mitteldeutschlands in solche Netzwerke könnte den Weg für eine klimafreundliche Industrie ebnen und Investitionen sichern.

3.1.5 Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen

Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Mitteldeutschland technisch machbar und notwendig ist, um eine effektive Reduktion der CO₂-Emissionen zu erzielen. Der rechtliche Rahmen muss entsprechend angepasst und finanzielle Anreize geschaffen werden, um Investitionen zu fördern. Diskriminierungsfreier Zugang zu Pipelines und Speichern sowie eine transparente Entgeltsystematik sind entscheidend für den Erfolg des Projekts.

Die Studie empfiehlt zudem, Clusterlösungen besonders zu unterstützen, um die Kosten zu senken und die technische Machbarkeit zu erhöhen. Gleichzeitig sollte die Zusammenarbeit mit internationalen Partnern intensiviert werden, um von deren Erfahrungen zu profitieren und den Aufbau eines funktionierenden CO₂-Markts voranzutreiben.

3.1.6 Ausblick

Mitteldeutschland hat die Chance, eine Vorreiterrolle bei der industriellen Dekarbonisierung zu übernehmen. Mit der Unterstützung von Politik, Industrie und Forschung kann die Region eine zukunftsfähige, klimaneutrale Industrie entwickeln und einen bedeutenden Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Die Schaffung einer robusten CO₂-Infrastruktur, kombiniert mit dem Einsatz von grünem Wasserstoff, bildet die Grundlage für diesen Wandel und eröffnet langfristige wirtschaftliche Perspektiven für die Region.

3.2 Detaillierte Ergebnisse

3.2.1 Quantifizierung und regionale Verortung industrieller CO₂-Emissionen in Mitteldeutschland

Die genaue Erfassung und Analyse industrieller CO₂-Emissionen ist ein entscheidender Schritt auf dem Weg zu einer effektiven Klimapolitik. Auf Basis öffentlich zugänglicher Daten aus dem Europäischen Emissionshandelssystem (ETS) wird in einem umfassenden Ansatz die Verteilung und Intensität industrieller CO₂-Emissionen in Mitteldeutschland quantifiziert. Dieser Prozess soll nicht nur die bestehenden Daten aufwerten, sondern durch eine gezielte Ergänzung der Abgaszusammensetzung und des Emissionsverlaufs durch Befragungen von Emittenten zu einer detaillierten und belastbaren Datengrundlage führen.

Der regionale Fokus auf Mitteldeutschland bietet den Vorteil, besonders relevante industrielle Cluster zu untersuchen und spezifische Lösungen für die lokale Wirtschaft und ihre besonderen Herausforderungen zu entwickeln.

Eine Region von hoher Emissionsrelevanz

Im Untersuchungsgebiet befinden sich 137 industrielle Anlagen, die für etwa 12 Prozent der gesamtdeutschen Treibhausgasemissionen verantwortlich sind. Diese hohe Emissionsdichte verdeutlicht die Dringlichkeit, in Mitteldeutschland gezielte Maßnahmen zur Reduktion industrieller CO₂-Emissionen zu ergreifen. Eine solche regionale Quantifizierung ermöglicht es, Prioritäten zu setzen und passgenaue Lösungen für die besonders emissionsintensiven Industrien zu entwickeln.

Industrielle CO₂-Emissionen als bedeutendes Potenzial für den Klimaschutz

Der überwiegende Anteil der in der Region ausgestoßenen Emissionen – rund drei Viertel – stammt aus industriellen Quellen. Dies macht deutlich, dass die Industrie ein entscheidender Faktor für die Reduktion von CO₂-Emissionen in Mitteldeutschland ist. Gleichzeitig bietet dies Chancen: Die Nutzung von Technologien zur CO₂-Abscheidung und -Nutzung (CCU) sowie zur CO₂-Speicherung (CCS) in diesen Industriezweigen könnte ein bedeutender Beitrag zur nationalen und globalen Klimaneutralität sein.

Datenerhebung durch individuelle Emittentenbefragungen

Zur Ergänzung der ETS-Daten wurde eine individuelle Befragung der relevanten Emittenten durchgeführt, um detaillierte Informationen zur Zusammensetzung der Abgase sowie zum unterjährigen Verlauf und der prognostizierten Entwicklung der Emissionen zu erhalten. Diese

zusätzliche Datenanreicherung ermöglicht es, ein noch genaueres Bild von den Emissionsquellen und deren Dynamik zu zeichnen. Durch diesen datenbasierten Ansatz wird es möglich, gezielte Reduktionsmaßnahmen zu entwickeln, die den spezifischen Bedingungen der Industrieanlagen in Mitteldeutschland gerecht werden. Abbildung 1 zeigt die betrachteten Emittenten:

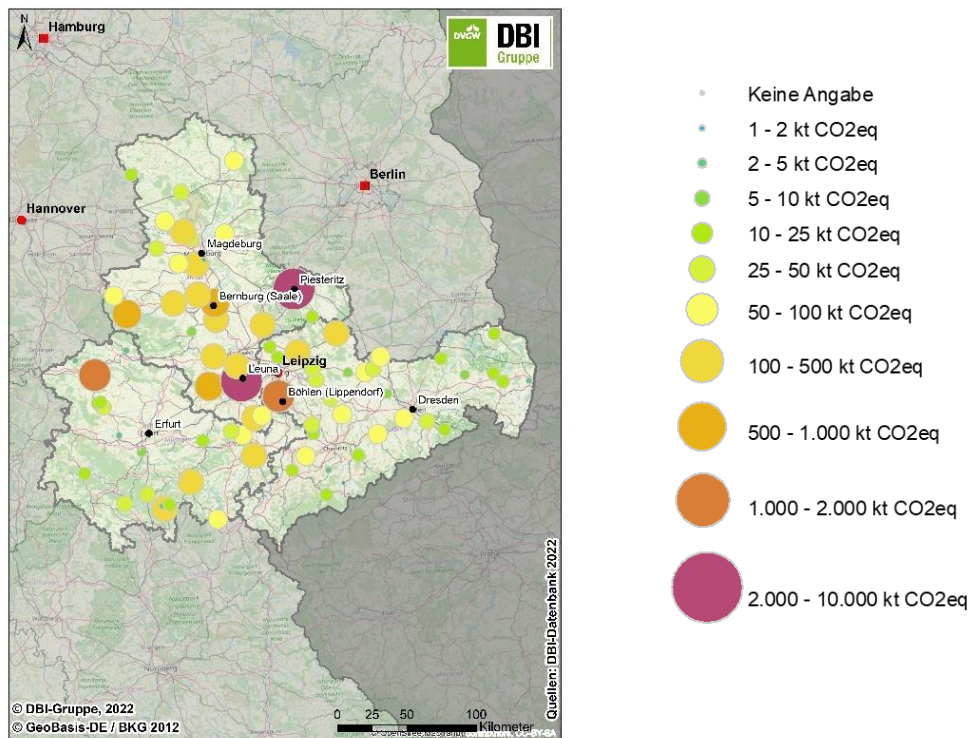


Abbildung 1: Lage und Größenordnung der Emittenten im Raum Mitteldeutschland

In der Zusammenfassung ergibt sich folgendes Bild (siehe auch Tabelle 1): Die Tabelle zeigt die aktuellen und prognostizierten CO₂-Emissionen verschiedener Sektoren in Mitteldeutschland bis zum Jahr 2030. Die CO₂-Emissionen der Industrie betragen derzeit 6.105 Kilotonnen pro Jahr (kt/a). Bis 2030 wird von den befragten Unternehmen eine Abscheidemenge von 2.400 kt/a prognostiziert erwartet. Diese Schätzung basiert auf Befragungsdaten und bezieht sich nicht auf das Europäische Emissionshandelssystem (ETS).

Die Emissionen aus Müllverbrennungsanlagen (MVA) belaufen sich aktuell auf 1.140 kt/a. Für das Jahr 2030 wurden von den befragten Firmen keine Daten gemeldet, jedoch wird angenommen, dass die Emissionen in etwa gleichbleiben könnten, basierend auf bisherigen Befragungen. Der Bereich der biogenen CO₂-Quellen weist momentan Emissionen von 780 kt/a auf. Bis 2030 wird ein Anstieg auf 1.451 kt/a prognostiziert, basierend auf modellierten Werten realer Anlagen.

Insgesamt belaufen sich die CO₂-Emissionen in der Region derzeit auf 8.025 kt/a. Bis 2030 wird eine Reduktion auf 4.991 kt/a erwartet. Diese Veränderungen spiegeln die Bemühungen wider, Emissionen zu reduzieren und auf eine klimaneutrale Industrie hinzuwirken.

Typ	Status quo (2019) kt /a	2030 kt /a	Bemerkung
Industrie	6.105	2.400	Befragungsdaten mit positiver Aussage zu CCS 2030
Müllverbrennungs- anlagen (MVA)	1.140	k.A. (1.140)	keine Rückmeldung bzgl. 2030 anhand Befragung
Biogen (BGA, BGEA)	780	1.451	modellierte Werte anhand BGEA, geplante/progn. Anlagen bis 2023
Summe	8.025	4.991	

Tabelle 1: Übersicht über die zeitliche Entwicklung der emittierten CO₂-Mengen aus dem Raum Mitteldeutschland

3.2.2 CO₂-Abscheidung

Die Kosten der CO₂-Abscheidung variieren erheblich je nach Industrie und den spezifischen Bedingungen der jeweiligen Prozesse. Im Folgenden eine Übersicht zu den Kosten der CO₂-Abscheidung in verschiedenen Industrien:

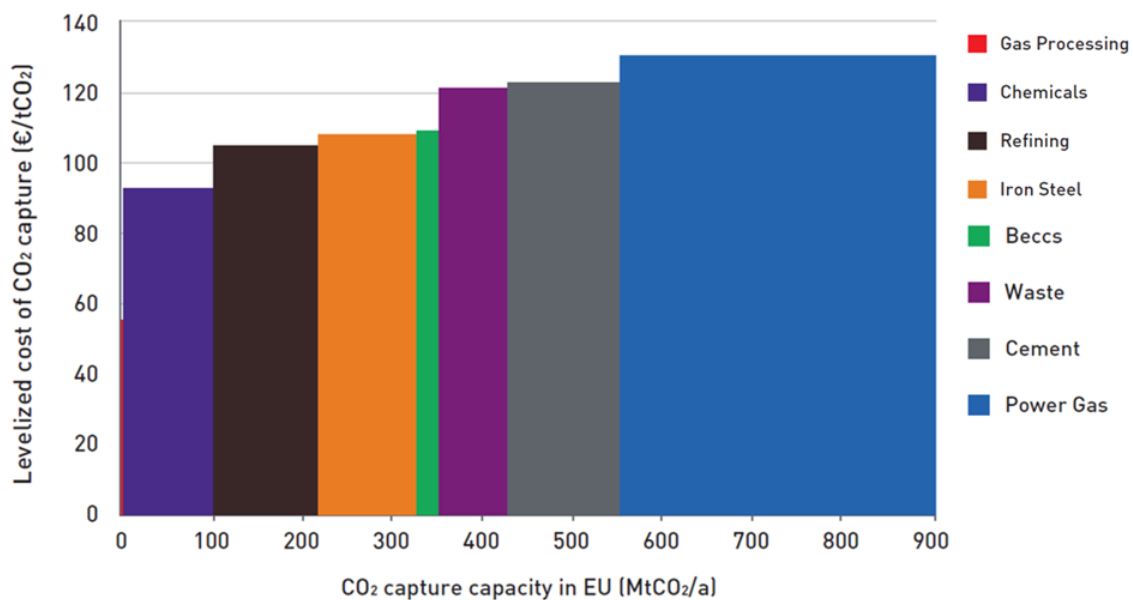


Abbildung 2: Übersicht über die mittleren CO₂-Abscheidungskosten nach Industriezweig. (Quelle: iogpeurope, Studie „Creating a Sustainable Business Case for CCS Value Chains“ Nov. 2023)

3.2.2.1 Einflussfaktoren auf die Kosten der CO₂-Abscheidung:

Konzentration des CO₂ im Abgasstrom bestehender Prozesstechnologien: Höhere CO₂-Konzentrationen (z. B. bei der Ammoniakproduktion) senken die Abscheidungskosten, während verdünnte Ströme (z. B. in Zementwerken) teurer zu behandeln sind.

Neue Technologien: Verschiedene Technologien (z. B. post-combustion, pre-combustion, oxy-fuel combustion) haben unterschiedliche Kostenstrukturen.

Anlagengröße und -standort: Größere Anlagen haben oft geringere spezifische Kosten. Zudem beeinflusst der Standort die Transport- und Lagerungskosten von CO₂.

Energiebedarf: Die Abscheidung von CO₂ erfordert zusätzliche Energie, die die Betriebskosten der Anlage erhöht. Dies kann insbesondere bei bestehenden Anlagen eine große Herausforderung darstellen.

Die genannten Zahlen sind Durchschnittswerte und können je nach spezifischen Umständen variieren. Faktoren wie gesetzliche Rahmenbedingungen, Marktpreise für CO₂ und verfügbare Förderungen beeinflussen ebenfalls die Wirtschaftlichkeit der CO₂-Abscheidung in den verschiedenen Industrien. Hier einige Beispiele aus relevanten Industrieprozessen:

Zementindustrie

Kosten: rund 120 €/t CO₂. **Hintergrund:** Die Zementindustrie ist ein besonders schwieriger Sektor für die CO₂-Abscheidung, da etwa zwei Drittel der Emissionen aus dem chemischen Prozess der Kalzinierung stammen, während nur ein Drittel aus der Verbrennung von Brennstoffen resultiert. Die relativ hohen Kosten resultieren aus der Notwendigkeit, CO₂ aus einem stark verdünnten Abgasstrom abzuscheiden und gleichzeitig den Produktionsprozess anzupassen.

Stahlindustrie

Kosten: im Mittel rund 105 €/t CO₂. **Hintergrund:** Die Stahlherstellung, insbesondere über Hochöfen, erzeugt große Mengen CO₂. Hier besteht die Herausforderung in der Abtrennung des CO₂ aus Abgasströmen mit unterschiedlichen Zusammensetzungen. Technologien wie die direkte Reduktion von Eisenerz (DRI) mit Wasserstoff können die CO₂-Emissionen reduzieren, sind jedoch kostenintensiv.

Chemische Industrie

Kosten: im Mittel 90 €/t CO₂. **Hintergrund:** In der chemischen Industrie variieren die Kosten stark je nach Prozess und Standort. Bestimmte Prozesse, wie die Ammoniak- oder Ethylenproduktion oder gerade auch die Produktion von Wasserstoff durch Autotherme Reformer (ATR), bieten günstigere Möglichkeiten zur CO₂-Abscheidung, da das CO₂ bereits in konzentrierter Form vorliegt.

Biomasseverarbeitung und thermische Abfallbehandlungsanlagen (Müllverbrennungsanlagen)

Kosten: im Mittel 110 €/t CO₂. **Hintergrund:** Bei der Verbrennung von Biomasse oder **Abfällen** entstehen CO₂-Emissionen, die durch CO₂-Abscheidung reduziert werden können. Die Kosten variieren stark, abhängig von der Zusammensetzung des Abgases und der erforderlichen Nachbehandlung. Bei Biomasse kann durch Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (BECCS) sogar ein negatives Emissionsniveau erreicht werden. Dies gilt auch für die thermische Abfallbehandlung, weil dort grob 50% der CO₂-Emissionen biologischen Ursprungs sind.

Raffinerien

Kosten: im Mittel 105 €/t CO₂. **Hintergrund:** Raffinerien emittieren CO₂ in verschiedenen Prozessschritten, insbesondere bei der Wasserstoffproduktion für die Entschwefelung von Kraftstoffen. Die Abscheidungskosten hängen stark von der Konzentration und dem Volumen des emittierten CO₂ ab.

3.2.2.2 Technologievergleich: Absorption und Membrantrennung

Tabelle 2 vergleicht zwei gängige Technologien zur CO₂-Abscheidung: Absorption und Membrantrennung. Beide Technologien haben unterschiedliche Funktionsprinzipien, Einsatzbedingungen und Entwicklungsstufen, die im Folgenden näher erläutert werden.

Kriterium	Absorption	Membrantrennung
Trennprinzip	Lösen in einer Waschflüssigkeit	Selektive Permeation einer Membran
Betriebsmittel	Waschflüssigkeiten	Membrane
Betriebsbedingungen	p ↑; T ↓	p ↑; T ↓
CO ₂ -Reinheiten	> 99,5 % (chem.) < 98,0 % (phys.)	< 98 %
Technology Readiness Level (TRL)	7 bis 9	4 bis 5
Spez. Energiebedarf [kWh/m ³ CO ₂]	elektr.: 0,05 – 0,5 therm.: 0,1 – 1,4	elektr.: 0,1 – 0,6 therm.: 0,2 – 1,2
Entwicklungspotenzial	Ausgereift	Membranen
Vorteile	Skalierbar	Einfach, flexibel
Nachteile	Teilweise geringe Stabilität	Fehlender Stabilitätsnachweis

Tabelle 2: Vergleich zwischen Absorption und Membrantrennung als Verfahren zur CO₂-Abscheidung.

Absorption

Bei der Absorption wird CO₂ in einer Waschflüssigkeit gelöst. Diese Methode arbeitet in der Regel unter erhöhtem Druck und niedrigen Temperaturen (p ↑; T ↓). Die gereinigte CO₂-Konzentration kann bei chemischen Absorptionsverfahren mehr als 99,5 % betragen, während physikalische Verfahren etwas niedrigere Reinheiten von unter 98 % erreichen. Die Technologie ist bereits weit fortgeschritten und erreicht ein Technology Readiness Level (TRL) von 7 bis 9. Der spezifische Energiebedarf liegt für elektrische Energie bei etwa 0,05 bis 0,5 kWh pro Kubikmeter CO₂ und für thermische Energie bei 0,1 bis 1,4 kWh/m³ CO₂.

Der Vorteil der Absorption liegt in ihrer Skalierbarkeit und der ausgereiften Technologie. Ein Nachteil ist die teilweise geringe Stabilität der verwendeten Waschflüssigkeiten, die zu Betriebsproblemen führen kann.

Membrantrennung

Die Membrantrennung nutzt eine selektive Permeation durch spezielle Membranen, um CO₂ aus dem Gasstrom abzutrennen. Ähnlich wie bei der Absorption werden auch hier erhöhte Drücke und niedrige Temperaturen ($p \uparrow$; $T \downarrow$) verwendet. Die im ersten Trennungsschritt erreichbare CO₂-Reinheit ist jedoch mit weniger als 98 % niedriger. Das Technology Readiness Level für diese Technologie für große Industrieanlagen liegt zwischen 4 und 5, was auf eine geringere technologische Reife im Vergleich zur Absorption hinweist. Der spezifische Energiebedarf beträgt für elektrische Energie 0,1 bis 0,6 kWh/m³ CO₂ und für thermische Energie 0,2 bis 1,2 kWh/m³ CO₂. Ein Vorteil dieser Technologie ist ihre Einfachheit und Flexibilität im Betrieb. Allerdings fehlen derzeit noch umfassende Nachweise zur Langzeitstabilität der Membranen, was die Anwendungsbreite einschränkt.

3.2.2.3 Entwicklungspotenzial und Fazit

Während die Absorption bereits als ausgereifte Technologie gilt und für großtechnische Anwendungen gut geeignet ist, bietet die Membrantrennung vor allem in Nischenanwendungen oder in Kombination mit anderen Technologien interessante Einsatzmöglichkeiten.

Membrantrennverfahren müssen jedoch noch weiterentwickelt werden, insbesondere im Hinblick auf die Stabilität der verwendeten Membranen. Beide Technologien haben unterschiedliche Einsatzgebiete und Potenziale, die je nach Anforderung und Verfügbarkeit der Ressourcen gewählt werden sollten.

Trotz der Kosten für die CO₂-Abtrennung ist diese immer noch signifikant günstiger als die Abtrennung von CO₂ aus der Umgebungsluft, deren Kosten aktuell bei 600 bis 1.000 USD/t CO₂ liegen (World Economic Forum, <https://www.weforum.org/agenda/2023/08/how-to-get-direct-air-capture-under-150-per-ton-to-meet-net-zero-goals/>).

3.2.3 CO₂-Transport per Binnenschiff und Bahn

3.2.3.1 Binnenschiff

Die Studie, durchgeführt im Unterauftrag von Hamburg Port Consulting (HPC), untersucht die Machbarkeit des CO₂-Transports von Mitteldeutschland zu den Seehäfen mittels Binnenschiffe. Derzeit existieren keine Binnenschiffe für den Transport von verflüssigtem CO₂, was die Notwendigkeit neuer Infrastrukturprojekte verdeutlicht. Die verschiedenen Routen sind in Abbildung 2 dargestellt.

Die Route von Magdeburg nach Hamburg über den Mittellandkanal und den Elbe-Seitenkanal wird als besonders geeignet angesehen. Diese lila markierte Route ist aufgrund der kurzen Entfernung und der geringeren Tiefgangbeschränkungen die optimale Option. Allerdings ist die Schiffslänge auf 100 Meter begrenzt, da das Schiffshebewerk Scharnebeck diese Grenze vorgibt.

Um diese Route zu nutzen, müsste ein neues Terminal im Magdeburger Hafen gebaut werden. HPC sieht in den vorhandenen freien Kapazitäten des Hafens großes Potenzial, diesen Ausbau zu ermöglichen.

Es wurden zwei Binnenschiffsbetreiber in Deutschland, GEFO und HGK, konsultiert. Sie halten es für machbar, 5 bis 6 Schiffe auf dem Mittelland- und dem Elbe-Seitenkanal einzusetzen. Diese Schiffe könnten jeweils bis zu 2.300 Tonnen LCO₂ transportieren, wobei das CO₂ bei einem Druck von 15–16 bar und einer Temperatur von -30°C gelagert wird. Die CO₂-Emissionen für den Transport liegen bei 55-60 Gramm pro Tonne und Kilometer.

FEDERAL WATERWAYS - Federal Waterways and Shipping Agency



-  Leuna Chemical Park
-  Port of origin
-  Port(s) of destination
-  Pipeline to port of origin
-  IWW option 1
-  IWW option 2
-  IWW option 3
-  IWW option 4

Abbildung 3: Routenoptionen für den Binnenschifftransport

Eine Flotte von etwa 30 Schiffen wäre notwendig, um jährlich 5 Millionen Tonnen CO₂ zu transportieren, wobei eine Hin- und Rückfahrt etwa 5 Tage dauert. Mit den technisch machbaren 5 bis 6 Schiffen wäre nur der Transport von rund 1 Mio. Tonnen pro Jahr möglich wäre.

Um das CO₂ vom Leuna Chemiepark zum Schiffsterminal nach Magdeburg zu bringen, wäre eine Pipeline oder ein Zugtransport über eine Strecke von über 100 Kilometern erforderlich.

Die Umsetzung dieses Projekts würde eine Möglichkeit bieten, CO₂ aus industriellen Clustern in Mitteldeutschland an die Seehäfen zu transportieren und dort für die Speicherung in der Nordsee bereitzustellen. Dies könnte einen bedeutenden Beitrag zur Reduktion der CO₂-Emissionen in der Region leisten und gleichzeitig die Entwicklung einer neuen Transportinfrastruktur vorantreiben. In ökonomischer Sicht würde die Realisierung allerdings bedeuten, dass zwei parallele Infrastrukturen (Pipeline und Terminals) für eine Teilmenge des emittierten CO₂ aufgebaut werden müssten.

3.2.4 CO₂-Logistik auf der Schiene: Machbarkeit und Herausforderungen

Die vorliegende Studie wurde unter Mitwirkung des Vereins Deutscher Zementwerke (VDZ), eines Konsortiums deutscher Zementhersteller, sowie des Waggonherstellers VTG durchgeführt. Ziel der Untersuchung war es, die Machbarkeit des Transports von verflüssigtem CO₂ (LCO₂) per Eisenbahn zu analysieren und dabei sowohl technische als auch infrastrukturelle Aspekte zu berücksichtigen.

Begrenzte Kapazitäten des Schienennetzes als Herausforderung

Die Untersuchung verdeutlicht, dass das bestehende deutsche Schienennetz derzeit nur eingeschränkte Kapazitäten für den Transport von CO₂ bietet. Der VDZ hebt hervor, dass die Deutsche Bahn derzeit keine Möglichkeit sieht, die Zuginfrastruktur für CO₂-Transporte im notwendigen Umfang auszubauen. Trotz dieser Einschränkung gibt es bereits etwa 50 speziell für den CO₂-Transport ausgelegte Eisenbahnwaggons in Deutschland, die isoliert, jedoch nicht gekühlt sind und für Temperaturen von bis zu -40°C und einen Druck von 16 bar ausgelegt sind. Diese Waggons wurden unter anderem von VTG entwickelt und dienen als Beispiel für den technischen Standard, der für den weiteren Ausbau der Transportkapazitäten erforderlich wäre.

Annahmen und Kapazitätsberechnungen

Die Studie geht von einer maximalen Kapazität von 0,9 Millionen Tonnen transportierbaren CO₂ pro Jahr über die Schiene aus – dies stellt den höchstmöglichen Durchsatz dar, den das derzeitige Schienennetz erlauben würde. Die analysierte Strecke führt von Leuna, genauer gesagt von Großkorbetha, zum Hafen in Hamburg und umfasst eine Distanz von 347 Kilometern.

Pro Waggon können netto etwa 58 Tonnen CO₂ transportiert werden, wobei ein Standardzug aus 24 Waggons besteht. Die Taktzeit für eine vollständige Hin- und Rückfahrt, einschließlich Be- und Entladung, beträgt etwa sechs Tage. Dies bedeutet, dass unter optimalen Bedingungen 14 Züge pro Woche verkehren könnten, was zur erwähnten maximalen Jahreskapazität führt.

Emissionen und Umweltaspekte

Ein zentraler Aspekt der Studie sind die Emissionen, die durch den CO₂-Transport selbst verursacht werden. Pro transportierter Tonne CO₂ entstehen auf der Strecke Leuna-Hamburg rund 5,7 Kilogramm CO₂. Dieser Wert muss jedoch durch die Emissionen der sogenannten „ersten und letzten Meile“, also der Transportabschnitte, die meist mit Diesellokomotiven zurückgelegt werden, ergänzt werden.

Ergebnisse und Ausblick

Die Studie zeigt, dass der CO₂-Transport per Eisenbahn zwar grundsätzlich machbar ist, jedoch durch die begrenzten Kapazitäten des deutschen Schienennetzes an seine Grenzen stößt. Ein vollständiger Ausbau der Infrastruktur wäre notwendig, um das Potenzial des Schienenverkehrs voll auszuschöpfen. Dennoch stellt die Schiene eine effiziente und vergleichsweise umweltfreundliche Transportmöglichkeit für CO₂ dar, die im Rahmen eines integrierten Logistikkonzepts berücksichtigt werden sollte. In ökonomischer Sicht würde die Realisierung allerdings bedeuten, dass zwei parallele Infrastrukturen (Pipeline und Terminals) für eine Teilmenge des emittierten CO₂ aufgebaut werden müssten.

3.2.5 CO₂-PipelineTransport: Herausforderungen und Chancen für die Infrastruktur

Für den Transport von großvolumigem CO₂ im Binnenland stellt der Pipeline-Transport die einzige wirtschaftlich und kapazitätstechnisch tragfähige Lösung dar. Alternativen wie Bahn, LKW oder Schiffstransport sind signifikant teurer und können die notwendigen Transportvolumina nicht effizient abdecken. Angesichts des steigenden Bedarfs an CO₂-Logistik ist der Fokus auf die Entwicklung und den Ausbau von Pipeline-Netzen unerlässlich.

Erdgasleitungen nur eingeschränkt nutzbar

Obwohl bestehende Erdgasleitungen als mögliche Infrastruktur für den CO₂-Transport in Betracht gezogen werden könnten, ist deren Einsatz nur sehr bedingt möglich. Der Großteil der derzeit verfügbaren Trassen ist bereits für das Wasserstoffkernnetz reserviert, was die Verfügbarkeit für CO₂-Transporte einschränkt. Zudem sind Erdgasleitungen nicht für den Transport von flüssigem CO₂ geeignet, da dieser einen höheren Druck erfordert und die Mindestwandstärke der Leitungen entsprechend angepasst werden müsste.

3.2.5.1 *Sammelnetz*

Für das geplante Sammelnetz wurde im Projekt der Zwischenspeicher in Bad Lauchstädt als zentraler Zielpunkt festgelegt. Hintergrund für diese Entscheidung war, dass dort das CO₂ je nach zeitlicher Anforderung entweder zwischengespeichert oder für den Weitertransport im sogenannten Backbone-Netzwerk verdichtet werden kann. Ziel war es, den Betrieb flexibel zu gestalten und technische Herausforderungen zu bewältigen.

Der Trassenverlauf der Leitung wurde sorgfältig geplant, um technische und ökologische Hindernisse zu vermeiden. Besonders anspruchsvolle Querungen, die bautechnisch kaum oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand realisierbar wären, sollen vermieden werden. Dabei wurde der Leitungsverlauf so geradlinig wie möglich zwischen Anfangs- und Endpunkt gestaltet, um eine effiziente und wirtschaftliche Lösung sicherzustellen und gleichzeitig die Auswirkungen auf die Umwelt zu minimieren.

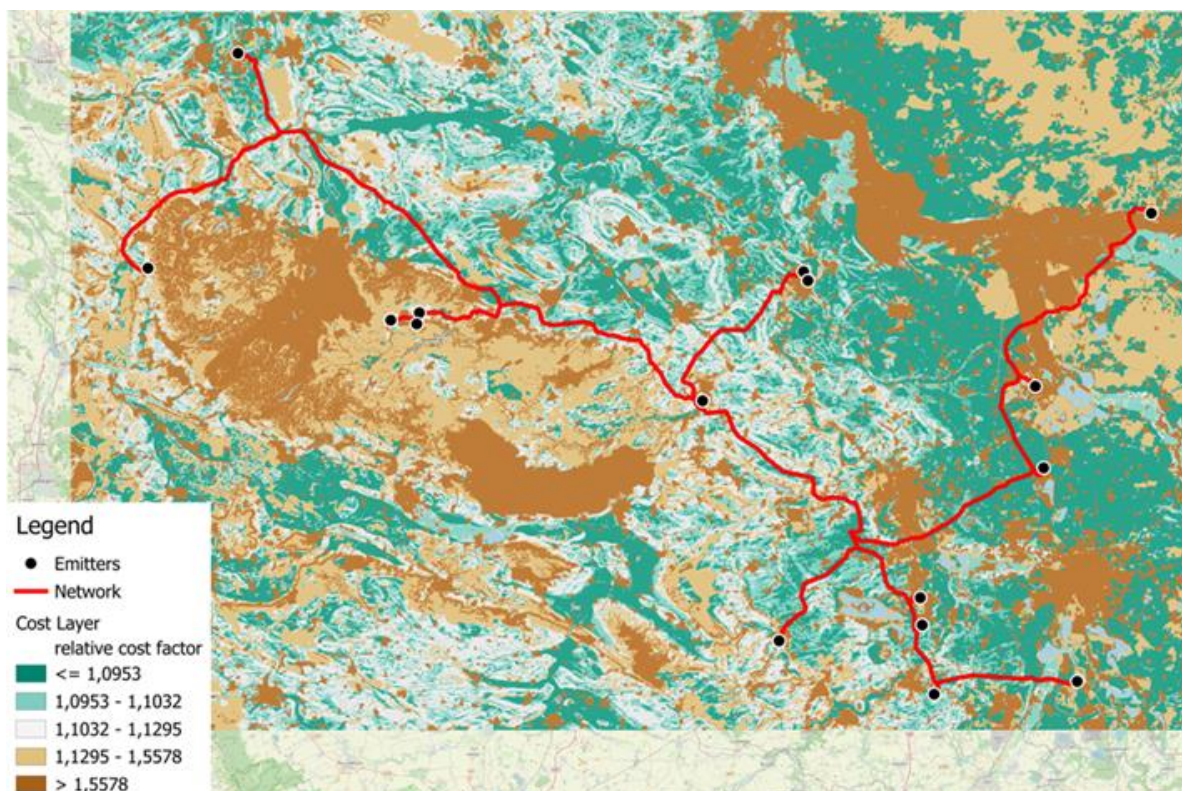
Die Planung berücksichtigt dabei eine Umgehung von Gebieten mit hohem Raumwiderstand, wie etwa dicht besiedelte Gebiete, festgelegte Rohstoffabbaugebiete, Naturschutzgebiete, Naturdenkmäler und Geotope. Diese Bereiche wurden bewusst ausgespart, um Konflikte und zusätzliche Belastungen zu vermeiden.

Auch Gebiete, die mit einem höheren Genehmigungsaufwand verbunden sind, wurden besonders berücksichtigt. Dazu zählen Wasserschutzgebiete, FFH-Gebiete (Fauna-Flora-Habitat), Biotopie, die nach § 30 des Bundesnaturschutzgesetzes geschützt sind, sowie Wälder. Hier ist ein besonderes Augenmerk auf die Einhaltung der rechtlichen Vorgaben und den Schutz dieser sensiblen Gebiete gelegt worden.

Der Grundsatz der Trassenbündelung, wie er im Landesentwicklungsplan festgelegt ist, wurde ebenfalls in die Planung integriert. Dadurch wird die Leitung möglichst entlang bestehender Infrastruktur, wie Verkehrswegen oder anderen Versorgungsleitungen, geführt, um den zusätzlichen Flächenbedarf so gering wie möglich zu halten.

Wo immer es möglich war, orientierte sich der Leitungsverlauf an Flurstücksgrenzen und landwirtschaftlichen Wegen. Diese Herangehensweise trägt dazu bei, die Auswirkungen auf die Agrarstruktur und die landwirtschaftliche Nutzung so gering wie möglich zu halten. Insgesamt wurde der Leitungsverlauf so gestaltet, dass sowohl Effizienz als auch Umweltverträglichkeit optimal berücksichtigt werden.

Abbildung 4 zeigt den resultierenden Verlauf des Sammelnetzes:



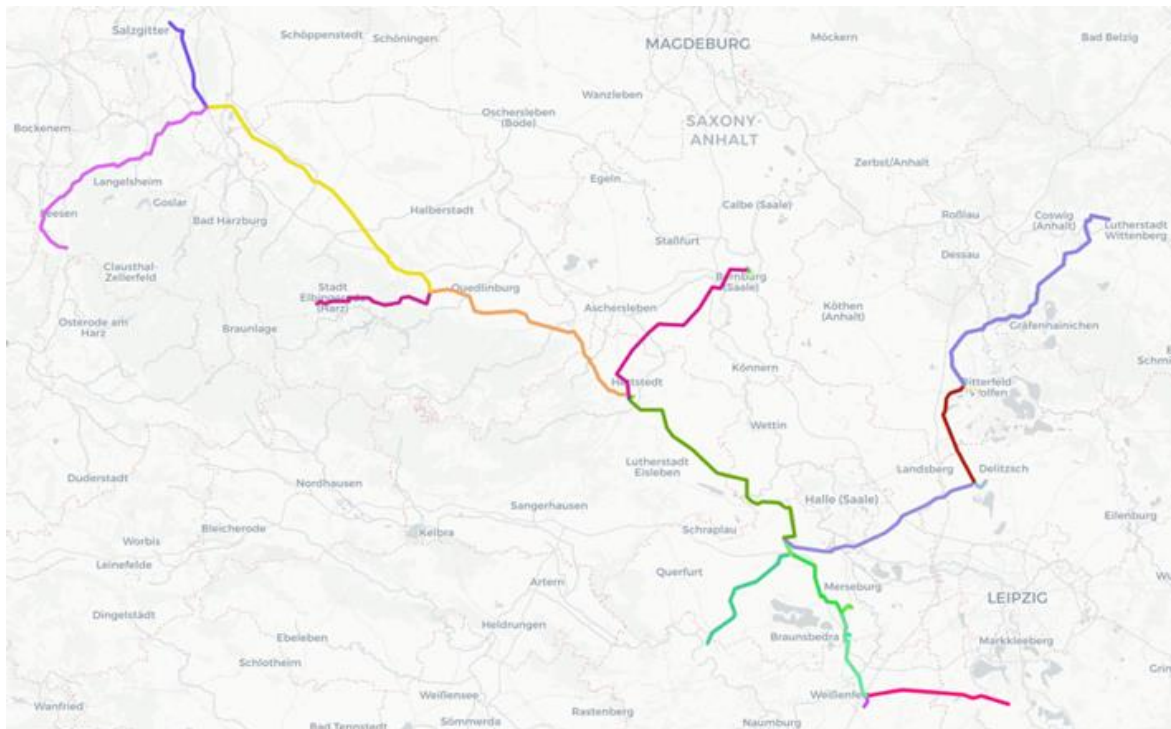


Abbildung 4: Verlauf und relative Kosten des Sammelnetzwerks.

3.2.5.2 Transportnetz

Planung des Pipelinetransportnetzes

Drei Hauptrouten für die Anbindung des geplanten CO₂-Sammelpunktes am möglichen Zwischenspeicher in Bad Lauchstädt wurden untersucht:

- Richtung Rostock
- Richtung Hamburg
- Richtung Rotterdam über den möglichen Cluster Köln

Dabei wurden verschiedene Trassierungsgrundsätze berücksichtigt, um eine wirtschaftliche, bautechnisch machbare und umweltverträgliche Lösung zu finden.

3.2.5.3 Trassierungsgrundsätze

Trassenbündelung: Neu geplante Leitungen sollen möglichst parallel zu bestehenden Trassen verlaufen, um die Eingriffe in Natur und Landschaft sowie die dingliche Belastung von Grundstücken zu minimieren.

Umweltschutz: Ökologisch wertvolle Bereiche, wie NATURA-2000-Gebiete, Naturschutzgebiete und Wasserschutzgebiete, werden möglichst umgangen. Querungen von Wasserschutzgebieten der Zone I sind zu vermeiden, um die Trinkwassergewinnung nicht zu gefährden.

Siedlungsgebiete: Leitungen sollen bevorzugt siedlungsfern verlaufen, um den Schutz der Bevölkerung zu gewährleisten und zukünftige städtebauliche Entwicklungen nicht zu behindern.

Bautechnische Aspekte: Unnötige Querungen von Straßen, Bahnschienen und Fließgewässern sollen vermieden werden, ebenso die Trassenführung durch Hochwassergebiete und Feuchtgebiete, um das Risiko von Unterspülungen und Baukosten zu reduzieren.

Raumwiderstände: Baudenkmale, militärische Anlagen, Rohstoffabbaugebiete und Deponien gelten als Ausschlussflächen, da sie ein besonders hohes Konfliktpotenzial aufweisen.

3.2.5.4 Trassierungsergebnisse

Von den drei anfänglich betrachteten Grobtrassierungen erwiesen sich die Routen nach Rostock und Hamburg als praktikabel. Die Anbindung an Rotterdam über Köln erwies sich aufgrund der geologischen Gegebenheiten als technisch schwierig und teuer. Insbesondere die Querung von Mittelgebirgen und der damit verbundene erhöhte Kompressionsbedarf sowie die Gefahr von Phasenübergängen des CO₂ in der Pipeline führten dazu, dass diese Trasse nicht weiterverfolgt wurde.

Empfohlene Trassen

Bad Lauchstädt – Stade: Diese Route bietet günstige Verladungsmöglichkeiten und eine bessere Grundstücksverfügbarkeit am Seehafen Stade im Vergleich zu Hamburg.

Bad Lauchstädt – Rostock: Diese Trasse beinhaltet auch eine mögliche Anbindung an den Industriestandort Eisenhüttenstadt und andere Emittenten im Raum Berlin/Brandenburg

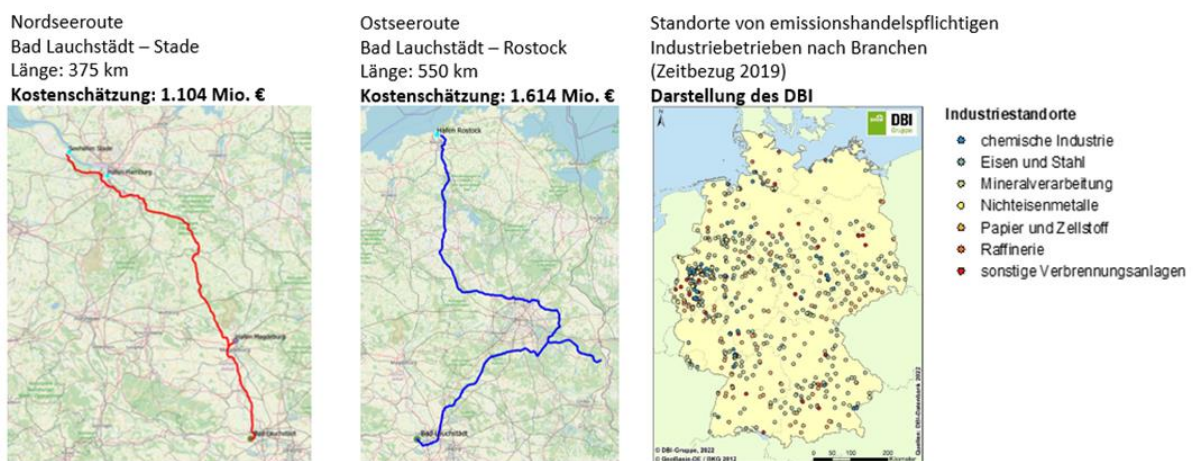


Abbildung 5: Vergleich verschiedener Trassenoptionen sowie der abgeschätzten Investitionskosten bei gasförmigem CO₂-Transport und Darstellung potenzieller Emittenten.

Nutzung bestehender Erdgasleitungen

Es wurde untersucht, inwieweit bestehende Erdgasleitungen für den CO₂-Transport umgerüstet werden können. Die neuen Vorgaben des DVGW-Arbeitsblatts C 463 stellen hohe Anforderungen an die Druckfestigkeit und Wandstärken der Leitungen, insbesondere bei flüssigem CO₂-Transport.

Gespräche mit Fernleitungsnetzbetreibern ergaben, dass viele bestehende Erdgasleitungen für den künftigen Wasserstofftransport vorgesehen sind, weshalb ihre Nutzung für den CO₂-Transport begrenzt ist.

Kostenschätzung und Zeitrahmen

Die Trasse nach Hamburg, die später auf den Hafen Stade erweitert wurde, stellte sich als die wirtschaftlich günstigste Option heraus. Es wurde eine Grobkostenschätzung auf Basis des Netzentwicklungsplans Gas 2020–2030 durchgeführt, die neben den Baukosten auch die Kosten für Sonderbauwerke wie Düker und Bahnquerungen berücksichtigt. Die Trassenplanung und Kostenschätzung basierten auf einem gasförmigen CO₂-Transport und einer Dimensionierung für einen Betriebsdruck von 70 bar, um zukünftige Sicherheitsanforderungen zu erfüllen. Die Kosten werden später zusammen mit den Kosten für Zwischenspeicherung und Sammelnetzwerk dargestellt.

Schlussfolgerung und Handlungsempfehlungen

Die Umsetzung eines umfassenden CO₂-Transportnetzwerks erfordert erhebliche Investitionen sowie klare rechtliche Rahmenbedingungen. Die Nutzung bestehender Infrastrukturen sollte wo möglich bevorzugt werden. Für den Transport von CO₂ in flüssiger Form sind neue Leitungen erforderlich. Ein diskriminierungsfreier Zugang zur Infrastruktur sowie eine internationale Kooperation werden entscheidend sein, um die Transformationsziele zu erreichen und Mitteldeutschland zu einem wichtigen Knotenpunkt im europäischen CO₂-Netzwerk zu entwickeln.

3.2.6 Technische Ausarbeitung des Untergrundspeichers (UGS) im Rahmen des Projekts

Im Rahmen des Projektes wurden die technischen Parameter für den Betrieb eines Untergrundspeichers sowohl untertägig als auch obertägig detailliert ausgearbeitet. Dies umfasste unter anderem:

Berechnung der Ein- und Ausspeicherleistungen: Festlegung der maximal möglichen Raten für die Einspeicherung (Injektion) und Ausspeicherung von CO₂.

Optimierung von Druck- und Temperaturverhältnissen: Detaillierte Analyse des Druck-, Temperatur- und Phasenverhaltens im Speichersystem zur Optimierung der Betriebsdrücke und Vermeidung unerwünschter Phasenübergänge.

Entwicklung eines Betriebskonzeptes: Erstellung eines Schemas für den Betrieb, die Solung (Aushöhlung der Kaverne) und die initiale Gasbefüllung.

Festlegung des Anlagenkonzeptes:

- Bestimmung der Technologien und Parameter für die CO₂-Aufbereitung.
- Dimensionierung der CO₂-Injektion und der Verdichter.
- Definition der benötigten Hauptkomponenten für den Untergrundspeicher.
- Erstellung eines grundlegenden Anlagenlayouts.

Zusammenfassung der technischen Parameter:

Der Arbeitsdruck der Kaverne beträgt zwischen 140 und 80 bar am Leitungsanschluss (LCCS). Der Mindestdruck wurde auf 80 bar angehoben, um bei der Ausspeicherung den Phasenübergang in den flüssigen Zustand zu vermeiden und im gasförmigen Zustand auszuspeisen. Der Verdichter muss in der Lage sein, einen Ausgangsdruck von 63,5 bis 110 bar (+5 bar Reserve) bereitzustellen.

Bei der Ausspeicherung treten Bohrungskopfdrücke von 55,85 bis 95 bar auf. Daher müssen die Rohrleitungen des obertägigen Anlagensystems (OTA) für Drücke bis zu 115 bar ausgelegt werden.

Eine Kaverne reicht aus, um die benötigte Speicherkapazität und die erforderlichen Einspeicher- und Ausspeicherraten abzudecken:

- Im Regelbetrieb beträgt die Einspeicherrate 100 t/h (entspricht 51.000 Nm³/h).
- Die Ausspeicherrate liegt bei 200 t/h (entspricht 102.000 Nm³/h).
- Im Druckbereich von 140 bis 120 bar kann die Ausspeicherrate mit einer Kaverne abgedeckt werden. Bei einem Druckbereich von 120 bis 80 bar muss die Ausspeicherrate auf 90.000 Nm³/h reduziert werden, wodurch theoretisch zwei Kavernen benötigt würden.

3.2.6.1 Technische Prüfung des Kavernendesigns aus Betreibersicht

Die im Projekt ermittelten technischen Parameter des Kavernendesigns wurden aus Betreibersicht geprüft und als stimmig bewertet. Es wird jedoch angemerkt, dass die tief liegende Kaverne am Standort Bad Lauchstädt aus betrieblicher Sicht nicht optimal ist. Um mögliche kritische Phasenübergänge zu vermeiden und die Speichermenge an CO₂ zu vergrößern, sollte in einer späteren Projektphase überprüft werden, ob weniger tief gelegene Kavernen ein niedrigeres Risiko für Phasenübergänge bieten.

3.2.6.2 Obertägiges Anlagendesign (OTA)

Die Untersuchungen des DBI führten zu folgenden Erkenntnissen für das oberirdische Anlagenlayout:

- Kavernenanzahl: Im Regelbetrieb wird nur eine Kaverne benötigt, um die folgenden Einspeicher- und Ausspeicherraten zu gewährleisten:
- Einspeicherung: 50.923,3 Nm³/h.
- Ausspeicherung: 101.846,6 Nm³/h bis zu einem Kavernendruck von 120 bar.
- Notwendigkeit weiterer Kavernen: Sollten während Wartungsarbeiten an der Pipeline volle Einspeicherraten von 669,7 t/h (entspricht 341.033,35 Nm³/h) erforderlich sein, werden vier Kavernen benötigt. Für die Ausspeicherung bei Drücken unterhalb von 120 bar wären zwei Kavernen notwendig. Diese Kapazitätsanforderungen beziehen sich auf die Raten und nicht auf die tatsächliche Speicherkapazität, die ausreichend vorhanden ist.
- Verdichtungssystem: Ein Verdichter wird für die CO₂-Injektion immer benötigt. Für die Ausspeicherung ist keine Rückverdichtung erforderlich, da der Untergrundspeicher keinen Kreisbetrieb vorsieht.

3.2.6.3 Zusammenfassung und Empfehlungen

Die detaillierte Planung des Untergrundspeichers und der obertägigen Infrastruktur zeigt, dass das vorgesehene System mit einer Kaverne grundsätzlich die Anforderungen an eine sichere Einspeicherung und Ausspeicherung erfüllt. Zur Absicherung der betrieblichen Flexibilität sollten jedoch weitere Planungen für zusätzliche Kavernen und Anlagenoptionen erfolgen.

3.2.7 Zusammenfassung und Kostenschätzung des Gesamtsystems

Tabelle 3 gibt einen detaillierten Überblick über die Kosten und Kapazitäten der verschiedenen Komponenten eines CO₂-Transport- und Speichersystems in Mitteldeutschland. Die wichtigsten Bestandteile des Systems umfassen die CO₂-Abscheidung und -Kompression, das Sammelnetz, die Zwischenspeicherung sowie das Backbone-Netz, einschließlich der Kompressionseinrichtungen. Jede dieser Komponenten spielt eine entscheidende Rolle für die erfolgreiche Umsetzung der CO₂-Reduktionsziele in der Region.

3.2.7.1 CO₂-Abscheidung und -Kompression

Die CO₂-Abscheidung und -Kompression ist der kostenintensivste Teil des Systems. Für eine jährliche Menge von 5 Millionen Tonnen CO₂ (5 Mio. t/a) und eine benötigte Verdichterleistung von 22,7 MW belaufen sich die jährlichen Gesamtkosten (Annuitäten) auf 406,2 Millionen Euro. Der spezifische Kostenaufwand beträgt 95 Euro pro Tonne CO₂. Dies zeigt, dass die Abscheidung und Kompression eine erhebliche finanzielle Belastung darstellen, jedoch auch das größte Potenzial zur direkten Reduktion der Emissionen bieten. Eine mögliche Effizienzsteigerung in diesem Bereich könnte daher einen wesentlichen Beitrag zur Senkung der Gesamtkosten leisten.

Komponente	Größe	Annuität Mio €/a	Spez. Annuität €/t
Abscheidung + Kompression	5 Mio.t/a 22,7 MW	406,2 36,2	88,5
Sammelnetz	431 km, 25 bar	32,7	6,5
Zwischenspeicher	156.000 t CO ₂	14,0	2,8
Backbone + Kompression	370 km, DN 1000, 14.4 MW	38,2 23,2	7,6

Tabelle 3: Spezifische Kosten für CO₂-Abscheidung und Transport

3.2.7.2 Sammelnetz

Das Sammelnetz umfasst eine Länge von 431 Kilometern und arbeitet mit einem Druck von 25 bar. Die jährlichen Betriebskosten belaufen sich auf 32,7 Millionen Euro, was zu spezifischen Kosten von 6,5 Euro pro Tonne CO₂ führt. Dieses Netzwerk dient dazu, das abgeschiedene CO₂ aus verschiedenen Quellen zu sammeln und es für die Weiterleitung zur Zwischenlagerung oder endgültigen Speicherung vorzubereiten. Die geringen spezifischen Kosten im Vergleich zur Abscheidung verdeutlichen, dass das Sammelnetz eine kosteneffiziente Methode zur Bündelung und Weiterleitung von CO₂ ist.

3.2.7.3 Zwischenspeicherung

Die Zwischenspeicherung von CO₂ ist ein wesentlicher Bestandteil des Gesamtsystems, um eine flexible und kontinuierliche Abscheidung und Nutzung zu ermöglichen. Die Kapazität des Speichers beträgt 156.000 Tonnen CO₂. Die jährlichen Kosten belaufen sich auf 14 Millionen Euro, was spezifische Kosten von 2,8 Euro pro Tonne ergibt. Diese niedrigen Kosten unterstreichen die wirtschaftlichen Vorteile der Zwischenspeicherung, die es ermöglicht, saisonale oder kurzfristige Schwankungen in der CO₂-Emission oder -Abnahme auszugleichen. Damit wird die Versorgungssicherheit der nachgelagerten Prozesse wie der CO₂-Nutzung (CCU) oder Speicherung (CCS) erhöht.

3.2.7.4 Backbone-Netz und Kompression

Das Backbone-Netz ist das Rückgrat des CO₂-Transportsystems und hat eine Länge von 370 Kilometern. Es ist auf einen gasförmigen CO₂-Transport und einen Nenndruck von 30 bar ausgelegt und erfordert eine Kompressionsleistung von 14,4 MW. Die jährlichen Kosten für den Betrieb und die Instandhaltung belaufen sich auf insgesamt 38,2 Millionen Euro, wobei spezifische Kosten von 7,6 Euro pro Tonne CO₂ entstehen. Das Backbone-Netz ermöglicht den effizienten Transport des abgeschiedenen CO₂ in die Regionen, in denen es entweder gespeichert oder weiterverarbeitet werden kann.

3.2.7.5 Rahmenbedingungen der Kostenschätzung

Die zuvor beschriebene Kostenstruktur für das CO₂-Transport- und Speichersystem in Mitteldeutschland basiert auf mehreren wichtigen Parametern, die in der ergänzenden Tabelle detailliert dargestellt werden. Diese Parameter sind entscheidend, um eine präzise Kostenabschätzung über den gesamten Projektzeitraum hinweg zu ermöglichen.

Parameter	Wert
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Jährliche CO ₂ -Menge	5 Mio.t
Zinsfaktor	5,00 %
Preisänderungsfaktor	2,00 %
Stromkosten (1. Jahr)	0,12 €/kWh

Tabelle 4: Rahmenbedingungen der Kostenschätzung

Grundlegende Parameter

Betrachtungszeitraum: Das Projekt ist auf einen langfristigen Zeitraum von 20 Jahren ausgelegt. Diese langfristige Planung ermöglicht eine stabile und nachhaltige Finanzierung sowie eine präzise Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Infrastrukturmaßnahmen über die gesamte Lebensdauer des Projekts.

Jährliche CO₂-Menge: Pro Jahr sollen 5 Millionen Tonnen CO₂ abgeschieden und transportiert werden. Diese Menge bildet die Grundlage für die Dimensionierung der gesamten Infrastruktur, einschließlich der Abscheidungs- und Kompressionseinrichtungen, des Sammelnetzes, der Zwischenspeicher und des Backbone-Netzes.

Zinsfaktor: Für die Finanzierung des Projekts wird ein Zinsfaktor von 5 % zugrunde gelegt. Dieser Wert beeinflusst die Kapital- und Finanzierungskosten und ist ein wesentlicher Bestandteil der Gesamtkostenberechnung.

Preisänderungsfaktor: Über die 20-jährige Laufzeit des Projekts wird ein Preisänderungsfaktor von 2 % angenommen. Dies bedeutet, dass die Kosten für Betrieb, Wartung und Energie jährlich um diesen Faktor steigen. Diese Annahme ist wichtig, um eine realistische Prognose der langfristigen Betriebskosten zu gewährleisten.

Stromkosten (1. Jahr): Für das erste Jahr werden Stromkosten von 0,12 Euro pro Kilowattstunde (kWh) veranschlagt. Da die Abscheidung und Kompression von CO₂ erhebliche Energiemengen erfordert, spielen die Stromkosten eine entscheidende Rolle bei der Kalkulation der Betriebskosten. Diese Kostenbasis wird in den Folgejahren entsprechend dem Preisänderungsfaktor angepasst.

3.2.7.6 Ergänzung zur Gesamtkostenanalyse

Unter Berücksichtigung dieser Parameter können die spezifischen Kosten pro Tonne CO₂ in den einzelnen Komponenten detaillierter bewertet werden. Beispielsweise zeigt die Tabelle 3, dass die Abscheidung und Kompression pro Tonne CO₂ 95 Euro kosten. Diese Kosten sind stark von den Stromkosten abhängig, da die Abscheidung und Kompression energieintensive Prozesse sind. Steigen die Stromkosten in den Folgejahren, so erhöhen sich auch die spezifischen Kosten für diese Komponenten entsprechend.

Die langfristige Betrachtung über 20 Jahre ermöglicht es, die Rentabilität der Investition besser zu bewerten. Der Zinsfaktor von 5 % reflektiert hierbei die Finanzierungskosten, während der Preisänderungsfaktor die zu erwartenden jährlichen Kostensteigerungen abbildet. Zusammen bieten diese Parameter eine fundierte Grundlage für die Planung und finanzielle Bewertung des Projekts.

Insgesamt zeigt die Kombination dieser Parameter und der in der Tabelle 3 dargestellten Kostenstruktur, dass eine sorgfältige Planung und langfristige Absicherung notwendig sind, um die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit des CO₂-Transport- und Speichersystems in Mitteldeutschland sicherzustellen. Durch gezielte Fördermaßnahmen und eine stabile Finanzierung kann das Projekt einen bedeutenden Beitrag zur Reduzierung der CO₂-Emissionen leisten und die Region auf dem Weg zu einer klimaneutralen Industrie unterstützen.

3.2.7.7 Zusammenfassung

Die Beispielrechnung zeigt, dass die Gesamtkosten für die Abscheidung, den Transport und die Bereitstellung von CO₂ bis zur Küste bei etwa 113 Euro pro Tonne CO₂ liegen. Diese Summe umfasst alle wesentlichen Prozessschritte, angefangen bei der Abscheidung des CO₂ aus industriellen Prozessen über die erforderliche Kompression und den Transport bis hin zur Anlieferung an die Küste.

Der genannte Betrag stellt somit eine umfassende Kostenschätzung dar, die als Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung und Planung weiterer Projekte im Bereich der CO₂-Reduktion und -Nutzung dienen kann.

Die Beispielrechnung schließt nicht die Kosten für den Seetransport und die Einlagerung des CO₂ ein. Diese Kosten waren nicht Bestandteil der vorliegenden Studie.

Die detaillierte Analyse der einzelnen Komponenten zeigt, dass insbesondere die CO₂-Abscheidung und -Kompression mit Abstand den größten Kostenfaktor darstellen. Dies macht deutlich, dass in diesem Bereich besonderes Augenmerk auf Forschung und Entwicklung gerichtet werden sollte, um die Effizienz zu steigern und die Kosten zu senken. Das Sammelnetz und das Backbone-Netz hingegen bieten eine solide Grundlage für eine wirtschaftliche CO₂-Logistik, während die Zwischenspeicherung eine kostengünstige Möglichkeit zur Flexibilisierung des Gesamtsystems darstellt.

Es muss aber festgehalten werden, dass die Kosten für den Transport von CO₂ aus dem Raum Mitteldeutschland verhältnismäßig hoch sind, da hier relativ geringe Mengen über große Distanzen transportiert werden müssen.

3.2.8 Carbon Footprint Analyse zur Bewertung der CCS-Prozesskette

Ziel der Carbon Footprint Analyse im Rahmen des Projekts „CapTransCO₂“ ist es, eine erste grobe Einschätzung der CO₂-Einsparpotenziale durch die Anwendung von Carbon Capture and Storage (CCS) zu erhalten. Dabei wird der gesamte Lebenszyklus des abgeschiedenen CO₂ vom Ort der Abscheidung bis hin zur finalen Speicherung unter Einsatz der Life-Cycle-Assessment (LCA)-Software bewertet. Diese Analyse ist insbesondere für Unternehmen im Energiesektor sowie für Industriezweige mit hohen prozessbedingten CO₂-Emissionen von Interesse. Sie liefert eine wichtige Grundlage für die Berechnung der CO₂-Vermeidungskosten und unterstützt Entscheidungsträger dabei, die Potenziale und Herausforderungen der CCS-Technologie besser zu verstehen.

3.2.8.1 Rahmenbedingungen der Analyse

Die Untersuchung erfolgt nach den Standards der DIN EN ISO 14040 und 14067, die die Anforderungen an eine systematische Erfassung und Bewertung des Kohlenstoff-Fußabdrucks festlegen. Die Analyse bezieht sich ausschließlich auf das abgeschiedene und transportierte CO₂ und beginnt nach der Abscheidung des CO₂. Der Fokus liegt auf der Darstellung der gesamten Prozesskette vom Sammelnetzwerk über die Zwischenspeicherung bis hin zum Weitertransport des CO₂ in der Region Mitteldeutschland.

Festlegung des Untersuchungsrahmens

Die Bewertung umfasst alle relevanten Prozessschritte innerhalb Deutschlands, wobei der deutsche Strommix als Grundlage für die Berechnungen verwendet wird. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich über mehrere Dekaden, um die Entwicklungen des Strommixes in den Jahren 2030, 2040 und 2050 in die Analyse einzubeziehen.

Die Analyse konzentriert sich dabei auf den Betrieb der Anlagen. Aspekte wie der Bau, die Herstellung oder der Rückbau der Anlagen bleiben außen vor, um eine klare Fokussierung auf die operative Phase zu gewährleisten.

Relevanz und Ausblick

Diese erste grobe Einschätzung des Kohlenstoff-Fußabdrucks der CCS-Prozesskette dient dazu, mögliche CO₂-Einsparungen und die ökologischen Vorteile der Technologie aufzuzeigen. Sie bietet eine wertvolle Entscheidungsgrundlage für die Weiterentwicklung von CCS-Projekten und die langfristige Planung einer nachhaltigen CO₂-Reduzierung. Die Ergebnisse der Studie sollen dazu beitragen, dass Unternehmen und politische Entscheidungsträger fundierte Strategien zur Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele entwickeln können.

3.2.8.2 Haupterkenntnisse und Interpretation der Carbon Footprint Analyse

Die Carbon Footprint Analyse zeigt, dass die Anwendung von Carbon Capture and Storage (CCS) in allen untersuchten Szenarien zu einer deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen im Vergleich zur direkten Emission führt. Dies bedeutet, dass CCS einen positiven Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen leisten kann.

Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass einige Aspekte, wie der Transport per Schiff zur dauerhaften Speicherung im geologischen Untergrund, die eigentliche Speicherung sowie Teile des Anlagenbaus und des späteren Rückbaus, in dieser Analyse nicht berücksichtigt wurden. Eine vollständige Betrachtung, die all diese Elemente einbezieht, könnte zu einem höheren Kohlenstoff-Fußabdruck führen.

Ergebnisse der Szenarien

Im Szenario mit dem Strommix von 2030 liegt der Kohlenstoff-Fußabdruck bei 0,26 kg CO₂e pro kg abgeschiedenem CO₂. Dabei entfallen 49 % der Emissionen auf die CO₂-Abscheidung und -Aufbereitung, 36 % auf die Verdichtung an den Emissionsquellen und 14 % auf die Verdichtung im Haupttransportnetz („Backbone“). Alle weiteren Elemente der Wertschöpfungskette tragen lediglich 1 % zur Gesamtbelastung bei.

Das Szenario mit dem geringsten CO₂-Fußabdruck nutzt ausschließlich Strom aus Photovoltaik (PV) und weist einen Wert von 0,17 kg CO₂e pro kg abgeschiedenem CO₂ auf. Dies verdeutlicht, wie stark der Strommix und die energieintensiven Prozesse innerhalb der Wertschöpfungskette die Gesamtemissionen beeinflussen.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 6 zusammengefasst.

Zukunftsprognose

Prognosen zeigen, dass die Emissionsintensität des deutschen Strommixes in den kommenden Jahren weiter sinken wird, was die Emissionen in allen energieintensiven Prozessen deutlich reduzieren könnte.

Dies ist ein positiver Ausblick für die Nutzung von CCS-Technologien, da sich deren Klimabilanz mit einem grüneren Strommix weiter verbessern wird.

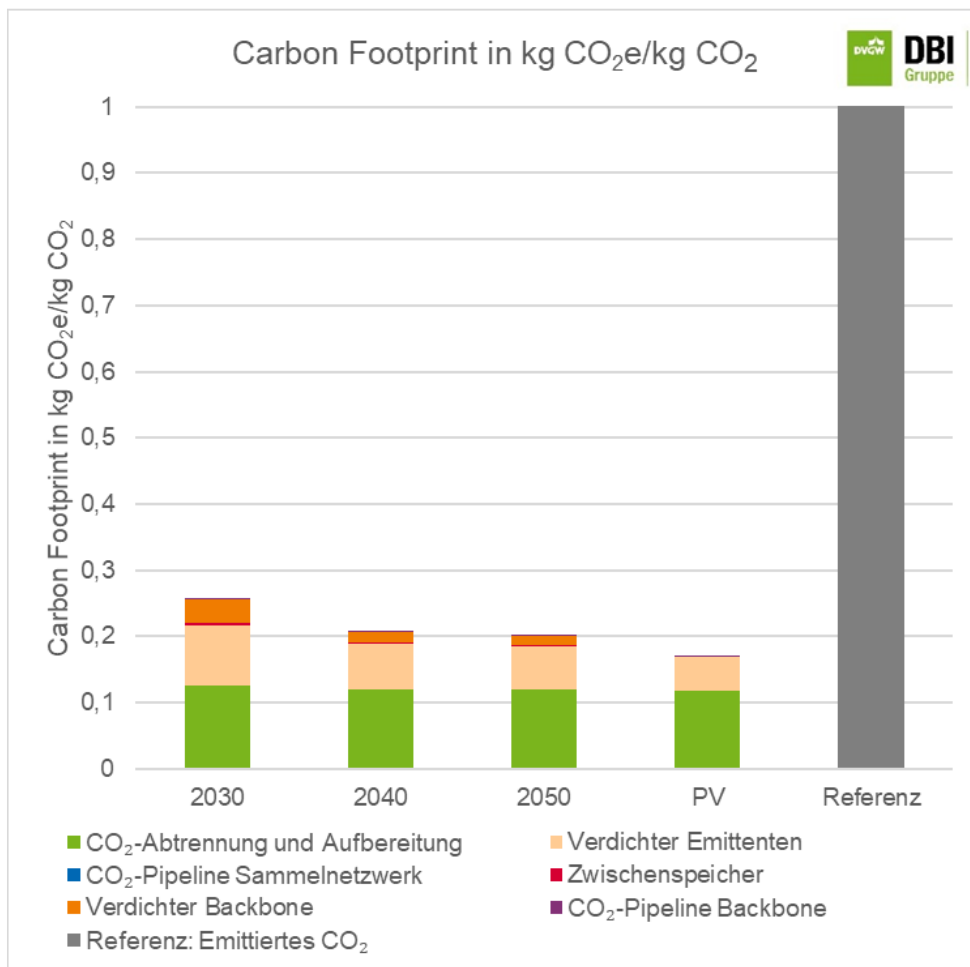


Abbildung 6: Carbon Footprint in kg CO₂e/kg CO₂ am Ende der Wertschöpfungskette

3.2.9 Regulatorisches Umfeld

3.2.9.1 National

Im Rahmen dieses Arbeitspakets hat die Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) ein Gutachten erstellt, das die rechtlichen Unklarheiten und Lücken im aktuellen deutschen Regulierungsrahmen für den CO₂-Transport und die -Speicherung beleuchtet. Das zentrale Regelwerk ist das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (KSpG). Es zeigt sich jedoch, dass viele Aspekte des CO₂-Transports und der Speicherung nicht ausreichend geregelt sind, was zu erheblicher Rechtsunsicherheit führt. Nach Zustimmung aller Projektpartner haben wir das Gutachten auf unserer Internetpräsenz unter: <https://www.vng.de/sites/default/files/2023-08/Gutachten-Rechtsfragen-Aufbau-Betrieb-CO2-Leitungsinfrastruktur-in-Dtl.pdf> auch öffentlich zugänglich gemacht.

Zentrale Herausforderungen im KSpG

Das KSpG enthält keine Definitionen für wesentliche Begriffe wie „Kohlendioxidnetze“ und „Betreiber von Kohlendioxidnetzen“. Auch fehlen Rechtsverordnungen, die beispielsweise die technischen und wirtschaftlichen Anforderungen für den Anschluss an CO₂-Leitungsnetze festlegen. Zudem fehlen klare Vorgaben für die Errichtung und den Betrieb von CO₂-Leitungen. Das Gesetz bezieht sich ausschließlich auf den Transport von CO₂ zu Lagerstätten im Rahmen von CCS-Projekten (Carbon Capture and Storage) und schließt den Transport für die Nutzung im Rahmen von CCU-Projekten (Carbon Capture and Utilization) aus. Angesichts der wachsenden Bedeutung von CCU-Projekten ist eine Erweiterung des Gesetzes erforderlich.

Abgrenzung zu anderen Energiemärkten

Ein weiteres Problem liegt in der unterschiedlichen Marktstruktur von CO₂-Netzen im Vergleich zu Erdgas- oder Wasserstoffnetzen. Eine Übernahme aller regulatorischen Vorschriften aus dem Energiemarkt könnte zu einer Überregulierung des CO₂-Marktes führen. Das könnte insbesondere in frühen Entwicklungsstadien des Marktes ineffizient sein und Investitionen behindern. Beispielsweise könnten zu strenge Entflechtungsvorgaben Investitionen erschweren.

Ergänzungsbedarf außerhalb des KSpG

Auch außerhalb des KSpG besteht Handlungsbedarf: CO₂-Leitungen werden nicht von der Raumordnungsverordnung (RoV) erfasst, da sie in § 1 der RoV nicht erwähnt werden. Dieser Paragraph sollte um CO₂-Leitungen ergänzt werden, da sie eine überregionale Bedeutung haben und räumliche Planungen beeinflussen. Zudem sollte das Genehmigungsverfahren vereinfacht werden, indem statt der aufwändigen Planfeststellung eine Plangenehmigung ermöglicht wird.

Diskussion der Ergebnisse

Die Ergebnisse des Gutachtens wurden in einem Workshop am 23. Januar 2023 mit Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) in Berlin erörtert. In einem aktuellen Referentenentwurf des BMWK zur Änderung des KSpG wurden viele der angesprochenen Lücken aufgegriffen.

Weitere Transportoptionen und Zwischenspeicherung

Neben der Pipeline-Option wurden auch Gutachten zu Bahn- und Schiffstransport sowie zur temporären unterirdischen Speicherung erstellt. Der Transport von CO₂ auf der Schiene oder per Schiff unterliegt dem Gefahrgutrecht und ist unter bestimmten Auflagen möglich. Die Kapazitäten dieser Transportmittel sind jedoch begrenzt und decken dadurch nur einen geringen Teil der Emissionen ab, was sie im Vergleich zur Pipeline-Lösung weniger effizient macht.

Temporäre unterirdische Speicherung von CO₂

Die temporäre Speicherung von CO₂ im Untergrund fällt unter das Bundesberggesetz (BBergG) und ist möglich, wenn das Gebirge als natürliche Barriere fungiert. Hierbei handelt es sich um eine befristete Aufbewahrung mit dem Ziel einer späteren Wiederverwendung. Das KSpG hingegen regelt die dauerhafte Speicherung. Eine Anpassung des Gesetzesrahmens, um auch temporäre Speichermöglichkeiten zu berücksichtigen, wäre sinnvoll.

Zusammenfassung und Handlungsbedarf

Die Analyse zeigt, dass rechtlicher Anpassungsbedarf besteht, um den Weg für eine effektive CO₂-Infrastruktur in Deutschland zu ebnen. Die Empfehlungen des Gutachtens sollten zeitnah umgesetzt

werden, um Investitionssicherheit zu schaffen und die angestrebten Klimaziele zu erreichen. Die vorgelegten Gutachten zu alternativen Transportoptionen und zur Zwischenspeicherung bieten eine fundierte Basis, um den Rechtsrahmen entsprechend zu erweitern.

3.2.9.2 *International*

Deutschland ist als Vertragspartei des Londoner Protokolls grundsätzlich verpflichtet, die Bestimmungen des internationalen Abkommens zur Verhinderung der Meeresverschmutzung einzuhalten. Derzeit hat Deutschland jedoch weder die Änderung des Artikels 6 des Protokolls ratifiziert, noch eine vorläufige Vereinbarung mit einem Nachbarstaat getroffen, um den grenzüberschreitenden Transport von CO₂ aus Deutschland für die dauerhafte geologische Speicherung unter dem Meeresboden zu ermöglichen. Dieser Schritt ist jedoch notwendig, um den Export von CO₂ aus Deutschland für die Nutzung in CCS-Projekten (Carbon Capture and Storage) zu ermöglichen und somit die Klimaziele zu unterstützen.

Im vergangenen Jahr wurden bedeutende Fortschritte erzielt: Das Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) hat klare Klimaziele festgelegt und erstmals auch die Rolle der geologischen Speicherung von CO₂ als Technologie zur Erreichung dieser Ziele anerkannt. Zudem wird derzeit in der Bundesregierung über die Ratifizierung der Änderung des Artikels 6 des Londoner Protokolls diskutiert, was eine wichtige Voraussetzung für den grenzüberschreitenden CO₂-Transport ist.

Ein weiterer Meilenstein ist die gemeinsame Absichtserklärung zwischen dem BMWK und Dänemark, die im April 2023 veröffentlicht wurde. Diese Vereinbarung fördert die Zusammenarbeit im Bereich der CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung (CCUS) und schafft eine Grundlage für gemeinsame Projekte und die Nutzung von Speicherkapazitäten im dänischen Untergrund.

Für den Transport von CO₂ in andere EU-Mitgliedstaaten sieht das CCS-Gesetz vor, dass Pipelines zu einem CO₂-Speicher in einem anderen EU-Staat nur dann genehmigt werden, wenn dieser Speicher in Übereinstimmung mit der EU-CCS-Richtlinie errichtet und betrieben wird. Für den Transport von CO₂ per Schiff gibt es hingegen keine solchen Einschränkungen.

Die Ratifizierung der Änderung des Londoner Protokolls und die Anpassung des deutschen Rechtsrahmens sind entscheidende Schritte, um die geologische Speicherung von CO₂ voranzubringen und Deutschland eine aktive Rolle in der europäischen CCS-Strategie zu ermöglichen. Diese Maßnahmen unterstützen nicht nur die nationalen Klimaziele, sondern fördern auch die internationale Zusammenarbeit im Bereich des Klimaschutzes.

3.2.10 Entwicklung einer Transformations-Roadmap für die Implementierung einer CCU/CCS-Strategie in Mitteldeutschland

Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurde eine langfristige Transformations-Roadmap für die Umsetzung einer Strategie zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCU/CCS) in Mitteldeutschland entwickelt. Diese wurde in enger Zusammenarbeit der Projektpartner DBI, TotalEnergies und VNG erarbeitet.

Derzeit besteht in Deutschland keine genehmigte CO₂-Senke, weshalb die Emissionen aus Mitteldeutschland an die Küste transportiert werden müssen, um sie dort in Sequestrationsprojekte

in der Nordsee einzubringen. Stade bietet sich als geeigneter Standort für die Errichtung von Schiffsausfuhranlagen an, die den Weitertransport des CO₂ zu den Sequestrationsstandorten sicherstellen sollen. Die Planung dieser Anlagen hängt von der optimalen Schiffsgröße ab, die sich wiederum nach der Entfernung zum Speicherort richtet.

Für den Transport des CO₂ wird die Errichtung einer Pipeline von Mitteldeutschland zur Nordseeküste empfohlen. Diese Transportart bietet eine hohe Kapazität bei vergleichsweise niedrigen Kosten. Alternativ könnte in einer Übergangsphase der Transport per Bahn genutzt werden, was allerdings aufgrund logistischer Begrenzungen auf etwa eine Million Tonnen CO₂ pro Jahr limitiert ist. Der Transport per Binnenschiff wäre ebenfalls möglich, ist jedoch teurer und erfordert einen erheblichen logistischen Aufwand, da viele Schiffe eingesetzt werden müssten. Eine frühzeitige Einigung zwischen Emittenten, Transporteuren und Speichern über die technischen Anforderungen und Spezifikationen des CO₂ ist entscheidend, um die Entwicklung der Infrastruktur voranzutreiben.

Für die notwendige Zwischenspeicherung reicht die Umrüstung oder Neusolung einer Kaverne aus, um die benötigten Pufferkapazitäten von etwa 156.000 Tonnen CO₂ zu gewährleisten. Dabei muss für eine Neusolung von einer Vorlaufzeit von mindestens sieben Jahren ausgegangen werden. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen werden die spezifischen Kosten für die Umrüstung eines bestehenden Kavernenspeichers auf 2,8 € pro Tonne CO₂ geschätzt.

Die derzeitigen spezifischen Kosten (Abscheidung, Transport und Speicherung) für CO₂ liegen deutlich über den aktuellen und zukünftigen CO₂-Preisen im Rahmen des Emissionshandels (ETS), was sowohl für Infrastrukturbetreiber als auch für Emittenten kaum Anreize für Investitionen in die notwendige Infrastruktur oder in CO₂-Abscheidetechnologien bietet.

Ein Austausch mit anderen Marktteilnehmern zeigte Möglichkeiten einer Kooperation beim Ausbau eines CO₂-Transportnetzes auf. Allerdings stellt ein möglicherweise schrumpfender Markt, bedingt durch die geplante Verringerung des CO₂-Ausstoßes der Industrie und die Abwanderung von Unternehmen aufgrund hoher Energiekosten, eine zusätzliche wirtschaftliche Herausforderung dar. Sollte der ETS-Preis deutlich steigen, aber dennoch nicht ausreichend sein, um Investitionen in Abscheidetechnologien wirtschaftlich attraktiv zu machen, könnte dies zu einer weiteren Marktverkleinerung und somit zu einem höheren unternehmerischen Risiko führen.

Das Gelingen des Aufbaus einer CO₂-Infrastruktur hängt von den politischen Rahmenbedingungen ab, die nicht von den Marktakteuren kontrolliert werden können. Trotzdem sind die Abscheidungs- und Transportkosten für CO₂ aus industriellen Prozessen wirtschaftlich deutlich günstiger als die Abscheidung aus der Luft. Daher ist die direkte Abscheidung am Emissionsort weiterhin die bevorzugte Option.

3.2.10.1 Empfohlene Maßnahmen für Politik und Wirtschaft:

Eine CO₂-Infrastruktur ist entscheidend, um die CO₂-Emissionen durch CCS- und CCU-Projekte signifikant zu senken. Die Machbarkeitsstudie zeigt, dass der Aufbau einer Wertschöpfungskette für CO₂-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung in Mitteldeutschland technisch möglich ist. Doch bevor konkrete Infrastrukturprojekte umgesetzt werden können, müssen die finanziellen Rahmenbedingungen geklärt sein. Es ist entscheidend, dass das Risiko zwischen Staat und Investoren ausgewogen verteilt wird, um die nötige Kapitalmarktfähigkeit der Projekte zu sichern. Da die Investitionen in die CO₂-Infrastruktur in einem schrumpfenden Markt erfolgen – bedingt durch den

schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energien – müssen Überkapazitäten einkalkuliert werden. Diese Überkapazitäten sind notwendig, um anfänglich eine schnelle Reduktion der CO₂-Emissionen zu ermöglichen. Hier könnten verkürzte Abschreibungszeiten eine wirtschaftliche Balance schaffen.

Der rein privatwirtschaftliche Ansatz, wie er in der Carbon Management Strategie (CMS) vorgesehen ist, reicht für die Umsetzung nicht aus. Es besteht daher dringender Anpassungsbedarf. Folgende Bedingungen müssen erfüllt sein:

- **Klare rechtliche Rahmenbedingungen** und deren Umsetzung bis spätestens 2024: Die Carbon Management Strategie muss in Gesetze und Verordnungen überführt werden, um Planungs- und Rechtssicherheit zu schaffen. Dies sollte idealerweise vor der Bundestagswahl 2025 abgeschlossen sein. Ein zentraler Aspekt ist die Ratifizierung des Artikels 6 des Londoner Protokolls, um den internationalen CO₂-Transport zu ermöglichen. Auch die rechtliche Absicherung der temporären Anwendung des Artikels 6 muss vorangetrieben werden.
- **Technische Standards für Pipelines und Gaszusammensetzungen:** Ohne verbindliche technische Regelwerke können Infrastrukturbetreiber keine Entscheidungen über die notwendige Technologie und Materialqualität treffen. Die Erstellung dieser Regelwerke muss sowohl auf nationaler (DVGW) als auch auf europäischer Ebene (CEN) zügig vorangetrieben werden.
- **Diskriminierungsfreier Zugang zu CO₂-Netzen:** Der Zugang zu CO₂-Transportnetzen muss für alle Akteure gewährleistet sein, um eine effiziente Nutzung zu ermöglichen. Dies sollte auch für die untertägige Zwischenspeicherung gelten. Hier ist es notwendig, den Rechtsrahmen entsprechend anzupassen.
- **Einheitliche und transparente Entgeltsystematik:** Wirtschaftlich tragfähige Gebührenstrukturen sind notwendig, um Planungssicherheit für Emittenten und Betreiber zu gewährleisten. Dies gilt insbesondere für Standorte fern der Küste, wie in Mitteldeutschland, Bayern oder Baden-Württemberg,
- **Internationale Kooperationen:** Mitteldeutsche Standorte haben aufgrund ihres relativ geringen CO₂-Ausstoßes höhere spezifische Transportkosten als Standorte im Ruhrgebiet. Dies könnte durch Transitmengen aus Nachbarländern wie Tschechien oder der Slowakei kompensiert werden. Die Bundesregierung sollte daher bilaterale Abkommen schließen, um deren Transport zu ermöglichen.
- **Förderung von emissionsarmem blauem Wasserstoff:** Die Abscheidung von CO₂ aus bestehenden Reformierungsanlagen könnte die Emissionen der chemischen Industrie schnell senken. Blauer Wasserstoff ist zudem wichtig für die Markteinführung sowohl der Wasserstoff- als auch der CO₂-Infrastruktur, da er stabile Grundlasten gewährleistet. Diese Aspekte sollten in der CMS stärker berücksichtigt werden.
- **Erweiterung der Speicher- und Injektionskapazität:** Die derzeit in Entwicklung befindliche Speicherkapazität in der Nordsee reicht bei weitem nicht aus, um die geplanten CO₂-Mengen aufzunehmen. Es sollten verbindliche Verträge mit Anbietern von Speicherkapazitäten abgeschlossen werden, um einen zeitnahen Ausbau zu gewährleisten. Gleichzeitig müssen auch in Deutschland Zwischenspeicherkapazitäten geschaffen werden.
- **Kapazitätsengpässe überwinden:** Der Ausbau der CO₂-Infrastruktur erfordert qualifizierte Fachkräfte. Angesichts der bereits bestehenden Engpässe im Bereich der Wasserstoffinfrastruktur sollten Schulungs- und Weiterbildungsmöglichkeiten schnellstmöglich erweitert werden.

- **Förderung von CCS/U-Projekten:** Um die hohen Investitions- und Betriebskosten der Projekte zu kompensieren, sollten CCS/U-Projekte in den zweiten Förderaufruf der Klimaschutzverträge integriert werden. Insbesondere Clusterlösungen, die verschiedene Projekte bündeln, bieten Synergiepotenziale und sollten gezielt gefördert werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen: Der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ist ein komplexes Vorhaben, das von einem stabilen rechtlichen und finanziellen Rahmen abhängig ist. Ohne eine aktive Unterstützung durch den Staat und klare Regelungen wird es für private Investoren schwer sein, die notwendigen Projekte umzusetzen. Eine erfolgreiche Implementierung von CCS/CCU-Technologien kann jedoch nicht nur die Emissionen senken, sondern auch die industrielle Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands langfristig sichern.

Nur durch eine enge Zusammenarbeit von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft sowie klare gesetzliche Rahmenbedingungen kann die erfolgreiche Implementierung einer CO₂-Infrastruktur gewährleistet und eine Vorreiterrolle für Mitteldeutschland im Bereich CCS/CCU geschaffen werden.