



887

Forschungsbericht

Wissenschaftliche Studie zum nationalen und internationalen technischen Stand der Speicherung und des Pipeline-Transports von CO₂



DGMK und Autor(en) haben alle Sorgfalt walten lassen, um vollständige und akkurate Informationen in diesem Buch zu publizieren. Der Verlag übernimmt weder Garantie noch die juristische Verantwortung oder irgendeine Haftung für die Nutzung dieser Informationen, für deren Wirtschaftlichkeit oder fehlerfreie Funktion für einen bestimmten Zweck. Die DGMK übernimmt keine Gewähr dafür, dass die beschriebenen Verfahren, Programme usw. frei von Schutzrechten Dritter sind.

Alle Rechte vorbehalten

Als Manuskript gedruckt

© DGMK e.V., Hamburg, 2025

Für Copyright in Bezug auf das verwendete Bildmaterial siehe Quellenangaben in den Abbildungsunterschriften.
Abbildungen ohne Quellenangabe sind von den Autoren.

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung der DGMK unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

The work including all its parts is protected by copyright. Any use outside the narrow limits of the German Copyright Law without the consent of the DGMK is prohibited and punishable by law. This applies in particular to reproduction, translation, microfilming and storage and processing in electronic systems.

Umschlaggestaltung: DIE NEUDENKER®, Darmstadt | DGMK e.V., Hamburg

Titelfotografie: (c) 2023 BOY ANTHONY/Shutterstock

ISSN 3052-1610

ISBN 978-3-947716-68-5

<https://www.dgmk.de>



DGMK-Forschungsbericht 887

**Wissenschaftliche Studie zum nationalen und internationalen
technischen Stand der Speicherung und des Pipeline-Transports von
CO₂**

Kurzfassung

Dieser Bericht bietet einen umfassenden Überblick über den aktuellen nationalen und internationalen Stand der Technik bei der geologischen CO₂-Speicherung und beim CO₂-Transport. Dabei wird insbesondere die zentrale Rolle dieser Prozesse innerhalb der CCS-Prozesskette hervorgehoben. CCS wird als Schlüsseltechnologie auf dem Weg zur globalen Klimaneutralität identifiziert. Der Bericht beleuchtet die Prozesse des CO₂-Transports und der geologischen Speicherung, bewertet den aktuellen Umsetzungsstand in Deutschland und zieht international bewährte Methoden als Grundlage für Handlungsempfehlungen zum Ausbau von CCS in Deutschland heran.

Berichtsumfang: 87 Seiten, 21 Abbildungen, 2 Tabellen
Laufzeit: 01.05.2024 - 31.10.2024
Projektbearbeiter: Prof. Dr. L. Ganzer, Prof. Dr. P. Jaeger, Dr.-Ing. B. Hagemann, C. Lüddeke, Institute of Subsurface Energy Systems, Technische Universität Clausthal
Projektkoordination: Dr. G. Netzeband, Dr. S. Kuchling, Dr. N. Grobys, DGMK e.V., Hamburg
DGMK-Fachausschuss: Untertagespeichertechnik
DGMK-Fachbereich: Geo-Energiesysteme und Untertagetechnologien
Veröffentlichung: Hamburg, März 2025



DGMK-Research Report 887

Scientific Study on the National and International Technical Status of CO₂ Storage and Pipeline Transport

Abstract

This report provides a comprehensive review of the national and international state-of-the-art in geological CO₂ storage and transport, emphasizing its critical role within the CCS process chain. Carbon dioxide capture and storage (CCS) is identified as a key technology in the global transition to carbon neutrality. The report highlights on transport and geological storage processes of CO₂, evaluates Germany's current readiness, and draws on international best practices to recommend next steps for enabling CCS operations in Germany.

Length of the report: 87 pages, 21 figures, 2 tables
Duration: 01.05.2024 - 31.10.2024
Research Scientists: Prof. Dr. L. Ganzer, Prof. Dr. P. Jaeger, Dr.-Ing. B. Hagemann, C. Lüddeke, Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal University of Technology
Project Coordination: Dr. G. Netzeband, Dr. S. Kuchling, Dr. N. Grobys, DGMK e.V., Hamburg
Technical Committee: Underground Storage Technology
DGMK Division: Geo-Energy Systems and Subsurface Technologies
Published: Hamburg, March 2025

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
Abkürzungsverzeichnis	5
Glossar	7
1 Einleitung und globaler Überblick zum Status von CCS/CCUS	10
1.1 Der CCS-Prozess mit Fokus auf Transport und Speicherung	10
1.2 Warum CCS einsetzen?	11
1.3 Rechtlicher Rahmen für CCS	12
1.4 Bedeutung von CCS	17
1.5 Status von CCS-Projekten	18
1.6 Berichtsumfang	21
2 Transport von Kohlenstoffdioxid	22
2.1 Status der Kohlenstoffdioxid (CO ₂)-Transporttechnologien	24
2.2 CO ₂ -Transport via Pipeline	26
2.3 CO ₂ -Transport per Schiff	28
2.4 Zwischenspeicherung von CO ₂	30
2.5 Risiken beim CO ₂ -Transport	32
2.6 Ausblick für den CO ₂ -Transport	32
3 Injektion von Kohlenstoffdioxid	34
3.1 CO ₂ -Verdichtung und Verpumpung	35
3.2 Bohrlochdesign und Platzierung	35
3.3 Bohrungsinjektivität	39
3.4 Bohrungsintegrität	42
3.5 Herausforderungen bei der CO ₂ -Injektion	43
4 CO₂-Speicherung in geologischen Formationen	47
4.1 Status der Technologien zur CO ₂ -Speicherung	47
4.2 Kapazität für die CO ₂ -Speicherung	49
4.3 Sichere CO ₂ -Speicherung im Geologischen Formationen (Integrität)	52
4.4 Überwachungstechnologien für CCS-Projekte	55
4.5 Hauptrisiken und Risikomanagement	60
5 Schlussfolgerungen	65
Literatur	71

Zusammenfassung

Dieser Bericht bietet einen umfassenden Überblick über den aktuellen nationalen und internationalen Stand der Technik bei der geologischen CO₂-Speicherung und beim CO₂-Transport. Dabei wird insbesondere die zentrale Rolle dieser Prozesse innerhalb der CCS-Prozesskette hervorgehoben. CCS wird als Schlüsseltechnologie auf dem Weg zur globalen Klimaneutralität identifiziert. Der Bericht beleuchtet die Prozesse des CO₂-Transports und der geologischen Speicherung, bewertet den aktuellen Umsetzungsstand in Deutschland und zieht international bewährte Methoden als Grundlage für Handlungsempfehlungen zum Ausbau von CCS in Deutschland heran.

CCS: Eine bewährte Technologie zur Emissionsminderung

Das CCS-Verfahren setzt sich aus drei wesentlichen Prozessen zusammen:

- **Abscheidung:** CO₂ wird an Emissionsquellen abgeschieden oder aus Gasströmen getrennt.
- **Transport:** Das abgeschiedene CO₂ wird über Pipelines oder per Schiff zu Speicherstätten transportiert.
- **Speicherung:** CO₂ wird in geeignete geologische Formationen injiziert, wo es dauerhaft verbleibt.

Internationale Studien bestätigen CCS als eine zuverlässige und sichere Technologie zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen. Die CCS-Richtlinie der Europäischen Union (2009) schuf einen Rechtsrahmen für CCS in den Mitgliedstaaten, sodass verschiedene europäische Länder diese Richtlinie in nationales Recht überführten und erste CCS-Projekte mit staatlicher Unterstützung umsetzten. Deutschland hat sich zu einer Klimaneutralität bis 2045 verpflichtet und betrachtet CCS als Teil seiner nationalen Strategie zum CO₂-Management.

Deutschlands Ansatz für CCS

Das geplante und überarbeitete Kohlenstoffdioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG) soll den rechtlichen Rahmen für den langfristigen und großflächigen Einsatz von CCS in Deutschland schaffen. Zu den zentralen Neuerungen zählen die Ausweisung der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee für künftige Offshore-CCS-Vorhaben sowie eine Vereinfachung der Genehmigungsverfahren für CO₂-Transportleitungen.

Deutschland profitiert von günstigen geologischen Gegebenheiten, einem bestehenden Erdgas-Leitungsnetz und Erkenntnissen aus CCS-Forschungsprojekten wie in Ketzin, in welchem eine si-

chere und effektive Speicherung demonstriert werden konnte. Sowohl Offshore- als auch Onshore-Formationen verfügen über ein bedeutendes Speicherpotenzial, wodurch Deutschland in der Lage ist, CCS zu skalieren und wesentliche Anteile der heimischen Emissionen zu speichern.

Die folgenden zentralen Erkenntnisse werden für den CO₂-Transport, die Injektion und die Speicherung berichtet:

CO₂-Transport

- **Pipelines** sind die effizienteste Transportmethode für CO₂ innerhalb Europas; üblicherweise wird Kohlenstoffdioxid dabei im flüssigen oder überkritischen Zustand bei Drücken von 80 bis 200 bar befördert.
- **Schiffstransport** bietet sich für lange Transportwege an, wobei CO₂ bei Drücken zwischen 7 und 45 bar und niedrigen Temperaturen in flüssiger Phase gelagert und transportiert wird.
- **Verunreinigungen** im CO₂-Strom können Sicherheit und Integrität der Transportinfrastruktur beeinträchtigen und das Korrosionsrisiko erhöhen. Die Auswahl korrosionsbeständiger Materialien ist daher entscheidend für die langfristige Stabilität von Rohrleitungen.
- **Zwischenspeicherung** (oberirdisch oder in unterirdischen Formationen wie Salzkavernen) steigert die logistische Effizienz des Gesamtprozesses.

CO₂-Injektion

- CCS-Injektionstechnologien basieren auf etablierten Standards aus der Erdöl- und Erdgasbranche. Injektionsbohrungen müssen korrosionsbeständige Materialien (z.B. rostfreien oder hochlegierten Chromstahl) und CO₂-resistenten Zement aufweisen, um den korrosiven Einflüssen von CO₂ bei Kontakt mit Wasser standzuhalten.
- Das Injektionsintervall und die Platzierung der Bohrungen müssen so ausgelegt sein, dass die Anbindung an das Speicherreservoir optimal gewährleistet ist. Ausgiebige Bohrloch-Tests sind unerlässlich, um die hydraulische Leitfähigkeit zu überwachen und während der gesamten Projektlaufzeit eine effiziente Injektion sicherzustellen.
- Herausforderungen wie Austrocknungseffekte, Salzausfällung und Mineralauflösung können sich auf die Injektivität auswirken und erfordern fortschrittliche Überwachungs- und Betriebsstrategien.

Geologische CO₂-Speicherung

- In Europa überwiegen salinare Aquifere als Speichervariante, doch auch ausgeforderte Kohlenwasserstoff Lagerstätten gewinnen zunehmend an Bedeutung. Beide Speichertypen gelten als ausgereift und für den kommerziellen Einsatz bereit.
- Deutschlands Offshore-Aquifere haben ein geschätztes Speichervolumen von 2900 Mt, aber auch im Onshore-Bereich stehen beträchtliche Kapazitäten zur Verfügung. Die geschätzte Kapazität in Onshore-Gaslagerstätten und Aquiferen für Deutschland wird als größer angegeben und wartet auf weitere Bewertung.
- Eine sichere Speicherung erfordert ein umfassendes Monitoring der geologischen Integrität, der Bohrungsintegrität und standortspezifischer Risiken. Überwachungspläne basierend auf Risikobewertungen sowie im Speichergenehmigungsverfahren definierte Betriebsgrenzen bilden hierfür die Grundlage.

Internationale Erfahrungen

Globale CCS-Projekte, insbesondere in der Nordseeregion, liefern wertvolle Erkenntnisse für Deutschland, unter anderem:

- Schaffung eines verlässlichen regulatorischen Rahmens, auf den Unternehmen bauen können
- Geologische Untersuchungen, die auf die spezifischen Bedingungen in Deutschland zugeschnitten sind, einschließlich Offshore- und Onshore-Speicherpotenzial
- Technische Anpassungen, etwa die Handhabung vorhandener Bohrungen und die Gewährleistung der Kompatibilität von Transport- und Speichersystemen
- Wirtschaftliche Anreize, um den CCS-Ausbau zu fördern – unter Berücksichtigung von Finanzierungsmodellen und politischen Maßnahmen in Ländern wie Norwegen, Dänemark und den Niederlanden
- Öffentliches Vertrauen, das in Deutschland weiterhin eine Herausforderung darstellt. Transparente Kommunikation, Einbeziehung der relevanten Akteure und Nachweise zur sicheren Anwendung von CCS sind für den Vertrauensaufbau unerlässlich.

Abschließend lässt sich festhalten, dass CCS eine erprobte, weitgehend ausgereifte und sichere Technologie ist, die insbesondere für Industriesektoren mit schwer vermeidbaren Emissionen eine

Zusammenfassung

entscheidende Rolle bei der Erreichung von Klimazielen spielt. Innerhalb der Europäischen Union sind der Net Zero Industry Act (NZIA) zusammen mit der EU Industrial Carbon Management Strategy zentrale Initiativen, die darauf abzielen, industrielle Kohlenstoffemissionen zu reduzieren und Investitionen in die CCS-Technologie zu fördern. Durch günstige geologische Rahmenbedingungen, eine klare politische Unterstützung und den Ausbau der erforderlichen Infrastruktur kann Deutschland die CCS-Technologie erfolgreich hochskalieren, um die gesteckten Klimaneutralitätsziele bis 2045 zu erreichen. Wenn internationale Erfahrungen sinnvoll genutzt und gleichzeitig standortspezifische Herausforderungen angegangen werden, kann CCS zu einem zentralen Baustein in Deutschlands Strategie für das Carbon Management werden.

Abkürzungsverzeichnis

ρ_{CO_2}	Phasendichte
η_E	Wirkungsgrad der volumetrischen Verdichtung
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.
CA	competent authority of a nation
CCS	Carbon dioxide Capture and Storage
CCUS	Carbon dioxide Capture Utilization and Storage
CDR	Carbon Dioxide Removal
CEN	Europäisches Komitee für Normung
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture
ECBM	enhanced coal-bed methane
EOR	Enhanced Oil Recovery
GCCSI	Global CCS Institute
GD1	European Union Guidance Document 1 on the EU CCS Directive
GD2	European Union Guidance Document 2 on the EU CCS Directive
GD3	European Union Guidance Document 3 on the EU CCS Directive
GD4	European Union Guidance Document 4 on the EU CCS Directive
HC	hydrocarbon
I	Injectivitätsindex
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Organization for Standardization
k_{res}	Gesteinspermeabilität
LCA	Life Cycle Assessment
MPa	Megapascal
NO _x	Stickstoffoxide
NZIA	EU Net Zero Industry Act

Abkürzungsverzeichnis

P_{bh}	Druck in der Bohrlochsohle
$p_{c,entry}$	Capillary entry pressure
P_{wh}	Bohrlochkopfdruck
PCI	Projects of Common Interest
ppm	parts per million
PVT	pressure volume and temperature
q	Injektionsrate
r_w	Bohrlochradius
TC	Technical Committee
ToR	Transfer of responsibility
TRL	Technology Readiness Level
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change

Glossar

Abdeckgestein	Natürliche, undurchlässige Schicht, der Speicherschicht überlagernd, die eine Barriere für die Aufwärtsmigration des gespeicherten CO ₂ bildet
Bohrungsnahe Austrocknung	CO ₂ absorbiert Wasser bei der Injektion und führt zu einer Austrocknung des Porenraums, verbleibende Salze erhöhen die Salinität
CCS-Zyklus	Prozesskette, die die Abfolge von Abscheidung von Kohlenstoffdioxid aus Emissionsquellen, den Transport entweder zu weiteren Verwertungsprozessen oder zu dauerhaften Speicherstätten beschreibt sowie die Injektion und Speicherung in geologischen Formationen
dissolution trapping	Einer von mehreren CO ₂ Rückhaltemechanismen in geologischen Formationen - Prozess der Bindung von CO ₂ durch Löslichkeit im Lagerstättenwasser
Fahne	Volumen des freien, gasförmigen Kohlenstoffdioxids im Speicherkomplex
geologische Integrität	Zustand des Speicherkomplexes, der jegliches Austreten von Kohlenstoffdioxid verhindert
geologische Speicherung	Injektion und anschließende Speicherung von CO ₂ -Strömen in untertägigen geologischen Formationen
Hydratbildung	Temperaturabfall des Kohlenstoffdioxids während des Injektionsvorgangs, der zu Phasenveränderungen und zur Bildung von Gashydrat führen kann
hydraulische Leitfähigkeit	Eigenschaften poröser Gesteinsschichten (insbesondere Permeabilität, Mächtigkeit, Porosität und Sättigung), die beschreiben, wie leicht ein Fluid durch den Porenraum fließen kann
Injectivität	Die Injectivität beschreibt die Fähigkeit einer Bohrung, ein Fluid in eine untertägige Formation zu injizieren (Verhältnis zwischen der volumetrischen Fließrate und dem Druckabfall).
Kapazität	Masse des CO ₂ , die in einer untertägigen Formation gespeichert werden kann
Kohlenstoffdioxidstrom	Flussstrom, der hauptsächlich CO ₂ enthält

Glossar

Kompressibilität	Grad der Gasverdichtung, ausgedrückt als Verhältnis eines Gasvolumens bei erhöhten Druck- und Temperaturbedingungen zu dessen Volumen unter Normalbedingungen
Leckage	Unbeabsichtigter Verlust von gespeichertem CO ₂ aus dem Speicherkomplex
mechanische Integrität	Materialbeschaffenheit, die geeignet ist, jegliches Austreten von Kohlenstoffdioxid zu verhindern, und resistent gegen Korrosionsprozesse ist
mineral trapping	Rückhaltemechanismen in geologischen Formationen - Gelöstes CO ₂ reagiert mit der Speicherformation und bildet stabile Karbonate
Mt CO ₂	Einheit zur Beschreibung der Masse von CO ₂ , die an einem Standort gespeichert werden kann
Mt CO ₂ e	Einheit zur Beschreibung der Treibhausgasemissionen in Form der Menge (Megatonnen) an CO ₂ , die das gleiche Erderwärmungspotenzial aufweisen würden
Mtpa	Einheit zur Beschreibung der pro Jahr in eine Speicherstätte injizierte Kohlenstoffdioxidmenge (Megatonnen pro Jahr)
residual trapping	Einer von mehreren CO ₂ Rückhaltemechanismen in geologischen Formationen - CO ₂ wird durch Kapillarkräfte im Porenraum des Speichergesteins zurückgehalten und kann nicht weiter strömen
Risiko	Unsicherheit des Projektziels, ausgedrückt durch die Schwere der Folgen eines Ereignisses und die Wahrscheinlichkeit, dass es eintritt
Risikobewertung	Verfahren zur Identifizierung, Analyse und Bewertung von Risiken
Salzausfällung	Während des Austrocknungsprozesses von stark salzgesättigter Sole beginnen Salze auszufallen, was zur Verstopfung der Poren führt
Speicheranlage	Fläche an der Oberfläche, auf der Anlagen zur Injektion und Speicherung von Kohlenstoffdioxid errichtet und installiert sind
Speicherkomplex	Die Zielformation einschließlich der umgebenden Gesteinsschichten, die von den Speichervorgängen betroffen sein könnten
Speicherstätte	Volumen der Speicherschicht(en), die zur Speicherung von CO ₂ verwendet werden, und die Speicheranlagen an der Oberfläche
Überwachung	Wiederholte Kontrolle, Überwachung und Beobachtung des Speicherkomplexes und der Speicheranlagen (einschließlich der CO ₂ -Fahne), um Abweichungen vom geplanten Verhalten festzustellen

Zwischenspeicherung	Speicherverfahren, die dazu dienen, Kohlenstoffdioxid für einen begrenzten Zeitraum zu speichern
---------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------

1. Einleitung und globaler Überblick zum Status von CCS/CCUS

1.1 Der CCS-Prozess mit Fokus auf Transport und Speicherung

"Carbon dioxide Capture and Storage"(CCS) bezeichnet Technologien, bei denen CO₂ abgeschieden und unterirdisch gespeichert wird, um dessen Beitrag zum Klimawandel zu verringern. Dieser Bericht zielt darauf ab, den aktuellen Wissensstand zur geologischen CO₂-Speicherung und zum Transport von CO₂ im Kontext von CCS und vergleichbaren Verfahren (wie Carbon dioxide Capture Utilization and Storage (CCUS) und Carbon Dioxide Removal (CDR)) wissenschaftlich fundiert und dennoch verständlich und prägnant darzustellen.

Die International Organization for Standardization (ISO) definiert CCS als einen Prozess, der aus der Abscheidung von CO₂ aus industriellen und energiebedingten Quellen (oder auch direkt aus der Atmosphäre), dem Transport und der Injektion in eine geologische Formation besteht, wodurch das CO₂ langfristig von der Atmosphäre isoliert wird (ISO 27923, 2022 [1]). Abbildung 1 zeigt eine Schemadarstellung der CCS-Prozesskette.

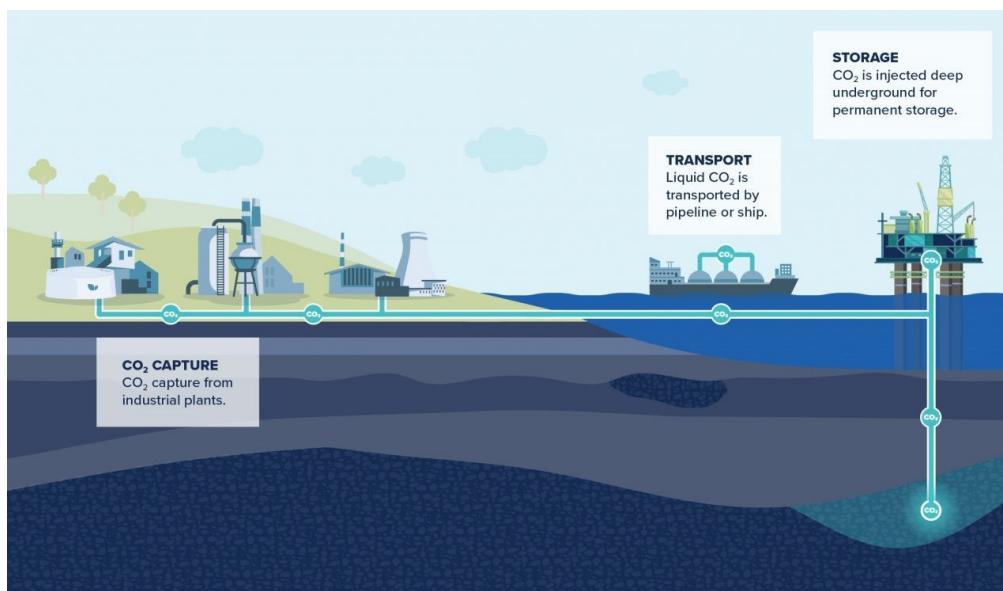


Abbildung 1: Schematische Darstellung der CO₂-Abscheidung und -Speicherung [2]

CCS umfasst im Wesentlichen folgende Hauptkomponenten – Abscheidung, Transport, Injektion und Speicherung. Diese Komponenten bilden zusammen den CCS-Zyklus.

Abscheidung: Bei der Abscheidung wird CO₂ an großen Industrieanlagen wie Stahlwerken, Zementfabriken, Kraftwerken oder sogar aus der Umgebungsluft abgeschieden. Hierfür stehen verschiedene erprobte Verfahren zur Verfügung, die je nach Herkunft der Emissionen ausgewählt werden.

Transport: Nach der Abscheidung wird das CO₂ verdichtet, um seinen Druck zu erhöhen; dadurch verhält es sich annähernd wie eine Flüssigkeit und lässt sich einfacher transportieren. Vor dem Transport wird das verdichtete CO₂ getrocknet. Für große CO₂-Mengen kommen in der Regel Pipelines zum Einsatz, während in bestimmten Fällen auch der Transport per Schiff eine praktikable Alternative darstellt.

Injektion & Speicherung: Im abschließenden Schritt wird CO₂ über Bohrungen in geologische Gesteinsformationen injiziert, die sich meist in Tiefen von mehr als 1.000 Metern befinden. Dort wird das CO₂ sicher und dauerhaft gespeichert. Solche Formationen sind mit denen vergleichbar, in denen über Jahrtausende Erdöl und Erdgas eingeschlossen waren.

Die Anzahl der weltweit in Betrieb befindlichen oder in Planung befindlichen CCS-Projekte nimmt stetig zu. Dennoch ist die Technologie keineswegs neu: CO₂ wird bereits seit den 1970er-Jahren in erdölführende geologische Formationen injiziert [3]. Als erstes CCS-Projekt im kommerziellen Maßstab gilt allgemein das Sleipner CO₂-Speicherprojekt in der Nordsee [4]. Es wurde 1996 vor der Küste Norwegens gestartet; dort wird CO₂ aus der Erdgasförderung abgeschieden und in einem salinaren Aquifer gespeichert. Sleipner war das erste Projekt, bei dem CO₂ zum ausdrücklichen Zweck der Reduktion von Treibhausgasemissionen injiziert wurde, und gilt somit als Pionier in der CCS-Technologie.

1.2 Warum CCS einsetzen?

Es existiert eine Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen zum Klimawandel und zur Rolle verschiedener Technologien bei der Minderung und Stabilisierung von Treibhausgasemissionen. Viele Länder haben sich durch Strategien zum CO₂-Management und zur Emissionsreduktion zu einem Kurswechsel verpflichtet. Der Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) geht in seinen Berichten (IPCC, 2022) davon aus, dass die negativen Folgen des anthropogenen Klimawandels erheblich sein werden, sofern sich die globale Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau um mehr als 1,5 °C erhöht [5]. Die Autoren betonen dabei die entscheidende Rolle von CCS in den meisten Minderungsszenarien. Um dieser Herausforderung zu begegnen, wurde 2015 das Pariser Abkommen im Rahmen der United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) (2016) ausgehandelt [6]. Damit hat sich die internationale Gemeinschaft das Ziel ge-

setzt, die globale Erwärmung deutlich unter 2 °C zu begrenzen und zusätzliche Anstrengungen zu unternehmen, um eine Begrenzung auf 1,5 °C zu erreichen.

Allerdings genügen die bisher ergriffenen Maßnahmen nicht, um diese Ziele zu erreichen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen erscheint es unwahrscheinlich, die Erderwärmung auf maximal 1,5 °C zu begrenzen, wenn keine erheblichen Steigerungen in den Bemühungen zur Emissionsreduktion erfolgen. Der UN-IPCC-Bericht aus dem Jahr 2023 [7] weist darauf hin, dass die derzeitige CCS-Einführungsrate deutlich unter dem erforderlichen Niveau liegt, um das 1,5-°C-Ziel zu erreichen und dass „politische Instrumente, größere öffentliche Akzeptanz und technologische Innovation“ notwendig sind, um den Einsatz von CCS zu beschleunigen. Auch die International Energy Agency (IEA) kommt in einem Bericht zu dem Schluss, dass die aktuellen Fortschritte bei CCS nicht ausreichen, um die Klimaziele zu erfüllen [8].

Zusammenfassend haben die weltweit führenden Klima- und Energieorganisationen — der IPCC und die IEA — übereinstimmend die entscheidende Rolle von CCS bei der Erreichung von Netto-Null-Emissionen bis 2050 hervorgehoben. Insbesondere für schwer zu dekarbonisierende Bereiche wie die Zement- und Stahlproduktion, für die es derzeit keine anderen praktikablen Lösungen gibt, wird CCS von besonderer Bedeutung sein. Es wird immer deutlicher, dass ein realistischer Weg zum Klimaschutz nicht ohne den Einbezug von CCS auskommt.

1.3 Rechtlicher Rahmen für CCS

Mit dem EU-Klimagesetz (Verordnung (EU) 2021/1119) wird der langfristige Rahmen für den Übergang zu einer kohlenstofffreien Wirtschaft rechtlich verbindlich festgelegt. Gleichzeitig verpflichtet es die Europäische Union, bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen.

Die Mitgliedstaaten haben im Rahmen ihrer Carbon-Management-Strategie dargelegt, wie sie Emissionen reduzieren wollen. CCS nimmt darin häufig eine Schlüsselrolle ein. Um den sicheren geologischen Speicherbetrieb für Kohlenstoffdioxid zu regeln, wurde 2009 seitens des Europäischen Parlaments und des Rates die Richtlinie 2009/31/EG (CCS Directive) verabschiedet, die einen wesentlichen Bestandteil der europäischen Klimaschutzstrategie bildet [9]. Sie wurde im Hinblick auf die Ziele des Pariser Abkommens erlassen, das eine drastische Reduktion von Treibhausgasemissionen anstrebt, um die Erderwärmung auf unter 2 °C zu begrenzen.

CCS gilt dabei als Übergangslösung, um Emissionen aus derzeit schwervermeidbaren industriellen Prozessen (*hard-to-abate*) zu reduzieren, bis vollkommen emissionsfreie Technologien großflächig verfügbar sind.

Ziel der Richtlinie: Die EU-Richtlinie verfolgt das Ziel, einen klaren Rechtsrahmen zu schaffen, damit die CO₂-Speicherung umweltverträglich erfolgt. Dazu zählen Regelungen zur Standortwahl, Überwachung und Risikosteuerung, um mögliche Risiken für Umwelt und Gesundheit zu minimieren.

Ein zentraler Aspekt der Richtlinie ist, dass die Mitgliedstaaten selbst entscheiden, ob und wo CO₂-Speicherstätten in ihrem Hoheitsgebiet eingerichtet werden. Sie können bestimmte Gebiete für die CO₂-Speicherung vorsehen, haben aber auch die Möglichkeit, Speicherung gänzlich zu untersagen. Damit behalten die Mitgliedstaaten weitreichende Hoheitsrechte bei der Ausgestaltung ihrer CO₂-Speicherpolitik.

Auf diese Weise schafft die CCS Direktive [9] einen Rechtsrahmen, der mit den Klimaschutzz Zielen der EU vereinbar ist und gleichzeitig die souveränen Entscheidungen der Mitgliedstaaten respektiert.

Das EU Net Zero Industry Act (NZIA) hebt die Bedeutung von Carbon-Management-Strategien für die Erreichung der Klimaziele in den Mitgliedstaaten hervor. Dabei geht es insbesondere darum, Kapazitäten für Netto-Null-Technologien innerhalb Europas auszubauen. Die Abscheidung, der Transport, die Nutzung und die Speicherung von CO₂ werden als „strategische Netto-Null-Technologien“ eingestuft. Ihnen sollen dementsprechend vereinfachte Genehmigungsverfahren und ein erleichterter Zugang zu Märkten und Finanzierungsmöglichkeiten zugutekommen. Das NZIA sieht vor, dass bis 2030 eine CO₂-Speicherkapazität von jährlich 50 Millionen Tonnen in der Europäischen Union verfügbar sein soll.

Im Februar 2024 hat die Europäische Kommission die EU Industrial Carbon Management Strategy veröffentlicht. Das Dokument unterstreicht die Bedeutung von CO₂-Management-Technologien und zeigt, wie diese zur Erreichung der Klimaziele beitragen können. Es skizziert eine umfassende Vorgehensweise der EU, um Carbon-Management auszubauen. Die Strategie nennt eine Reihe von Maßnahmen, die sowohl auf EU, als auch auf nationaler Ebene umzusetzen sind, um einen gemeinsamen CO₂-Binnenmarkt in Europa zu etablieren und ein attraktiveres Umfeld für Investitionen in industrielle Carbon-Management-Technologien zu schaffen. Darin empfiehlt die EU, die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2040 um 90 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu senken und die Kohlenstoffentnahme durch landgestützte und industrielle Prozesse auf insgesamt 400 Mt CO₂e zu steigern (wobei kein separates Ziel für industrielle Prozesse vorgesehen ist). Die verbleibenden Treibhausgasemissionen in 2040 sollen nach aktuellen Planungen unterhalb von 850 Mt CO₂e liegen (im Vergleich zu etwa 2500 Mt CO₂e im Jahr 2023). Abbildung 2 verdeutlicht dies.

1. Einleitung und globaler Überblick zum Status von CCS/CCUS

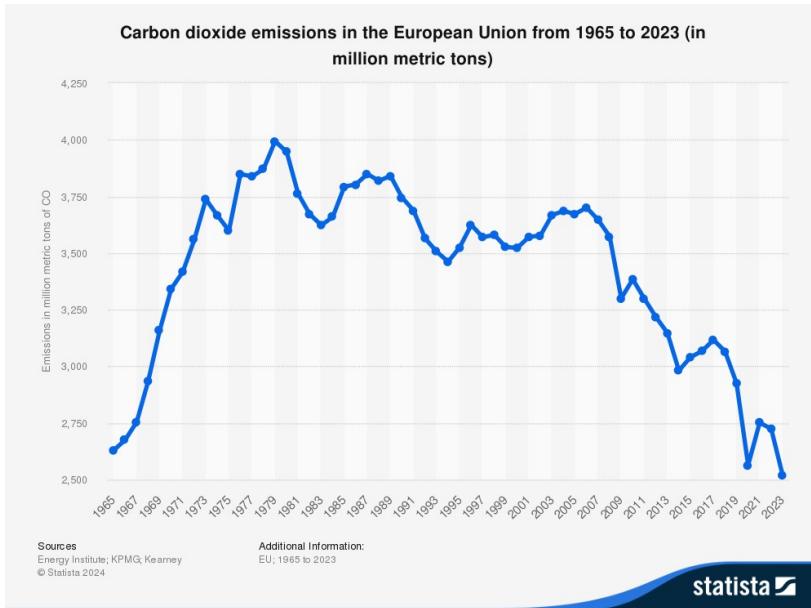


Abbildung 2: Entwicklung der CO₂-Emissionen in der EU [10]

Situation in Deutschland

Der rechtliche Rahmen für CCS in Deutschland wird primär durch das Kohlenstoffdioxidspeicherungsgesetz (KSpG) [11] definiert, das die EU-CCS-Richtlinie (Richtlinie 2009/31/EG) in nationales Recht überführt. Das 2012 verabschiedete KSpG regelt die Erprobung und Demonstration von CCS in Deutschland. Es gestattet die unterirdische Speicherung von CO₂, legt aber teilweise strengere Grenzwerte fest als die EU-CCS-Richtlinie, was Deutschlands eher vorsichtige Herangehensweise widerspiegelt.

Der jüngste Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlenstoffdioxidspeicherungsgesetz kommt zu dem Schluss, dass der aktuelle Rechtsrahmen (KSpG) die praktische Anwendung sowohl von CCS als auch von CCU erschwert. Ein Beispiel hierfür ist der CO₂-Transport: Nach Aussagen des Berichts ist die Genehmigung von CO₂-Pipelines für CCU-Zwecke rechtlich nicht möglich. Gleichzeitig sehen die im Evaluierungsbericht betrachteten Klimaneutralitätsstudien CCS-Technologien als geeignetes Instrument, um die im Klimaschutzgesetz verankerten Treibhausgasneutralitätsziele für Deutschland bis 2045 zu erreichen.

Im Nationalen Ausschuss für Klimaschutz und Energie wurde am 6. November 2024 der Gesetzentwurf „zur Änderung des Kohlenstoffdioxidspeicherungsgesetzes“ in einer Anhörung diskutiert. Die überwiegende Mehrheit der Sachverständigen betonte, dass CCS eine notwendige Technologie ist, um die Klimaziele zu erfüllen, wobei viele hervorhoben, dass sie vor allem für unvermeidbare oder schwer vermeidbare Emissionen zum Einsatz kommen sollte. Die Vermeidung

von Emissionen soll dabei Vorrang vor der geologischen Speicherung haben. Die Expertinnen und Experten wiesen zudem auf die dringende Notwendigkeit hin, den Aufbau der erforderlichen Transportinfrastruktur zu beschleunigen, und hoben hervor, dass CCS mit erheblichen Kosten verbunden ist. Daher besteht ein hoher Bedarf an Planungssicherheit, beschleunigten Genehmigungsverfahren sowie an der Aufrechterhaltung der im Gesetzentwurf erwähnten Opt-in-Option, da die Offshore-Speicherung als deutlich teurer ausgewiesen wird als eine geologische Speicherung von CO₂ an Land.

CO₂ Management Strategie in Deutschland

Die CO₂-Management-Strategie für Deutschland umfasst verschiedene Aspekte [12]:

- Die bestehenden Hindernisse für Transport und Speicherung von Kohlenstoffdioxid werden beseitigt, während gleichzeitig Rahmenbedingungen für dessen Nutzung festgelegt werden.
- Künftig soll die Speicherung im Meer (überwiegend in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), siehe Abbildung 3) außerhalb von Meeresschutzgebieten ermöglicht werden, sofern die Eignung des Standorts nachgewiesen ist. An Land bleibt eine solche Speicherung untersagt. Allerdings können einzelne Bundesländer die Speicherung in ihren jeweiligen Gebieten zulassen („Opt-in“).
- CCS/CCU muss im Einklang mit dem Ziel stehen, Treibhausgasemissionen zu reduzieren. Die Bundesregierung setzt weiterhin vorrangig auf einen beschleunigten Ausbau erneuerbarer Energien.
- Der Einsatz von CCS/CCU bei gasförmigen Energieträgern oder Biomasse ist Teil eines technologieoffenen Übergangs zu einem klimaneutralen Energiesystem.
- Der Kohleausstieg bleibt unberührt: Emissionen aus kohlebasierten Kraft- und Heizwerken erhalten keinen Zugang zu CO₂-Pipelines oder CO₂-Speichern.
- Fossile Kraftwerke, die CCS/CCU-Technologien einsetzen wollen, werden nicht gefördert. Zudem wird staatliche Unterstützung für CCS/CCU ausschließlich auf schwer oder gar nicht zu vermeidende Emissionen fokussiert.

1. Einleitung und globaler Überblick zum Status von CCS/CCUS

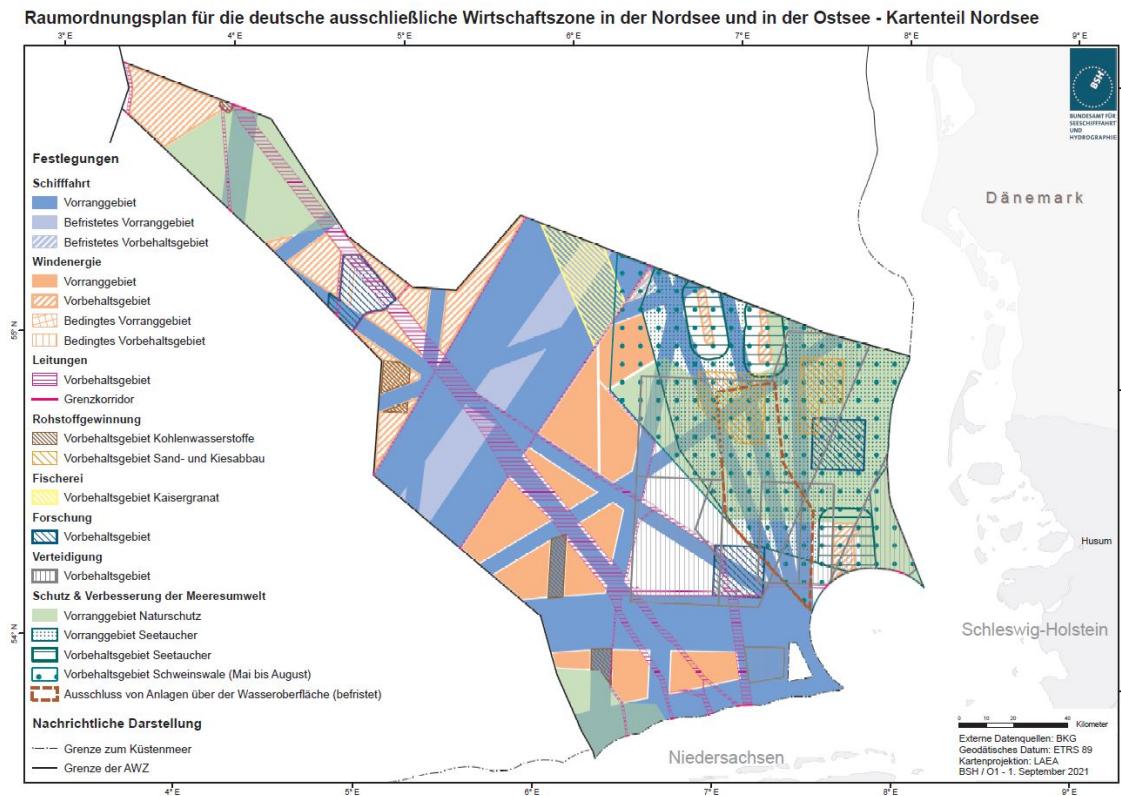


Abbildung 3: Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands [13]

Insgesamt steht CCS in Deutschland vor verschiedenen Herausforderungen und Einschränkungen, etwa durch den Widerstand in der Bevölkerung, eine vorsichtige Regulierungspolitik sowie den klaren Fokus auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz als primäre Klimaschutzstrategien. Folglich zeigt sich das geltende CCS-Rechtsrahmenwerk in Deutschland eher zurückhaltend und versucht, den Klimaschutzziele ebenso gerecht zu werden wie den Belangen des Umweltschutzes, den öffentlichen Interessen und den hohen Anforderungen an die regulatorische Sicherheit. Die Absicht CCS in Deutschland vorwiegend auf die Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) zu beschränken, bedeutet eine starke Einschränkung der möglichen Speicherlokalisationen und erfordert besonders hohe Investitionen. Neben wirtschaftlichem Nutzen existieren auch andere Vorteile bei der onshore Speicherung von CO₂ wie die räumliche Nähe zu Emissionsquellen, kurze Transportwege und geringere Risiken bei der geologischen Charakterisierung der Speicher, die zu einer beschleunigten Umsetzung führen könnten.

1.4 Bedeutung von CCS

Um in Deutschland bis 2045 Treibhausgasneutralität zu erreichen, wird – selbst bei einem schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energieträgern – der Einsatz von CCS/CCU neben dem Beitrag natürlicher Ökosysteme erforderlich sein. Dies gilt insbesondere für die Minderung schwer vermeidbarer Emissionen. Alle IPCC-Szenarien, in denen das 1,5 °C-Ziel erreicht werden soll, sehen einen beträchtlichen Einsatz von CCS/CCU-Technologien vor.

CCS/CCU in Deutschland zielt in erster Linie auf Emissionen, die sich nur schwer oder derzeit gar nicht vermeiden lassen. Zudem existieren Industriezweige, in denen Emissionsminderungs-technologien noch nicht verfügbar sind. Genau in diesen Sektoren liegt das Hauptanwendungsfeld für CCS und CCU in Deutschland, welches es im Rahmen von Fördermaßnahmen zu unterstützen gilt. In Sektoren oder Anlagen mit schwer vermeidbaren Emissionen, bei denen ein Wechsel zu grünem Wasserstoff oder die Elektrifizierung der Produktionsprozesse derzeit nicht umsetzbar ist, kann CCS bzw. CCU eine Übergangslösung darstellen [12].

Vor allem die Zement-, Kalk- und Chemieindustrie (sowie die Stahlbranche) gehören zu den emissionsintensiven Sektoren der deutschen Industrie, die erheblich zur Dekarbonisierung beitragen müssen, um die Klimaziele zu erreichen. Da diese Branchen in Konkurrenz zu ausländischen Produktionsstandorten stehen, brauchen sie eine Möglichkeit, ihren Verbrauch an fossilen Rohstoffen umgehend zu reduzieren oder zu ersetzen, unter Einsatz von CCS/CCU.

Heutzutage gelten die für den erfolgreichen CCS-Einsatz notwendigen Technologien – Abscheidung, Transport und Speicherung – als „ausgereift“ im Sinne ihres Technology Readiness Level (TRL). Dieses neunstufige System dient zur qualitativen Bewertung der technologischen Reife, wobei Stufe 9 einer voll funktionsfähigen, im industriellen Maßstab erprobten Technologie entspricht.

Basierend auf einer Übersicht zum Technologiereifegrad werden die wichtigsten Prozesse für den Transport und die Speicherung laut Bui et al. [14] mit TRL 9 eingestuft und sind somit kommerziell einsetzbar (Abbildung 4).

1. Einleitung und globaler Überblick zum Status von CCS/CCUS

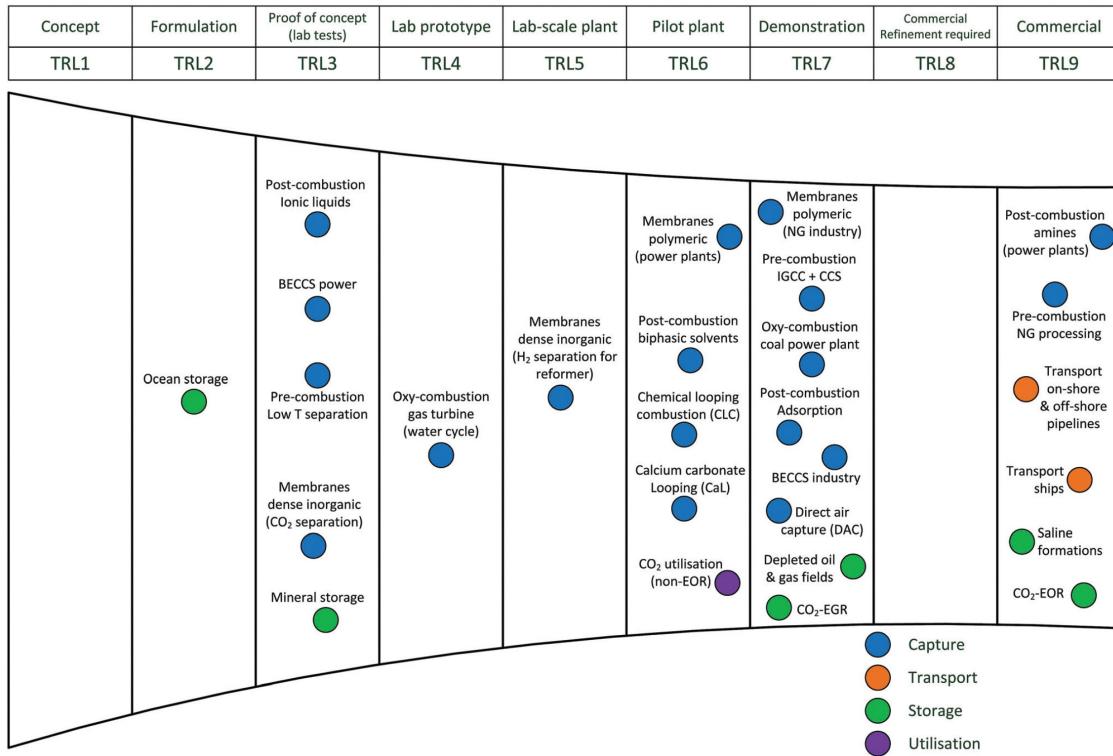


Abbildung 4: Technologiereife verschiedener Bereiche der CCS-Prozesskette [14]

Nach Bui et al. [14] gelten sowohl der Pipeline- und Schiffstransport von CO₂ als auch die Speicherung in salinaren Formationen (Aquiferen) als kommerzielle, sichere und verlässliche Technologien (TRL 9).

1.5 Status von CCS-Projekten

Mitte 2023 waren weltweit 41 CCS-Anlagen in Betrieb und 351 weitere in Planung. Die 41 aktiven CCS-Projekte verfügen über eine CO₂-Abscheidekapazität von insgesamt 49 Mtpa. In der Vergangenheit waren viele CCS-Anlagen als vertikal integrierte Systeme konzipiert, bei denen eine einzelne CO₂-Abscheideanlage über eine eigene Kompressions-, Pipeline- und Speicherinfrastruktur verfügte. Inzwischen wird jedoch deutlich, dass sich CCS-Netzwerke als dominantes Konzept durchsetzen, bei denen sich mehrere CO₂-Quellen eine gemeinsame Transport- und Speicherinfrastruktur teilen. Viele der derzeit in Entwicklung befindlichen CO₂-Transport- und Speicherprojekte sind nicht mehr an eine bestimmte Abscheideanlage gebunden.

Die Umsetzung von CCS in Form von Netzwerken hat sich bewährt, da sie Skalierungseffekte

bietet, die Kosten senken, und Business-Modelle, welche die Risiken minimieren. So entstehen „Capture-Hubs“ und Transportnetzwerke, die regionale CO₂-Quellen unterstützen und meist im Umkreis von etwa 1.000 km zur Speicherstätte liegen. Je nach Projektgröße und Wirtschaftlichkeit können auch größere Distanzen realisiert werden, insbesondere wenn der CO₂-Transport über Schiffe erfolgt. Diese „Hubs“ und Netzwerke stellen eine gemeinsame Infrastruktur für die permanente Speicherung des CO₂ bereit. Ein Beispiel dafür ist das „Northern Lights“-Transport- und Speichernetzwerk in Norwegen. Es hat am 26. September 2024 den Betrieb aufgenommen und soll in der ersten Ausbaustufe (Phase 1) jährlich rund 0,8 Mtpa CO₂ aus einem Zementwerk in Brevik sowie einer Müllverbrennungsanlage in Oslo unter dem Meeresboden in der Nordsee einlagern [15, 16].

Betriebene CCS-Anlagen in Europa

Derzeit sind in Europa fünf CCS-Anlagen in Betrieb:

- Szank Field von MOL (Ungarn), seit 1992 mit einer Kapazität von 0,16 Mtpa, EOR-Projekt
- Sleipner von Equinor (Norwegen), seit 1996 mit einer Kapazität von 1 Mtpa, CCS-Projekt
- Snøhvit von Equinor (Norwegen), seit 2008 mit einer Kapazität von 0,7 Mtpa, CCS-Projekt
- Orca von Climeworks (Island), seit 2021 mit einer Kapazität von 0,004 Mtpa, Direct-Air-Capture (DAC)-Projekt
- Northern Lights von Equinor, Shell und TotalEnergies (Norwegen), seit 2024 mit einer Kapazität von ca. 0,8 Mtpa, CCS-Projekt

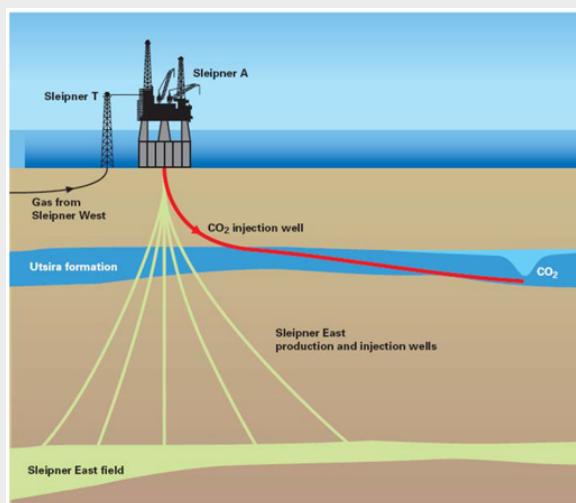
Weitere sechs Projekte befinden sich im Bau und in Europa sind 109 weitere Projekte in Planung. In Deutschland werden zwei Abscheideanlagen im Zementsektor evaluiert (das GeZero-Projekt von Heidelberg Materials sowie das Carbon Clean CEMEx-Projekt).

Unter den bereits in Betrieb befindlichen Anlagen ist Sleipner das am häufigsten zitierte Projekt und zugleich das erste, das ausschließlich auf CO₂-Speicherung abzielt. Daher übernimmt Sleipner auch eine Vorreiterrolle für nachfolgende Projekte sowie für die Ausarbeitung relevanter Rechts- und Regelwerke und wird im Folgenden kurz beschrieben.

Sleipner-CCS-Projekt

Sleipner ist das erste kommerzielle Carbon dioxide Capture and Storage (CCS)-Projekt, bei dem seit 1996 mit einer Rate von annähernd 1 Mtpa CO₂ in einen salinaren Aquifer offshore injiziert wird. Damit war Sleipner schon vor Inkrafttreten der EU-CCS-Richtlinie in Betrieb. Das CO₂ wird aus einem Erdgasstrom abgeschieden, der aus den Sleipner-Gasfeldern (Sleipner East und Sleipner West) gefördert wird, etwa 250 km von der Küste entfernt. Der geförderte Gasstrom enthält rund 9 % CO₂. Nach der Abscheidung wird das Kohlenstoffdioxid über eine knapp 2,5 km lange abgelenkte Bohrung in die Utsira-Formation injiziert, direkt unterhalb einer lokalen Domstruktur in einer Tiefe von 800 bis 1.000 m (Abbildung 5). Die Speicherschicht ist etwa 150 bis 200 m mächtig und wird von einem Schieferton-Dichtgestein überlagert. In der Utsira-Schicht herrschen durchschnittliche Temperaturen von 37 °C und Drücke zwischen 80 und 110 bar. Die mittlere Porosität liegt bei 35 bis 40 %, die Durchlässigkeit zwischen 1 und 8 Darcy. Innerhalb der Utsira-Formation existieren neun Zwischenschichten aus Schieferton, die zwischen 1 und 7 m mächtig sind. Das injizierte CO₂ hat sich entlang dieser Schichten zu mehreren Teilstufen ausgebreitet, welche sich lateral über mehrere Hundert Meter erstrecken.

Seit Beginn der Injektion wurden rund 20 Millionen Tonnen CO₂ in die Utsira-Formation eingespeist. Zwischen 1994 und 2010 wurden diverse seismische Messungen durchgeführt, um die Ausbreitung der CO₂-Fahnen zu dokumentieren und die Abdichtungseigenschaften der Utsira-Formation zu prüfen. In letzter Zeit kommt hierfür verstärkt 4D-Seismik zum Einsatz. Bis heute verläuft die Injektion von Kohlenstoffdioxid in den salinaren Aquifer erfolgreich und mit konstanter Rate. Als erstes kommerzielles Projekt hat Sleipner demonstriert, dass eine CO₂-Injektion in saline Aquifere mit verfügbaren Technologien durchführbar ist. Die eingesetzten Überwachungs- und Seismik-Verfahren haben gezeigt, dass das CO₂ bei sehr geringem Risiko und minimalem Leckagepotenzial sicher in der Zielformation gespeichert werden kann.



1.6 Berichtsumfang

CCS ist eine komplexe, interdisziplinäre Prozesskette, die alle Schritte umfasst, von der Abscheidung von Kohlendioxid aus industriellen und energiebezogenen Quellen, gefolgt vom Transport bis zu einer Speicherstätte, um es dort langfristig zu speichern. Abgesehen von den technischen Aspekten spielen auch zahlreiche gesellschaftliche Fragen eine Rolle, weshalb CCS nicht nur innerhalb wissenschaftlicher Gemeinschaften diskutiert, sondern auch in den Medien und der Öffentlichkeit breit debattiert wird.

Dieser Bericht fokussiert sich auf die technischen Aspekte und den aktuellen Stand der Technik für den Transport, die Injektion und die geologische Speicherung von CO₂. Während in frühen Studien und Regelwerken vorrangig die geologische Speicherkomponente innerhalb der CCS-Kette im Mittelpunkt stand, richten sich die jüngst vorgeschlagenen Änderungen am Kohlenstoffdioxidspeicherungsgesetz (KSpG) stärker darauf, die Hindernisse beim Ausbau von Transport-Pipelines zu beseitigen, Genehmigungsverfahren zu beschleunigen und Betriebsprozesse zu ermöglichen.

Erkenntnisse und zentrale Ergebnisse ausgewählter internationaler CCS-Projekte werden in den folgenden Kapiteln vorgestellt. Diese können als mögliche Orientierung für zukünftige Projekte in Deutschland dienen.

2. Transport von Kohlenstoffdioxid

Frühe CCS-Projekte weisen zumeist eine einzelne Abscheideanlage auf, die mit lediglich einer Speicherstätte verbunden ist. Für eine CCS-Umsetzung im größeren Maßstab werden allerdings zahlreiche Emittenten an eine gemeinsame Transportinfrastruktur angeschlossen, die gegebenenfalls auch mehrere Speicherstätten bedienen kann. Aus diesem Grund hat sich der Begriff „*hub*“ etabliert, der eine geteilte Infrastruktur (z. B. „*collection hubs*“ oder „*storage hubs*“) beschreibt. Solche *hubs* entstehen weltweit und tragen so zur Dekarbonisierung industrieller Zentren rund um den Globus bei.

Obwohl der Schwerpunkt der EU-Richtlinie zu CCS sowie des deutschen KSpG primär auf der Regulierung geologischer Speicherung liegt, ist inzwischen deutlich geworden, dass auch der Transport von CO₂ klare Regelungen und besondere Beachtung erfordert, um einen erfolgreichen zukünftigen Einsatz von CCS in Europa zu ermöglichen.

Im Dezember 2023 haben die EU-Mitgliedstaaten dem Vorschlag der Europäischen Kommission, in internationale CO₂-Netzwerke zu investieren, zugestimmt. Diese sogenannten Projects of Common Interest (PCI) verleihen der Entwicklung von Carbon Capture, Storage and Utilisation (CCUS) zusätzlichen Schwung. Sie bilden die ersten Bausteine einer künftigen europaweiten Wertschöpfungskette für Kohlendioxid, die noch vor Ende dieses Jahrzehnts fertiggestellt werden soll und so einen wichtigen Beitrag zu den EU-Dekarbonisierungszielen bis 2030 leisten wird. All diese Projekte werden als „*hubs*“ bezeichnet und nutzen gemeinsame Infrastrukturen zwischen den Mitgliedstaaten.

Die nachfolgend aufgeführten Projects of Common Interest (PCI) erhalten zusammen rund 500 Mio. € an EU-Fördermitteln:

- **CO₂-Export-Hub im Hafen von Dünkirchen (Frankreich), genannt „D'Artagnan“:**
Gefördert wird der Bau einer Pipeline sowie eines Exportterminals, um Industrieanlagen eine Möglichkeit zu bieten, ihr abgeschiedenes CO₂ an Speicherstätten im Ausland zu exportieren. Weitere Informationen finden sich in [18].
- **CO₂-Infrastruktur im Hafen von Rotterdam (Niederlande), genannt „Aramis“:**
Dieses Projekt beinhaltet den Aufbau eines Importterminals zur Aufnahme von CO₂ aus Abscheideanlagen in verschiedenen EU-Mitgliedstaaten sowie eine rund 200 km lange Untersee-Hauptleitung (*Trunkline*), die den Hafen mit einer zukünftigen CO₂-Speicherstätte in einem ausgeförderten Offshore-Gasfeld verbindet. Ausführlichere Informationen sind in [19] zu finden.

- **Northern-Lights-Initiative:**

Hierbei handelt es sich um ein grenzüberschreitendes Vorhaben, das CO₂-Abscheideprojekte in mehreren EU-Mitgliedstaaten mit einer geplanten Speicherstätte auf dem norwegischen Kontinentalschelf verbindet. Am 26. September 2024 nahm Northern Lights den weltweit ersten kommerziellen Transport- und Speicherdiens für CO₂ in Betrieb [16]. Die Infrastruktur an Land und auf See wurde termingerecht und im vorgegebenen Budgetrahmen fertiggestellt und steht nun bereit, CO₂ sowohl von norwegischen als auch von europäischen Industrieanlagen aufzunehmen. Damit ist Northern Lights das erste Projekt, das kommerziellen CO₂-Transport und -Speicherung als Dienstleistung anbietet.

Obwohl die zugehörigen Speicherstätten in Europa vor allem auf die norwegische und niederländische Nordsee ausgerichtet sind, besitzen die *transport hubs* eine weit größere, internationale Reichweite, bis hin ins deutsche Ruhrgebiet. Noch bedeutender ist, dass diese *hubs* Pipeline- und Schiffstransport sowie Zwischenspeicherlösungen im kommerziellen Maßstab nutzen werden.

Ein wesentlicher Vorteil gemeinsam genutzter CO₂-Infrastruktur ("*hubs*") besteht darin, dass mehrere Emittenten angebunden sind und somit das Risiko einer unregelmäßigen CO₂-Zufuhr für die Speicherstätte sinkt. Umgekehrt gewährleistet die Verfügbarkeit mehrerer Speicherstätten ("*storage hub*") einen durchgehenden Zugang zu geeigneten Speichern, selbst wenn eine Injektionsbohrung vorübergehend außer Betrieb genommen wird. Auf diese Weise erhöht sich die Flexibilität, und das Risiko, CO₂ in die Atmosphäre ablassen zu müssen, sinkt. Zwar bietet die Entwicklung solcher *hubs* im Hinblick auf Kosten- und Risikoteilung klare Vorteile, doch für erfolgreiche Projekte wie die oben aufgeführten, spielen darüber hinaus weitere Faktoren eine zentrale Rolle. Diese umfassen vor allem eine politisch unterstützende Haltung der Regierung sowie geeignete Finanzierungsoptionen.

Generell wird CO₂ in CCS-Projekten bei nahezu Umgebungsdruck mithilfe von Absorptionsverfahren abgeschieden und angereichert. Für den anschließenden Transport muss das konzentrierte CO₂ verdichtet werden, um große Mengen effektiv handhaben zu können. Abhängig von der Entfernung zwischen Emittenten und Injektions- bzw. Speicherstätte lässt sich das CO₂ entweder kontinuierlich über Pipelines oder schubweise per Schiff, Bahn oder Lkw transportieren. In den USA, wo CO₂-Injektionen in erheblichem Umfang zur verbesserten Erdölförderung eingesetzt werden, existiert bereits ein über 8.000 km langes Pipelinesystem für CO₂. Die rund 50-jährige Betriebshistorie belegt, dass der Pipeline-Transport eine bewährte und ausgereifte Technologie darstellt.

2.1 Status der CO₂-Transporttechnologien

Der Transport von CO₂ vom Entstehungsort zur Injektionsstelle kann mit unterschiedlichen Methoden erfolgen. Gegenwärtig kommen bereits etablierte Verfahren zum Einsatz, die große Mengen Erdgas gasförmig oder verflüssigt über weite Strecken transportieren können. Am weitesten verbreitet ist der Ferntransport über Pipelines. Basierend auf jahrzehntelanger Erfahrung im Transport unterschiedlichster gasförmiger und flüssiger Produkte wird der Pipeline-Transport mit einem Technology Readiness Level (TRL) von 9 eingestuft. Dies gilt in erster Linie für Onshore-Strecken. Bei Offshore-Anbindungen ist allerdings nicht in jedem Fall die Wirtschaftlichkeit einer Pipeline gegeben. Unterschiedliche Umgebungsbedingungen, insbesondere hinsichtlich Druck und Temperatur, können zusätzliche Herausforderungen darstellen, die es zu bewältigen gilt. Eine wettbewerbsfähige Alternative zum Pipeline-Transport ist der Schiffstransport von CO₂. Da sich das Verhalten von CO₂ bei erhöhten Drücken ähnlich wie bei verflüssigtem Erdgas (LNG) oder verflüssigten Kohlenwasserstoffen darstellt, ist davon auszugehen, dass die Infrastruktur nicht grundlegend umgestaltet werden muss. Eine Einschränkung besteht jedoch in der begrenzten Kapazität: Nach Angaben des Global CCS Institutes liegt die maximale Transportmenge pro Schiff bei rund 10.000 Tonnen pro Fahrt.

Für sämtliche laufenden und geplanten CCS-Projekte ist die Auswahl der geeigneten Transportmethode für die jeweilige oder zukünftige Speicherstätte entscheidend. In einigen Vorhaben wird daher auch eine Kombination verschiedener Transportwege in Betracht gezogen. Da sich viele Kraftwerks- und Industrieemissionen in Europa zwar nur wenige Kilometer von großen Flüssen oder der Küste entfernt, jedoch weit von den geeigneten geologischen Formationen in der europäischen Nordsee befinden, ist in vielen Fällen ein CO₂-Transport über größere Entfernungen unvermeidlich.

Abbildung 6 zeigt die für den kommerziellen CO₂-Transport in einem CO₂-Hub benötigte Infrastruktur.

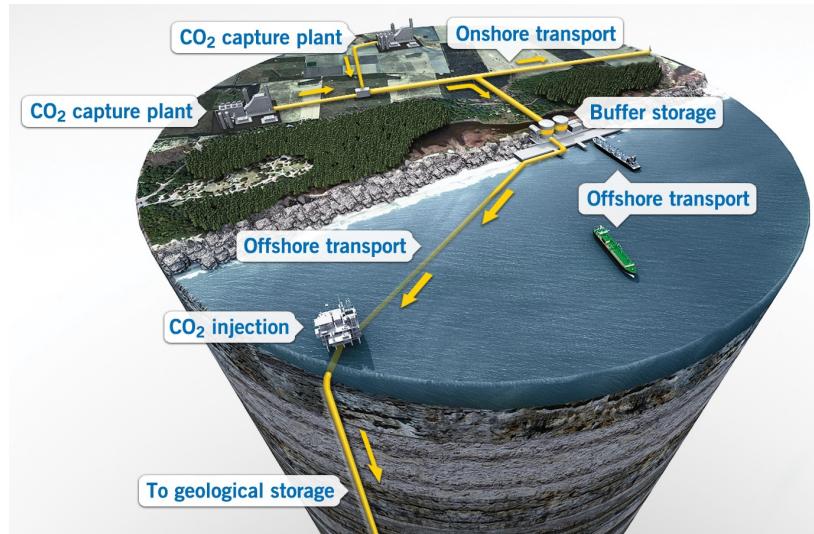


Abbildung 6: Transport von CO₂ in einem Hub unter Verwendung von On-/Offshore-Pipelines, Schiffstransport und Zwischenspeichern (Grafik bereitgestellt vom Global CCS Institute (GCCSI))

Die folgende Tabelle 1 fasst die wichtigsten Merkmale der gängigen Transportmethoden zusammen.

Methode	Geschätzte CO ₂ -Kapazität	Betriebsbedingungen	CO ₂ -Phase
Pipeline	ca. 110 Mtpa	48 – 200 barg, 10 bis 34 °C	gasförmig, flüssig, superkritisch
Lkw	> 1 Mtpa	17–20 barg, -30 bis -20 °C	flüssig
Schiff	> 3 Mtpa	7 – 45 barg, -52 bis -10 °C	flüssig
Bahn	> 1 Mtpa	7 – 26 barg, -50 bis -20 °C	flüssig

Tabelle 1: Transportmethoden und ihre Kapazitäten, angelehnt an [15]

Die vorgestellten Transportmethoden verdeutlichen, dass jede Variante spezifische Eigenschaften aufweist, unter denen CO₂ effektiv zur Injektionsstelle transportiert werden kann.

Pipelines werden bereits seit vielen Jahrzehnten eingesetzt und sind die am häufigsten genutzte Transportmethode, da sie vergleichsweise niedrige Betriebskosten aufweisen. Ein Nachteil ist jedoch die begrenzte Flexibilität bei der Anpassung der Durchflussmengen, weil das Pipeline-Design auf eine voraussichtlich benötigte Kapazität ausgelegt wird. Der Transport per Schiff bietet demgegenüber eine höhere Flexibilität, indem die CO₂-Mengen, die zu den Speicherstätten gebracht werden nach Bedarf erhöht oder reduziert werden können. Darüber hinaus lassen sich mehrere CO₂-Quellen bündeln, um sie gemeinsam zu einer einzigen Speicherstätte zu bringen. Anders als Pipelines können Schiffe ihre Routen anpassen und das abgeschiedene CO₂ auch zu neuen Zielorten transportieren, falls zuvor anvisierte Speicherstätten stillgelegt oder unzugäng-

2. Transport von Kohlenstoffdioxid

lich geworden sind.

Obwohl CO₂-Transporte per Lkw oder Bahn technisch umsetzbar sind, eignen sie sich aufgrund der geringen Beförderungskapazitäten nicht für groß angelegte Projekte. Eine Ausnahme bildet der Eisenbahntransport, der sich für mittlere und längere Strecken prinzipiell nutzen lässt [15].

Abbildung 7 zeigt die verschiedenen Phasenbereiche, in denen CO₂ transportiert wird.

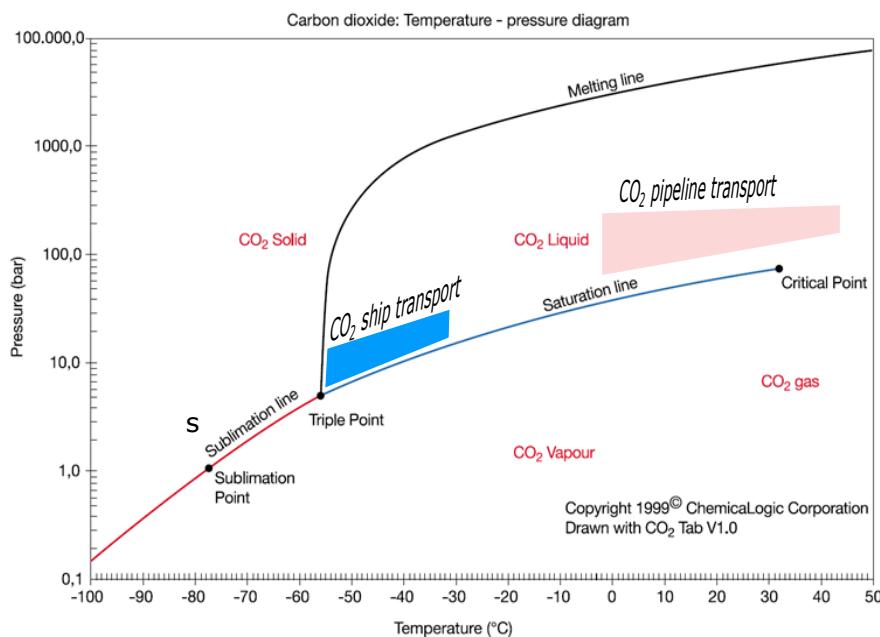


Abbildung 7: Phasenbereiche beim CO₂-Transport (modifiziert nach [20])

2.2 CO₂-Transport via Pipeline

Der Pipeline-Transport wird voraussichtlich eine bedeutende Rolle beim Ausbau von CCS in Europa einnehmen. Statistisch betrachtet gehören Pipelines zu den sichersten, effizientesten und umweltverträglichsten Transportmethoden für Gase und Flüssigkeiten über lange Distanzen. In vielerlei Hinsicht ähneln CO₂-Pipelines denen, die andere Fluide befördern, da Auslegung, Bau, Betrieb und Wartung ähnliche Prinzipien aufweisen. Es existieren jedoch auch wesentliche Unterschiede, da sich das Phasenverhalten von CO₂, insbesondere im Hinblick auf mögliche Verunreinigungen aus den Emissionsströmen, deutlich von anderen Stoffen unterscheidet.

Pipelines sind mit hohen Investitionskosten verbunden, während die laufenden Betriebskosten geringer ausfallen als beispielsweise beim Transport per Bahn, Lkw oder Schiff. Vor allem bei mäßigen Entfernungen an Land erweist sich ein Pipelinesystem als praktikable Option. Unter Einsatz aktueller Kompressortechnologien kann der gewünschte Volumenstrom erreicht und konstant gehalten werden, sodass der Druckverlust in der Pipeline ausgeglichen wird.

Die Betriebskosten ergeben sich im Wesentlichen aus dem Energiebedarf für die Verdichtung. Eine höhere Kompressionsleistung führt zwar zu höheren Energiekosten, ermöglicht jedoch kleinere Rohrdurchmesser. Damit ergibt sich ein Optimierungsproblem, bei dem die Pipeline-Konstruktion (einschließlich Rohrwanddicke) und der erforderliche Druck sowie Massendurchsatz in ein wirtschaftliches Gleichgewicht gebracht werden müssen. Zur Vermeidung zu hoher Druckverluste sollte die Strömungsgeschwindigkeit in gasförmigen CO₂-Leitungen unter 10 m/s bleiben. Zum Beispiel führt ein Massenstrom von 50 t/h bei 40 bar (mit einer Dichte von ca. 100 kg/m³) zu einem Rohrinnendurchmesser von mindestens 300 mm. Nach den gängigen Konstruktionsrichtlinien für Druckbehälter wächst die Wandstärke proportional zum Druck und zum Innendurchmesser, während sich die mögliche Durchflussrate lediglich zur Quadratwurzel des Innendurchmessers verhält. Entsprechend steigen die Materialkosten im Quadrat des Innendurchmessers, was eine genaue Optimierung der Betriebsbedingungen erfordert.

Ein relevanter Anstieg des Massendurchsatzes kann durch den Transport in verflüssigter Form erzielt werden, da die Dichte in diesem Bereich stark ansteigt. Typische Drücke für den Transport in flüssiger Phase liegen zwischen 80 und 200 bar bei annähernd Umgebungstemperaturen.

Mit Blick auf die Materialauswahl spielt der Reinheitsgrad von CO₂ eine zentrale Rolle. Zwar sind von reinem CO₂ keine grundsätzlichen Risiken zu erwarten, doch schon Spuren von Verunreinigungen wie Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden und vor allem Wasser können zu erheblichen Korrosionsschäden führen. Beispielsweise wurden für Stickstoffoxide Grenzwerte im Bereich weniger ppm vorgeschlagen. Generell lassen sich für den CO₂-Transport gängige Materialien aus der Erdgasinfrastruktur nicht ohne Weiteres übernehmen, ohne sie zuvor genau zu prüfen und aufzubereiten. Gegenwärtig laufen branchenübergreifende Projekte, um Stahlleitungen (Kohlenstoffstahl) durch Beschichtungen oder thermoplastische Polymere (Liner) zu schützen. Dabei bestehen nach wie vor Herausforderungen, etwa das Eindringen von Gas an die Grenzfläche zwischen Stahl und Polymer, das bei plötzlichem Druckabfall zu einer Beschädigung des Liners führen kann.

Aktuell wird ein ISO-Standard (ISO 27913:2024, CO₂ Pipeline Transportation Systems) erarbeitet, um allgemeine Regeln für die geforderte CO₂-Qualität während des Transports festzulegen. Auf der Grundlage dieses Normungsrahmens wurde im Europäischen Komitee für Normung (CEN) im Technischen Komitee (TC) 474 eine Arbeitsgruppe eingerichtet, die das Ziel verfolgt, entsprechende Qualitätsstandards zu erarbeiten. Mit konkreten Ergebnissen ist jedoch nicht kurzfristig zu

2. Transport von Kohlenstoffdioxid

rechnen.

Auf Seiten der Emittenten entwickelt insbesondere die Zementindustrie zunehmend Strategien und Konzepte zur Dekarbonisierung, die vor allem auf die Abscheidung, Speicherung und teilweise auch die Nutzung von CO₂ setzen. Aus Sicht dieser Branche stellt CCS einen deutlichen Kostentreiber dar, weshalb die Wahl einer wirtschaftlich optimalen Lösung von zentraler Bedeutung ist. In diesem Zusammenhang gilt die Option einer Offshore-Speicherung vor der norwegischen Küste aufgrund hoher Transportkosten als weniger attraktiv, insbesondere, da in geologisch ähnlichen Formationen im Norddeutschen Becken eine langfristige Speicherung in geringerer Entfernung möglich wäre. Nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) sind ausgebeutete Gasfelder im Nordosten von Nordrhein-Westfalen (NRW) und in Niedersachsen vielversprechend für die künftige CO₂-Speicherung.

2.3 CO₂-Transport per Schiff

Der Schiffstransport von CO₂ kann eine wirtschaftlich konkurrenzfähige Alternative zum Pipeline-Transport darstellen. Verglichen mit dem Pipeline-Transport unterscheidet sich die Kostenstruktur dabei maßgeblich: Während sich die Kosten bei Schiffstransport primär aus variablen Posten wie Treibstoff- und Verflüssigungskosten zusammensetzen, dominieren bei Pipelines die Investitionsausgaben (CAPEX) für den Leitungsbau. Daraus ergibt sich, dass die Kosten beim Schiffstransport mit zunehmender Entfernung weniger stark ansteigen als bei Pipelines (da keine neuen Schiffe für längere Distanzen benötigt werden). Jedoch ist das transportierte Volumen begrenzt, sodass Pipelines bei größeren Durchsätzen und über längere Projektlaufzeiten wirtschaftlich oft vorteilhafter sind.

Nichtsdestotrotz sind beim Schiffstransport folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- **Risikominderung in der Frühphase:** In der Anfangsphase eines CCS-Projekts, wenn zunächst noch geringe Mengen CO₂ abgeschieden werden, lässt sich die technische und wirtschaftliche Machbarkeit per Schiffstransport erproben.
- **Flexibilität:** Im Gegensatz zu Pipeline-Transport ermöglicht der Einsatz von Schiffen eine größere Wahlfreiheit bei der Auswahl möglicher Speicherstätten.
- **Kurze Entwicklungszeit:** Schiffe stehen in der Regel schneller zur Verfügung als ein neu zu errichtendes Pipelinesystem.
- **Skalierbarkeit:** Je nach Bedarf kann die Flotte für eine bestimmte Route bzw. Speicherstät-

te relativ unkompliziert vergrößert oder verringert werden, beispielsweise bei saisonalen Schwankungen.

Zudem kann der Einsatz von Schiffen dabei helfen, einen wettbewerbsorientierten Markt zu schaffen, weil verschiedene Betreiber um denselben Transportweg konkurrieren können. Das ist ein Szenario, das beim Pipeline-Transport wesentlich seltener auftritt. Nachteile wie notwendige Hafenanpassungen, der Bau neuer Umschlagterminals oder witterungsbedingte Verzögerungen müssen allerdings berücksichtigt werden.

Der Schiffstransport in Tankern wird voraussichtlich einen wesentlichen Teil der zukünftigen Prozesskette ausmachen, insbesondere um große Distanzen zu überbrücken. Technologische Weiterentwicklungen, etwa neue Tankkonstruktionen, lassen sich dabei auch für Zwischenspeicherlösungen an Land nutzen, beispielsweise um zeitliche Schwankungen zwischen anfallenden CO₂-Mengen und deren Abtransport auszugleichen. Tankspeicher werden in der Regel entweder als Mittel- oder Niederdruckbehälter ausgelegt, wobei das verflüssigte CO₂ jeweils am Siedepunkt gelagert wird. Dies ermöglicht einen optimalen Kompromiss zwischen gespeicherter CO₂-Masse und Speicherdruck.

Kapazitäten für Mitteldruckspeicherung (typischerweise zwischen 15 und 30 bar) liegen derzeit bei bis zu 7.500 m³. Eine südkoreanische Firma hat kürzlich zwei Tanks von jeweils 11.000 m³ hergestellt, die bei Niederdruck (max. 6 bar) und Temperaturen unterhalb von -50 °C für den Schiffstransport genutzt werden sollen. Ein relevanter Einsatz des Niederdrucktransports findet bislang jedoch nicht im großen Maßstab statt. Entsprechende Konzepte basieren auf dem Design von Ethylen-Tankern. Um das Gas bei etwa -50 °C vollständig zu verflüssigen, ohne den Druck über 6 bar anheben zu müssen, ist zudem eine hochreine CO₂-Qualität notwendig. Unter diesen Bedingungen wären theoretisch sehr viel höhere Lagervolumina realisierbar. So könnten Schiffe beispielsweise bis zu 80.000 m³, also rund 92.000 t CO₂, transportieren. Auf langen Strecken würde jedoch eine aktive Kühlung erforderlich sein, was höhere Betriebskosten verursacht.

Trotz vakuumisolierter Tanks unter Verwendung neuer hochporöser und extrem wärmedämmender Materialien kann die Temperatur während der Fahrt um rund 10 °C ansteigen, was je nach Transportdauer eine Druckerhöhung (z. B. von 15 auf 20 bar) zur Folge hat. Bei sehr langen Strecken könnte die Temperatur sogar über diesen Wert hinausgehen, was zu einem unzulässig hohen Druck führt und dann ein Entlüften (Venting) des Gases erforderlich macht. Üblicherweise sind Verunreinigungen im CO₂-Strom vorhanden, die den Siedepunkt beeinflussen. So steigt für ein Gasgemisch mit 99 Mol-% CO₂ und 1 Mol-% Inertgas (z. B. Stickstoff) der Siededruck bei -20 °C von 20 auf 26 bar gegenüber reinem CO₂. Das bedeutet, dass bei dieser CO₂-Qualität 26 bar anliegen müssen, um das Gas zu verflüssigen, während bei 100 % CO₂ noch 20 bar genügen. Abbildung 8 veranschaulicht diesen Einfluss von 1 % Stickstoff auf den Siededruck in Abhängigkeit von der

Temperatur.

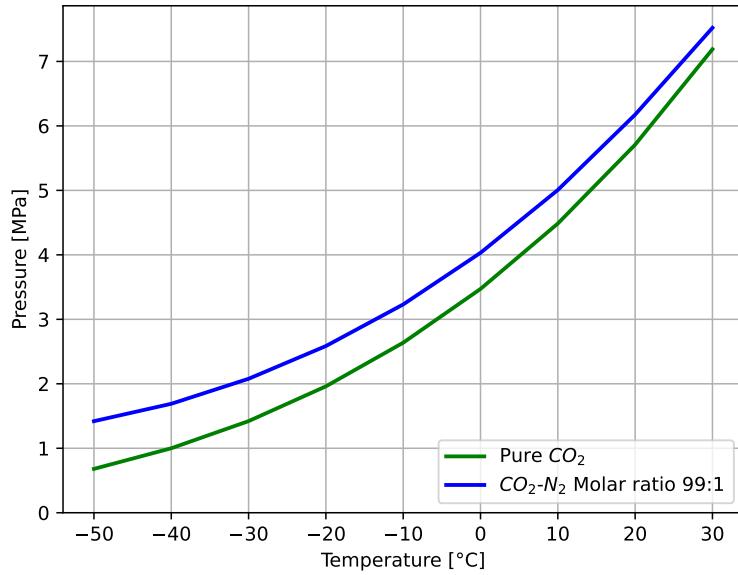


Abbildung 8: Einfluss der Gasreinheit auf den Siededruck (berechnet mit der GERG-Zustandsgleichung)

2.4 Zwischenspeicherung von CO₂

Für einen reibungslosen Übergang zwischen verschiedenen CO₂-Transportwegen oder zwischen Schiffstransport und kontinuierlicher Injektion in geologische Formationen ist eine vorübergehende Speicherung erforderlich. Solche Pufferspeicher werden notwendig, wenn CO₂ nach seiner Verflüssigung auf Schiffe verladen werden soll oder bei einer Entladung an Land bzw. bei der Übergabe vom Schiff an die Injektionssysteme. In den meisten Projekten wird das CO₂ in Druckbehältern zwischengespeichert, aber auch geologische Formationen oder Kavernen könnten grundsätzlich in Frage kommen. Das Hauptziel der Zwischenspeicherung besteht darin, eine Infrastruktur zu schaffen, die ermöglicht, das abgeschiedene Kohlenstoffdioxid vorübergehend zu speichern, bevor es zur finalen Speicherstätte transportiert wird. In manchen Fällen kann das CO₂-Angebot die Injektionskapazität von Pipelines und Bohrungen übersteigen. Um diese Diskrepanz zwischen Angebot und Injektion auszugleichen, sind geeignete Einrichtungen für die temporäre Speicherung erforderlich. Eine Zwischenspeicherung wird zudem benötigt, wenn Störungen im Transportsystem auftreten oder Wartungsarbeiten an Transport- und Injektionsanlagen durchgeführt werden.

Da sich die Entwicklung solcher Zwischenspeichernanlagen noch in einem frühen Stadium befindet, existieren verschiedene Konzepte. So können etwa bestehende unterirdische Speicherstätten wie Salzkavernen oder poröse Gesteine genutzt werden, die große Speichervolumina bieten. Wie bereits erwähnt, sind derzeit häufig mehrere Drucktanks mit kleineren Kapazitäten im Einsatz, die sich im Betrieb einfacher handhaben lassen.

Eine der ersten Zwischenspeicheranlagen in der Entwicklung ist Teil des Northern-Lights-Projekts. Dort wird das per Schiff transportierte CO₂ in oberirdischen zylindrischen Drucktanks zwischengespeichert, bevor es zur endgültigen Speicherstätte, dem Aurora-Reservoir, transportiert wird, das etwa 150 Kilometer entfernt liegt. Diese Zwischenspeicheranlage besteht derzeit aus zwölf vertikalen Zylindertanks mit einer Höhe von etwa 31 Metern, die unter Druck stehen und ein Speichervolumen von 8.250 m³ umfassen. Hergestellt sind die Tanks aus tieftemperaturtauglichem Kohlenstoffstahl, wobei der Betriebsdruck zwischen 13 und 18 barg und die Betriebstemperatur zwischen -30,8 °C und -20,8 °C liegt. In diesem Bereich befindet sich das CO₂ in flüssiger Phase [21].

Neben oberirdischen Zwischenspeichern werden auch bestehende unterirdische Speicherstätten für eine Zwischenspeicherung in Betracht gezogen. Da die ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee als zentrales Gebiet für CCS-Aktivitäten ausgewiesen wurde, ist die Errichtung von Zwischenspeichern an Land eine praktikable Option. Das Bundesland Niedersachsen spielt eine Schlüsselrolle bei der Gasbevorratung, und die meisten dort errichteten Gasspeicher sind Salzkavernen in Küstennähe. Bereits vorhandene Salzkavernen könnten dazu genutzt werden, das Kohlenstoffdioxid vorübergehend zu speichern, bevor es zu den endgültigen Speicherstätten transportiert wird. Solche Kavernen ermöglichen einen raschen Wechsel zwischen Injektion und Förderung. Dies ist gerade für kurzfristige Zwischenspeicherungskonzepte vorteilhaft, bei denen bestehende Anlagen in unmittelbarer Nähe zu den zukünftigen Speicherstätten genutzt werden. Da es in Niedersachsen eine Vielzahl von Salzkavernen gibt und gleichzeitig geologische Voraussetzungen für den Ausbau weiterer Kavernen vorhanden sind, lässt sich das potenzielle Volumen für die Zwischenspeicherung deutlich erhöhen. Unter der Annahme eines durchschnittlichen geometrischen Volumens von 500.000 m³ für eine Kaverne, eines maximalen Betriebsdrucks von 150 bar und einer durchschnittlichen Temperatur von 50 °C würde das eingespeicherte Kohlendioxid in einer überkritischen Phase vorliegen und eine Dichte von nahezu 700 kg/m³ aufweisen. Unter Verwendung dieser Werte könnte eine Gesamtmenge von fast 350.000 t CO₂ in einer einzelnen Kaverne gespeichert werden. Dies ist erheblich mehr als bei oberirdischen Zwischenlagern, wie sie beispielsweise im Projekt Northern Lights eingesetzt werden. Darüber hinaus befinden sich diese Kavernen näher an den voraussichtlich künftigen Offshore-Speicherstätten, sodass ein größeres Volumen über einen kürzeren Zeitraum vorgehalten werden kann, weil die Transportwege zu den Offshore-Aquiferen dadurch kürzer ausfallen.

2. Transport von Kohlenstoffdioxid

Daneben existieren weitere Konzepte zur oberirdischen CO₂-Zwischenspeicherung. Einige neue Ansätze beschäftigen sich mit der Verwendung von Ameisen- oder Oxalsäure, die CO₂ binden und so eine höhere Speicherkapazität ermöglichen. Die Dichte CO₂-haltiger Ameisensäure kann bis zu 1152 kg/m³ erreichen, während Oxalsäuredichten sogar Werte von 1857 kg/m³ erreichen können [22]. Da Ameisensäure besonders stabil ist, eignet sie sich gut für Transport- und Speicherprozesse; zudem lassen sich sowohl Ameisen- als auch Oxalsäure in Direct Air Capture (DAC)-Technologien integrieren.

2.5 Risiken beim CO₂-Transport

Risiken ergeben sich in Form von Leckagen oder Gasausblasungen, etwa aufgrund alternder Dichtungen oder Materialermüdung in Stahl- und Polymerkomponenten. Im Vergleich zu Wasserstoff löst sich CO₂ in Polymeren und Elastomeren in erheblichem Umfang, was über längere Betriebszeiten zu einer Alterung der Werkstoffe führen kann. Bei plötzlichen Anlagenstopps (Emergency Shut Downs) kann das im Material gelöste Gas zur explosionsartigen Druckentlastung führen. Als Folge entstehen Blasenbildungen im Material, die zu irreversiblen Schäden führen. Andererseits liegen bereits jahrzehntelange Erfahrungen im Umgang mit verdichtetem CO₂ vor, etwa im Rahmen der Enhanced Oil Recovery, einschließlich umfangreicher Untersuchungen zur Materialverträglichkeit. Diese Erkenntnisse stellen eine solide Basis für den sicheren Betrieb zukünftiger CCS-Anwendungen dar. Verunreinigungen im Gasstrom wirken sich zusätzlich negativ auf die Materialintegrität aus. Da eine nahezu vollständige Reinigung ($\approx 100\%$) oft wirtschaftlich nicht realisierbar ist, werden in der Regel Restwasser und reaktive Gase vorhanden sein, die ein gewisses Korrosionsrisiko bergen. Zum Schutz vor Korrosion an Tanks (sowie an Leitungsrohren) werden derzeit Polymere oder anorganische Beschichtungen entwickelt. Besondere Aufmerksamkeit erfordert das Schweißen, da Schweißnähte nicht nur gegenüber sauren Gasen anfällig sind, sondern auch die sehr niedrigen Temperaturen beim Umgang mit flüssigem CO₂ eine zusätzliche Herausforderung darstellen, weil sie die Sprödigkeit des Materials erhöhen. An geeigneten Schweißzusatzwerkstoffen und -verfahren, die eine ausreichende Beständigkeit gegenüber diesen Bedingungen bieten, wird aktuell geforscht.

2.6 Ausblick für den CO₂-Transport

Das Transportsystem fungiert als Verbindung zwischen CO₂-Emittenten und Speicherstätten und beeinflusst damit sowohl Auslegung als auch Betrieb beider Komponenten. Unsicherheiten bei

der Materialauswahl und den Betriebsbedingungen können zu konservativen Auslegungsansätzen führen. Eine der zentralen Herausforderungen liegt darin, die Grenzen der einzelnen Transporttechnologien zu erfassen, um Kosten zu senken und Restriktionen bezüglich der Gasreinheit zu bewältigen. Zudem muss die spätere Erweiterung des CCS-Netzwerks berücksichtigt werden, damit weder eine ungenutzte Überkapazität entsteht noch die Infrastruktur zu unflexibel ausgelegt wird, was das Risiko reduziert. Im Gegensatz zu Pipelines, wo hauptsächlich die Investitionskosten ausschlaggebend sind, fallen beim CO₂-Schiffstransport überwiegend Betriebskosten an, die maßgeblich durch die Verflüssigung des CO₂ bestimmt werden. Die Reduktion dieser Kosten stellt eine wesentliche technische Aufgabe dar, genau wie die Optimierung von Auslegung und Betrieb der Injektionssysteme. In der Literatur sind Lebenszyklusanalysen (Life Cycle Assessments (LCAs)), die Pipeline- und Schiffstransport vergleichen, bislang rar [23]. Zudem hängen die Ergebnisse stark von den konkreten Pipeline-Designs ab, die als Referenz herangezogen werden. Angesichts der Bedeutung des Treibhausgas-Fußabdrucks innerhalb von CCS-Systemen ist eine umfassende Lebenszyklusanalyse jedoch unerlässlich.

Kernaussagen zum CO₂-Transport

- Zahlreiche Schwerindustrien bauen derzeit ihre Kapazitäten aus, um Kohlenstoffdioxid (CO₂) in großem Maßstab abzuscheiden und aufzubereiten.
- Ein durchgängiger Betrieb dieser Abscheideanlagen hängt entscheidend davon ab, dass die nachfolgenden Prozesse reibungslos verlaufen und das abgeschiedene Gas kontinuierlich und verlässlich zu ausgewiesenen Speicherstätten transportieren.
- Diese Kette umfasst Zwischenspeicher, Transport- und Injektionsanlagen, die mit verdichtetem CO₂ bevorzugt im flüssigen oder überkritischen Zustand arbeiten. Die variierende Dichte ist dabei ein Schlüsselfaktor.
- Alle dafür erforderlichen Prozesse und Anlagen sind technisch hoch entwickelt, und es besteht bereits jahrzehntelange Erfahrung im industriellen Großmaßstab mit verdichtetem CO₂.
- Dennoch bleiben gewisse Risiken bestehen, wie die Unverträglichkeit bestimmter Gasverunreinigungen. Es ist in der Praxis oft nicht wirtschaftlich, CO₂ so stark zu reinigen, dass sämtliche Spurenstoffe (Wasser, Stickstoffoxide (NO_x), Schwefelverbindungen) vollständig ausgeschlossen werden können. Diese können Korrosion verursachen. Aktuell werden neue Materialien und Methoden entwickelt, um diese Risiken zu minimieren und einen sicheren Transport zum Injektionsstandort zu gewährleisten.

3. Injektion von Kohlenstoffdioxid

Die CO₂-Injektion ist eine entscheidende Komponente der Kohlenstoffdioxidabscheidung und -speicherung (CCS). Sie beschreibt den Prozess des Transports von CO₂ von einem Ort an der Erdoberfläche in die darunter liegende geologische Speicherschicht, in der Regel in einer Tiefe von mindestens 1000 m. Die Injektion erfolgt überwiegend in vertikaler Richtung vom Bohrlochkopf bis zur Sohle durch ein verrohrtes Bohrloch (siehe Abbildung 9).

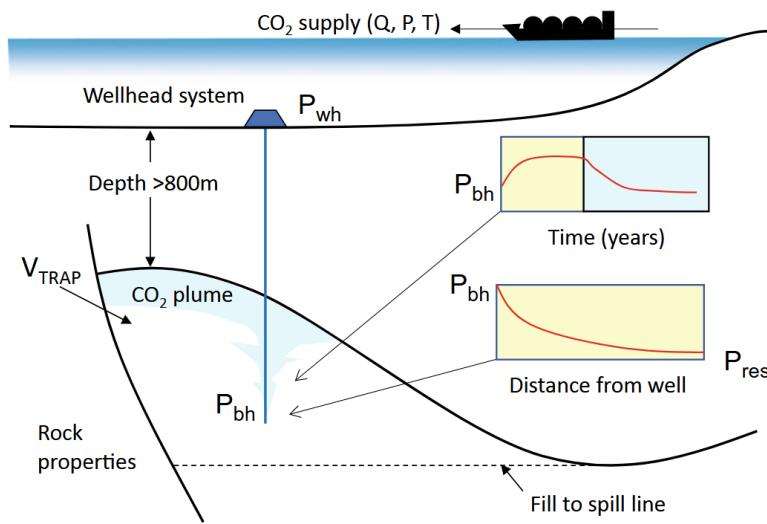


Abbildung 9: Zusammenfassung des Injektionsdruckmanagements in einer Offshore-Umgebung [24]

An der Erdoberfläche oder auf der Offshore-Plattform ist eine Pumpe (bei der Anlieferung von flüssigem CO₂) oder ein Kompressor (bei der Anlieferung von gasförmigem CO₂) erforderlich [25]. Das CO₂ muss auf einen Druck gebracht werden, der zusammen mit dem hydrostatischen Druck im Bohrloch größer ist als der Druck in der Speicherschicht [24, 26]. Im Allgemeinen kann der Druck in der Bohrlochsohle (P_{bh}) unter statischen Bedingungen wie folgt aus dem Bohrlochkopfdruck (P_{wh}) abgeschätzt werden:

$$P_{bh} = P_{wh} + \overline{\rho}_{CO_2} \cdot g \cdot \Delta h \quad (1)$$

Unter dynamischen Bedingungen müssen auch die Druckverluste aufgrund von Reibung berücksichtigt werden [24].

Für diesen Injektionsprozess ist es wichtig, das Phasenverhalten des CO₂ bzw. des CO₂-Stroms mit Verunreinigungen und die daraus resultierende Phasendichte ($\overline{\rho}_{CO_2}$) genau zu kennen. Nor-

malerweise ist das CO₂ am Bohrlochkopf flüssig und geht mit zunehmender Tiefe und dem daraus resultierenden Druckanstieg in den überkritischen Zustand über. Die Temperatur des CO₂ ändert sich ebenfalls aufgrund des Wärmeaustauschs mit den umgebenden geologischen Formationen. An der Sohle des Bohrlochs strömt das CO₂ in radialer Richtung aus der Bohrung in den porösen und permeablen Untergrund. Es ist wichtig, dass eine gute hydraulische Verbindung zwischen der Bohrung und der Gesteinsschicht besteht und dass die Gesteinsschicht eine gute hydraulische Leitfähigkeit aufweist, die eine stabile Injektion mit der gewünschten Rate gewährleistet.

Für eine erfolgreiche CO₂-Injektion müssen Faktoren wie Bohrlochdesign, Bohrlochplatzierung, einschließlich des Bohrlochwinkels und der Länge des Injektionsintervalls, sowie die Eigenschaften der Speicherstruktur berücksichtigt werden. In den folgenden Unterabschnitten werden die technischen Standards der Bohrlochkonstruktion und die Grundlagen der CO₂-Kompression bzw. des CO₂-Verpumpen, der Bohrlochintegrität und der Injektivität der Bohrung erörtert. Auch die technischen Herausforderungen bei der CO₂-Injektion werden diskutiert.

3.1 CO₂-Verdichtung und Verpumpung

Die hohe Kompressibilität von CO₂ muss bei der Auslegung von Pumpen und Kompressoren berücksichtigt werden. Abbildung 10 zeigt beispielhaft die relative Kompressibilität als Funktion des Förderdrucks bei einem Saugdruck von etwa 50 bis 60 bar.

Der Wirkungsgrad der volumetrischen Verdichtung (η_E) hängt auf folgende Weise von der relativen Kompressibilität ab:

$$\eta_E = 1 - \frac{\Delta V}{V_0} \quad (2)$$

$$\frac{\Delta V}{V_0} = \text{Relative Kompressibilität} \quad (3)$$

Es wird deutlich, dass eine Zwischenkühlung erforderlich ist, um akzeptable volumetrische Wirkungsgrade zu erreichen.

3.2 Bohrlochdesign und Platzierung

Es gibt bereits viele Technologien für die Erstellung von Bohrungen für die geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) in großem Maßstab. Die Bohr- und Komplettierungstechniken

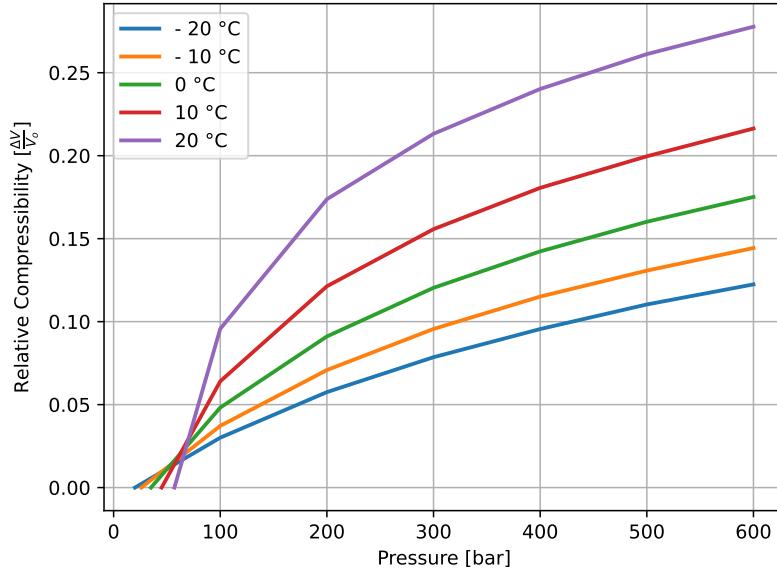


Abbildung 10: Relative Kompressibilität für verschiedene Temperaturen in Abhängigkeit vom Injektionsdruck (geändert nach [27])

in der Öl- und Gasindustrie haben einen hohen Reifegrad erreicht und ermöglichen das Bohren und Komplettieren von tiefen Vertikalbohrungen, Bohrungen mit großer Reichweite (einschließlich Horizontalbohrungen), Bohrungen mit Mehrfachkomplettierungen und Bohrungen, die mit korrosiven Flüssigkeiten umgehen können. Auf der Grundlage umfangreicher Erfahrungen in der Öl- und Gasindustrie sind die Techniken für das Bohren, die Injektion, die verbesserte Gewinnung von Kohlenwasserstoffen und die Komplettierung von CO₂-Injektionsbohrungen gut etabliert [24]. Aufgrund der Eigenschaften von CO₂ gibt es jedoch verschiedene Herausforderungen bei der Bohrlochgestaltung, die Anpassungen für Kohlenstoffdioxidspeicherprojekte erforderlich machen.

Tiefbohrungen werden abschnittsweise gebohrt. In jeden Abschnitt wird ein Rohr (Futterrohr) einzementiert, bevor der Bohrvorgang im nächsten Abschnitt mit einem etwas kleineren Durchmesser fortgesetzt wird. Dadurch entsteht eine Teleskopform des Bohrlochs (siehe Abbildung 11). Ein zweites Rohr (Steigrohr) mit kleinerem Durchmesser wird im Inneren installiert, um die Flüssigkeit während der Injektion zu transportieren. Das fertiggestellte Bohrloch besteht aus vielen Komponenten: Rohrelemente, Elastomer- und Metallabdichtungen, zementierte Abschnitte und dem Bohrlochkopf (siehe Abbildung 11) [24].

Futterrohr und Zement haben die Aufgabe, das Bohrloch zu stabilisieren und eine zonale Isolierung zu schaffen, welche eine unkontrollierte Fluidmigration zwischen verschiedenen Gesteins-

schichten verhindert [28]. Es gibt bestimmte Normen für die Bohrlochplanung: siehe z.B. BVEG Leitfaden Bohrungsintegrität [29] für Deutschland oder NORSOK D-010 [30] für Norwegen. Diese Dokumente enthalten jedoch noch keine Norm für CO₂-Injektionsbohrungen. Dennoch sind sie mit einigen Einschränkungen anwendbar [28]. Die Norm für Gasspeicherbohrungen kommt den Anforderungen sehr nahe [25, 28]. Bei diesen Bohrungen wird CO₂ als Begleitkomponente der produzierten oder injizierten Fluide betrachtet [29, 30]. Für CO₂-Injektionsbohrungen sollte das für diese Art von Bohrungen übliche Doppelbarrieresystem verwendet werden [28]. Die erste Barriere steht in direktem Kontakt mit dem CO₂ (blaue Linie in Abbildung 11). Im Falle eines Defekts gibt es eine zweite Barriere (rote Linie), die eine unkontrollierte Fluidmigration verhindert.

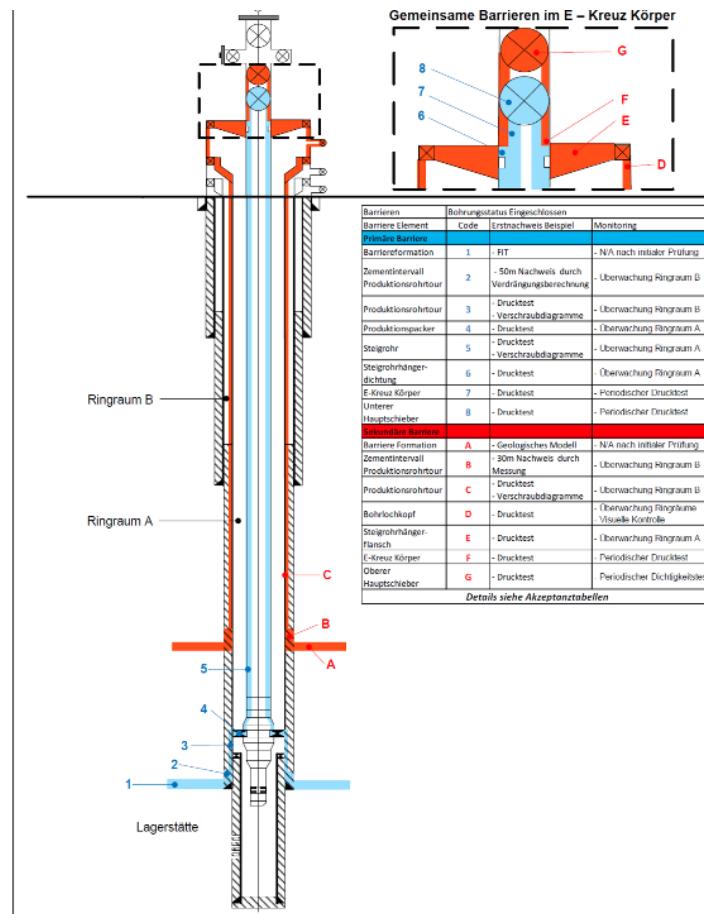


Abbildung 11: Schematisches Beispiel der Bohrungsbarrieren [29]

Bei CO₂-Injektionsbohrungen ist es wichtig, alle vorhandenen Belastungsbedingungen und die korrosive Umgebung zu berücksichtigen, die durch CO₂ in Anwesenheit von Wasser entsteht [25]. Die Steigrohre können von innen korrodieren (Innenkorrosion), während die Futterrohre von außen mit CO₂ in Berührung kommen und infolgedessen ebenfalls korrodieren können (Außenkor-

3. Injektion von Kohlenstoffdioxid

rosion) [28]. CO₂ kann auch den Zement angreifen und eine Zementzersetzung durch Karbonatisierung verursachen [28]. Um diese Auswirkungen zu verhindern, ist die Auswahl geeigneter Materialien entscheidend. Als Werkstoffe werden allgemein Stähle mit hoher Korrosionsbeständigkeit empfohlen, z. B. rostfreier Stahl oder Stahl mit hohem Chromgehalt [24]. Eine gute Zementierung ist von entscheidender Bedeutung, und es sollte CO₂ beständiger Zement verwendet werden [24].

Offshore-Gasinjektionen, insbesondere in Verbindung mit EOR, werden üblicherweise durch so genannte flexible Rohre geleitet, die Polymer-Liner als Barrieren enthalten. Diese halten die Fluide im Rohr, während Zugdrähte um die Rohre gewickelt werden, um die mechanische Integrität bei den hohen Betriebsdrücken zu gewährleisten. Diese Systeme sind seit mehr als 15 Jahren für ihre Anwendung in der Öl- und Gasförderung qualifiziert. Die hervorragenden Erfahrungen mit dieser Art von Rohren lassen sich nicht direkt auf Kohlenstoffdioxid übertragen, da dieses Gas in den typischerweise verwendeten Polymeren, wie PA11, PA12 und PVDF, in höherem Maße gelöst wird als z.B. Erdgas. Infolgedessen kommt es zu einer CO₂-Permeation, die zu geringen Verlusten führt, die noch im zulässigen Bereich liegen können. Im Falle einer Notablassung kann das Barrierematerial jedoch durch die anschließende explosive Dekompression schwer beschädigt werden. Ähnliche Phänomene sind bei elastomer Dichtungselementen an Anschlüssen, Armaturen, Kompressoren und Ventilen in Onshore-Anlagen zu erwarten.

Die Platzierung der Bohrung und die Auswahl des Injektionsintervalls sind entscheidend für eine gute Verbindung zur Speicherschicht. Ein wesentlicher Unterschied zu Öl- und Gasbohrungen besteht darin, dass CO₂-Injektionsbohrungen nicht in hohe Regionen der Struktur injizieren sollten. Stattdessen sollte die Injektion in tiefer gelegene Regionen erfolgen. Dadurch kann das CO₂ nach der Injektion langsam nach oben in höher gelegene Bereiche der Struktur wandern [24].

Sleipner-Injektionsbohrung 15/9-A16

Als Beispiel ist die CO₂-Injektionsbohrung des Sleipner-Projekts in Abbildung 12 gezeigt:

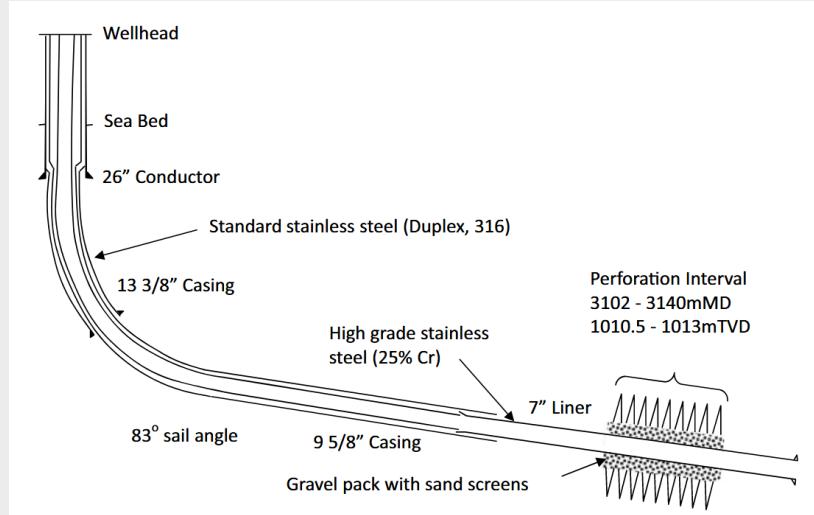


Abbildung 12: Sleipner CO₂-Injektionsbohrung 15/9-A16 [24]

Bei der Bohrung handelt es sich um eine weitreichende Horizontalbohrung (83° Neigung). Der Grund dafür ist nicht, eine bessere Verbindung zur Speicherformation herzustellen, sondern eine Injektion des CO₂ in ausreichender Entfernung zu der produzierenden Gaslagerstätte. Die CO₂-Injektionsbohrung hat ein 38 Meter langes Injektionsintervall [24]. Um Korrosion zu verhindern, wurden die Komponenten, die direkt mit CO₂ in Berührung kommen, wie z.B. die Steigrohre und die Futterrohre, mit hochlegiertem Stahl (15% Cr) ausgestattet.

3.3 Bohrungsinjektivität

Die Injektivität bezieht sich auf die Rate, mit der Kohlenstoffdioxid in einen bestimmten Abschnitt einer geologischen Struktur injiziert wird (das Volumen des Kohlenstoffdioxids pro Druckabfall pro Zeiteinheit), und die anschließende Fähigkeit des Kohlenstoffdioxids von der Injektionsbohrung wegzutreten [31]. CCS hängt in hohem Maße von der Injektivität des Bohrung ab, die durch die geologischen Eigenschaften der Gesteinsschicht, insbesondere seine Porosität, Permeabilität und Mächtigkeit, in Verbindung mit der Bohrlochkomplettierung bestimmt wird [32]. Dafür wird häufig das Konzept des Injektivitätsindex (I) (vergleichbar mit dem Produktivitätsindex von Produktionsbohrungen) verwendet [24, 32]:

$$I = \frac{q}{P_{bh} - P_{res}} \quad (4)$$

Wenn der Injektivitätsindex bekannt ist, ergibt sich die mögliche Injektionsrate (q) aus der folgenden Gleichung [24, 32]:

$$q = I \cdot (P_{bh} - P_{res}) \quad (5)$$

Der maximal zulässige Injektionsdruck muss so gewählt werden, dass sich mit hinreichender Sicherheit keine Risse im Gestein bilden oder alte Risse oder Verwerfungen reaktiviert werden [32, 33].

Wenn die Geometrie und die Eigenschaften der Speicherschicht bekannt sind, kann die mögliche Injektionsrate auch anhand der folgenden Gleichung geschätzt werden, die auf dem Darcy-Gesetz für radiale Strömung beruht [24]:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k_{res} \cdot h_i \cdot (P_{res} - P_{bh})}{\mu \cdot \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (6)$$

Aus dieser Gleichung geht hervor, dass der Injektivitätsindex von den Fluideigenschaften, in diesem Fall der CO₂-Viskosität (μ), der Bohrlochgestaltung (Bohrlochradius (r_w) und Injektionsintervall) und der Gesteinspermeabilität (k_{res}) abhängt. Dies ist jedoch nur eine stark vereinfachte Gleichung. In der Realität müssen Schwankungen der CO₂-Dichte, Mehrphaseneffekte, Schäden im Bohrungsnahbereich und Heterogenitäten in den Gesteinseigenschaften berücksichtigt werden [24]. Es besteht eine direkte proportionale Beziehung zwischen dem Injektivitätsindex und dem Produkt aus Permeabilität und der Mächtigkeit des Injektionsintervalls (kh-Produkt) [24, 32]. In Abbildung 13 sind diese beiden Parameter, welche für die Injektion wesentlich sind, für die bestehenden CCS-Projekte gegeneinander aufgetragen.

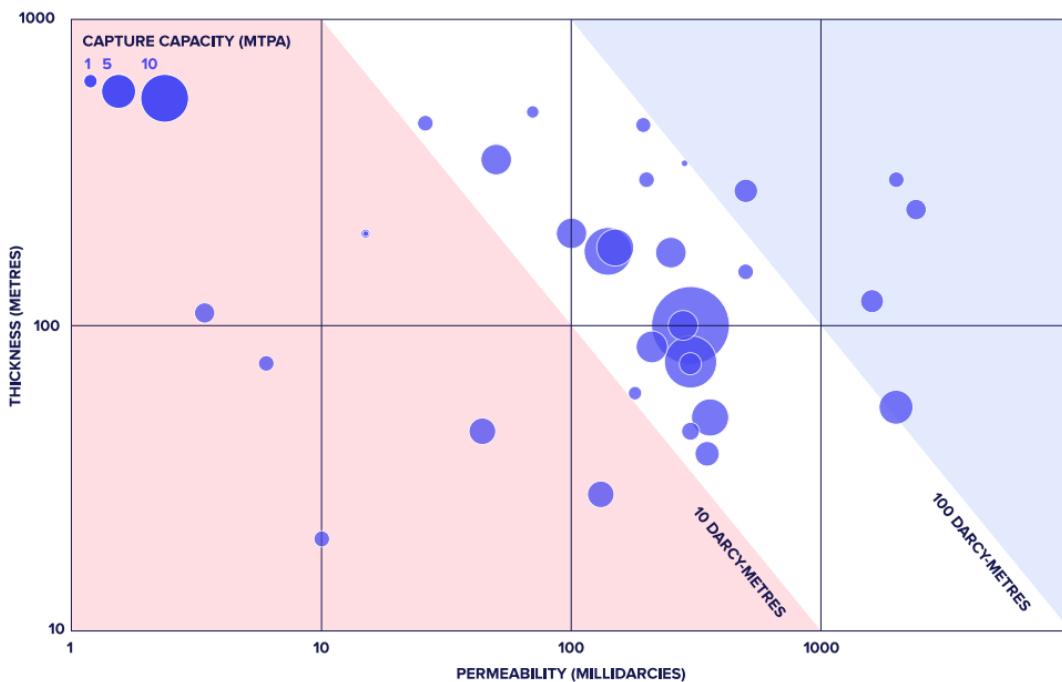


Abbildung 13: Mittlere k- und h-Werte kommerzieller CCS Standorte [34]

Die aktuellen Projekte zeigen eine Permeabilität zwischen 5 und 5000 mD [26]. Die Mächtigkeit des Injektionsintervalls variiert von mehreren 10 Metern bis zu mehreren 100 Metern. Es gibt einen Sweet Spot des kh-Produkts im Bereich zwischen 10 und 100 Dm (weißer Bereich). In der Literatur wird ein Minimum für das kh-Produkt von 0,25 Dm angegeben [26].

Eine hohe Permeabilität ist jedoch nicht nur vorteilhaft. Es sollte auch beachtet werden, dass diese das Risiko möglicher Leckagen erhöht [32]. Bachu et al. [35] schlugen vor, dass eine hohe Permeabilität in der Nähe des Bohrlochs notwendig sein kann, um eine gute Injektivität zu gewährleisten, während eine geringere Permeabilität jenseits des Einflussradius vorteilhaft ist, um die Verweilzeit zu verlängern und die Raten der Rückhaltemechanismen (residual trapping, dissolution trapping und mineral trapping) zu maximieren.

Bohrlochtests sind eine gängige Methode, um die hydraulische Leitfähigkeit (bzw. das kh-Produkt) im Voraus zu bestimmen und über den Zeitraum der Injektion zu überwachen [32]. Für die Bewertung der anfänglichen Injektivität in Aquiferen ist es wichtig zu berücksichtigen, dass die Speicherformation für die anfänglich vorhandene Sole eine andere Leitfähigkeit aufweist als für CO₂. Darauf werden technische Injektionstests empfohlen, bevor große Investitionen getätigt werden [26]. Eine kontinuierliche oder wiederholte Überprüfung der Injektivität ist unerlässlich, da verschiedene physikalisch-chemische Prozesse zu einer Veränderung, insbesondere zu einer Verringerung

3. Injektion von Kohlenstoffdioxid

der Injektivität führen können (siehe Abschnitt 3.5). Reicht die Injektivität einer einzelnen Bohrung für die zu erwartenden Mengen nicht aus, kann die Injektionsrate auch durch das Bohren weiterer Injektionsbohrungen erhöht werden, was jedoch zu zusätzlichen Investitions- und Betriebskosten führt [26].

Injektivität im Sleipner CCS-Projekt [24]

Die CO₂-Injektion im Sleipner-Feld wurde 1996 mit einem Injektionsintervall von 100 m begonnen. Trotz der extrem hohen Permeabilität von 5000 mD und des großen Injektionsintervalls konnte die geplante Rate von 2000 m³/Tag/bar aufgrund von Sandeintrag in die Bohrung nicht erreicht werden. Nach Beginn der Injektion wurde ein rascher Rückgang der Injektivität auf etwa 200 m³/Tag/bar beobachtet.

Deshalb war 1997 eine erneute Komplettierung der Bohrung erforderlich, bei der das Injektionsintervall erneut perforiert wurde und durch den Einbau von Kiespackungen und Sandfiltern ergänzt wurde. In der Folgezeit stieg die Injektivität auf etwa 2000 bis 2400 m³/Tag/bar, was sogar über der geplanten Injektivität lag.

Das Beispiel zeigt, dass der bohrlochnahe Strömungswiderstand einen starken negativen Einfluss auf die Injektivität haben kann. Dies kann durch eine Beschädigung der Speicherformation in der Nähe des Bohrlochs verursacht werden. Die korrekte Auslegung und Installation der Bohrungskomplettierung ist ein wichtiges Instrument, um dem entgegenzuwirken.

3.4 Bohrungsintegrität

Die Integrität einer Bohrung ist gegeben, wenn die Fluide bei jeder möglichen Kombination von Druck und Temperatur, der sie innerhalb der vorgesehenen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden können, sicher beherrscht werden [29]. Dies erfordert technische, betriebliche und organisatorische Maßnahmen [29]. Die Richtlinien für diese Verfahren finden sich in Dokumenten wie dem BVEG Leitfaden Bohrungsintegrität [29] und NORSO D-010 Standard for well integrity in drilling and well operations [30]. Diese sind mit einigen Abweichungen auch auf CO₂-Injektionsbohrungen anwendbar [28]. Besondere Aufmerksamkeit ist erforderlich, da CO₂ zusammen mit der verbleibenden Wassersättigung in den Poren, z.B. des Zements, zu verschiedenen Reaktionen führen kann. Im Allgemeinen sollen die Bohrungsbarrieren verhindern, dass das injizierte Gas in großem Umfang in die Zementierung eindringt, aber ein Kontakt lässt sich nicht völlig vermeiden. An der Grenzfläche zwischen Zement und Futterrohr können chemische Reaktionen stattfinden, die zu Korrosion und Umwandlung von Zementmineralien führen. Dies kann die Bindung zwi-

schen Futterrohr und Zement gefährden und neue Wege für das Eindringen des Gases öffnen. Die wichtigsten Reaktionen sind die Umwandlung von Kalzium-Silizium-Hydraten in Karbonat, die zunächst zu einer Verhärtung des festen Gefüges und zum Schließen der Poren führen. Dies ist gefolgt von der Bildung von SiO₂, wodurch das gesamte Gefüge erheblich geschwächt wird und schließlich zum Verlust der Bohrungsintegrität führen kann. Dennoch werden große Anstrengungen unternommen, um CO₂-resistente Komplettierungssysteme zu entwickeln, die bereits bewiesen haben, dass sie den rauen Umgebungen standhalten.

Eine Ringraumdrucküberwachung ist für die Erkennung von Leckagen in den Packern und Rohren von entscheidender Bedeutung, da sie schnelle Abhilfemaßnahmen ermöglichen. Außerdem ist es wichtig, die Unversehrtheit stillgelegter und alter Bohrungen zu gewährleisten [24].

3.5 Herausforderungen bei der CO₂-Injektion

Bei der Injektion von CO₂ in den Untergrund kann die Injektivität durch verschiedene Effekte reduziert werden. Die in der Literatur beschriebenen Haupteffekte sind: Bohrungsnahe Austrocknung und Salzausfällung, Mineralauflösung und Feinstoffmigration, Hydratbildung und Druckaufbau aufgrund von Strömungsbarrieren [32, 36]:

- *Bohrungsnahe Austrocknung und Salzausfällung* [32, 33, 36, 37, 38, 39]: Dieser Effekt ist besonders für Aquifere mit hohem Salzgehalt von Bedeutung. Wenn CO₂ erstmals in eine poröse und permeable Speicherschicht injiziert wird, muss es die vorhandene Sole verdrängen. Diese Verdrängung ist jedoch nicht vollständig. Sowohl auf der Porenskala bleibt die Sole aufgrund der Kapillarkräfte zurück als auch auf der Makroskala wird ein Teil der Sole durch instabile Verdrängung und mögliche Heterogenitäten umströmt [38]. Das einströmende CO₂, das trocken oder ungesättigt ist, absorbiert allmählich das verbleibende Wasser durch Verdunstung, bis der Porenraum vollständig trocken sein kann [39]. Da jedoch die in der Sole gelösten Salze (hauptsächlich NaCl) nicht abtransportiert werden, steigt der Salzgehalt an [37]. Wenn die Sole mit Salzen übersättigt ist, führt dies zur Ausfällung von Salzkristallen [38]. Die ausgefallenen Salze lagern sich in den Porenräumen ab und können die Fließwege teilweise oder vollständig blockieren [33, 38, 39]. Dieser Effekt tritt vor allem in der Nähe des Bohrung auf, wo das trockene CO₂ zum ersten Mal mit der Sole in Kontakt kommt [32, 37].
- *Mineralienauflösung und Feinstoffmigration* [32, 36, 38, 39]: Wenn das injizierte CO₂ mit der Sole in Kontakt kommt, verdampft nicht nur Wasser in die CO₂-Phase, sondern CO₂ löst sich auch in die wässrige Phase ein [38]. Diese Einlösung kann zu einer sauren Lösung führen (bis zu einem pH-Wert von 4) und die Löslichkeit von Mineralien, insbesondere von Calcit

und Dolomit, kann dadurch enorm ansteigen [32, 38, 39]. Die sich auflösenden Mineralien bewirken zunächst eine Erhöhung der Porosität und damit möglicherweise auch der Permeabilität. Es ist aber möglich, dass durch die Auflösungsprozesse feine Partikel freigesetzt werden [32, 36]. Werden diese Partikel dann abtransportiert, besteht die Gefahr, dass sie sich in Porenhälsen absetzen und so die Fließwege teilweise oder ganz blockieren [32].

- *Hydratbildung* [33, 36]: Dieser Effekt ist besonders für ausgefördernte Öl- und Gasfelder mit stark abgesenkten Drücken relevant [33, 36, 38]. Damit CO₂ in die Speicherschicht injiziert werden kann, muss der Fließdruck in der Bohrlochsohle größer sein als der Druck in der Speicherformation [26]. Wenn das CO₂ in die Speicherschicht strömt, nimmt der Druck mit zunehmender Entfernung zum Bohrloch ab und das CO₂ dehnt sich aus. Eine solche Druckveränderung ist immer mit einer Temperaturveränderung verbunden. Bei niedrigem Speicherdruck ist es möglich, dass das CO₂ beim Einströmen in die Speicherschicht gasförmig wird und sich dadurch stark ausdehnt. Unter isenthalpischen Bedingungen führt dies zu einer enormen Abkühlung [33, 38]. Sinkt die Temperatur unter die Hydratphasengrenze, können sich Gashydrate bilden [33]. Diese eisähnlichen Feststoffe bestehen aus einem käfigartigen Gitter aus Wassermolekülen mit eingeschlossenem CO₂ im Inneren [33]. Ähnlich wie Salze oder Feinstoffe können diese Hydrate die Fließwege verstopfen.
- *Druckaufbau aufgrund von Strömungsbarrieren* [38]: Auch wenn es im bohrungsnahen Bereich keine Permeabilitätsänderungen oder verstopfte Fließwege gibt, ist es möglich, dass der Injektionsdruck ungewöhnlich schnell ansteigt. Dies kann darauf zurückzuführen sein, dass CO₂ in ein kleines geschlossenes Volumen injiziert wird [38]. Beispielsweise kann das Reservoir eine unbekannte Kompartimentierung durchabdichtende Verwerfungen aufweisen. Da Wasser und Sole nahezu inkompressibel sind, steigt der Druck dann sehr schnell an. Dies kann durch die Förderung von Wasser aus der Gesteinsschicht über ein weitere Bohrung behoben werden, was jedoch die Betriebskosten erheblich erhöht.

Es wird empfohlen, die Effekte, die möglicherweise zu einer Verringerung der Injektivität führen könnten, im Vorfeld durch experimentelle Untersuchungen und/oder numerische Simulationen zu untersuchen [36]. Auf diese Weise können ggf. auch geeignete Gegenmaßnahmen gefunden werden: z.B. eine Vorwärmung des CO₂-Stroms zur Vermeidung von Hydraten [26, 33, 38] oder eine vorangehende Frischwasserinjektion zur Vermeidung von Salzausfällungen in Bohrungsnähe [37].

Kernaussagen zur CO₂-Injektion

- Die Injektion von CO₂ in die Zielformation ist ein genau geplanter und ausgeführter Prozess, der detaillierte Kenntnisse des Speicherkomplexes erfordert.
- Wesentliche Gesteinsparameter des Speicherkomplexes müssen untersucht werden, um die Injektivität der Bohrung zu beurteilen. Mögliche Ergebnisse geochemischer Reaktionen zwischen CO₂ und Gesteinsmineralien oder Austrocknungsprozesse im bohrlochnahen Bereich müssen verstanden werden, um eine akzeptable Injektion ohne Beeinträchtigung der Speicherintegrität zu gewährleisten.
- Verschiedene internationale Richtlinien und nationale Gesetze beeinflussen das Injektionsverfahren, um sicherzustellen, dass es sicher durchgeführt wird und die Risiken jeglicher Art von Gefahren reduziert werden.

Herausforderungen bei der Injektivität im Snøhvit-Feld, Norwegen [24, 32, 40]

Bei dem CO₂-Speicherprojekt Snøhvit mussten die Ingenieure mehrere Herausforderungen bei der Injektion meistern. Das Feld befindet sich in der norwegischen Barentssee 150 Kilometer nördlich der Küste. Das CO₂ wird aus einem nahe gelegenen Erdgasfeld gewonnen, welches 5 bis 8 % CO₂ enthält. Die Injektion erfolgt in einen salinen Aquifer und wurde 2008 mit einer Bohrung begonnen. Eine zweite Bohrung wurde 2016 gebohrt. Abbildung 14 zeigt den Injektionsdruck (Fließdruck in der Bohrlochsohle) im zeitlichen Verlauf.

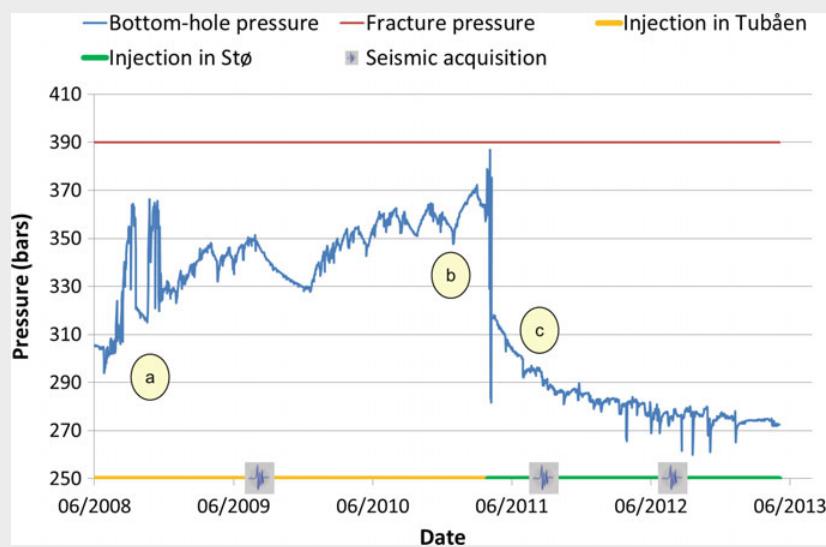


Abbildung 14: Injektionsdruck (Fließdruck in der Bohrlochsohle) für die CO₂-Speicherstätte Snøhvit: (a) Injektionsprobleme aufgrund von Salzausfällungen; (b) langfristiger Druckaufbau aufgrund von Strömungsbarrieren; (c) stabilisierter Injektionsdruck in der flacheren Stø-Formation [24]

Ab 2008 wurde das CO₂ zunächst in die Tubåen-Formation in einer Tiefe von 2560 m bis 2670 m injiziert. Es kam zu einem frühen Anstieg des Injektionsdrucks (a), der durch Austrocknung und Salzausfällung in der bohrlochnahen Region verursacht wurde [24, 32]. Dies konnte durch die episodische Zugabe von Methyl-Ethylen-Glykol in den CO₂-Strom behoben werden [24]. Später wurde jedoch auch ein langfristiger Druckanstieg beobachtet (b). Dieser ist auf die Kompartimentierung mit abdichtenden Verwerfungen und Heterogenitäten des Aquifers zurückzuführen [24, 32]. Schließlich wurde das Bohrloch im Jahr 2011 überarbeitet und das CO₂ anschließend in die flachere Stø-Formation (2300 m bis 2400 m) injiziert. Diese Schicht weist eine wesentlich bessere laterale Kommunikation auf, so dass der Injektionsdruck seither stabil gehalten werden konnte. Bislang wurden sieben Millionen Tonnen CO₂ injiziert. Während der 30-jährigen Lebensdauer ist eine Gesamtinjektion von 23 Millionen Tonnen geplant.

4. CO₂-Speicherung in geologischen Formationen

Die Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Untergrund ist der letzte Schritt im CCS-Kreislauf. Nach der Injektion in eine ausgewählte Formation soll das CO₂ dauerhaft im porösen Gestein eingeschlossen bleiben, ohne die Umwelt oder die menschliche Gesundheit zu gefährden.

Zur Bewertung potenzieller Standorte für die geologische Speicherung ist die Beurteilung der folgenden drei Aspekte entscheidend: Kapazität, Integrität und Injektivität. Wenn alle drei Faktoren des Standortes geeignet erscheinen, kommt er für die CO₂-Speicherung in Betracht. Sobald ein entsprechender Standort bestimmt und eine Speichergenehmigung erteilt wird, legt ein Betriebsplan die Betriebsgrenzen und -bedingungen fest, unter denen ein sicherer Betrieb gewährleistet werden kann. Mithilfe von geeigneten Monitoringmaßnahmen wird sichergestellt, dass die Betriebsabläufe allen Gesundheits- und Umweltschutz-Grundsätzen entsprechen (HSE) und dass das eingespeicherte CO₂ wie erwartet im Speicherkomplex zurückgehalten wird. Ein solches Monitoring-Programm wird als Teil eines Monitoring, Measuring and Verification Plans (MMV) beschrieben.

4.1 Status der Technologien zur CO₂-Speicherung

Die typischen Speicherstandorte für abgeschiedenes CO₂ sind salinare Aquifere (poröse Formationen, die Wasser oder Sole enthalten) oder ausgeforderte Kohlenwasserstofflagerstätten (Erdöl- oder Erdgasfelder). Zusätzlich existieren auch andere geologische Optionen wie nicht abbauwürdige Kohleflöze oder reaktive Gesteine wie Basalt oder auch Salzkavernen, die zur CO₂-Zwischen-speicherung genutzt werden könnten,. Allerdings sind diese Möglichkeiten entweder mit geringer technischer Reife (niedriger TRL) oder beschränkter Kapazität verfügbar.

Eine schematische Übersicht der CO₂-Speicheroptionen ist in Abbildung 15 dargestellt.

Den größten Beitrag zur Speicherkapazität liefern nach derzeitigem Kenntnisstand salinare Aquiferformationen. Nach Bui et al. [14] wird die Injektion von CO₂ in salinare Formationen (Aquifere) als kommerziell (TRL 9) angesehen und kann daher als zuverlässige und sichere Technologie betrachtet werden.

Die Injektion von CO₂ in ausgeforderte Kohlenwasserstofffelder wird mit einem Technologie-Reifegrad (TRL) 7 eingestuft und ist somit mindestens zur Demonstration im großen Maßstab bereit.

4. CO₂-Speicherung in geologischen Formationen

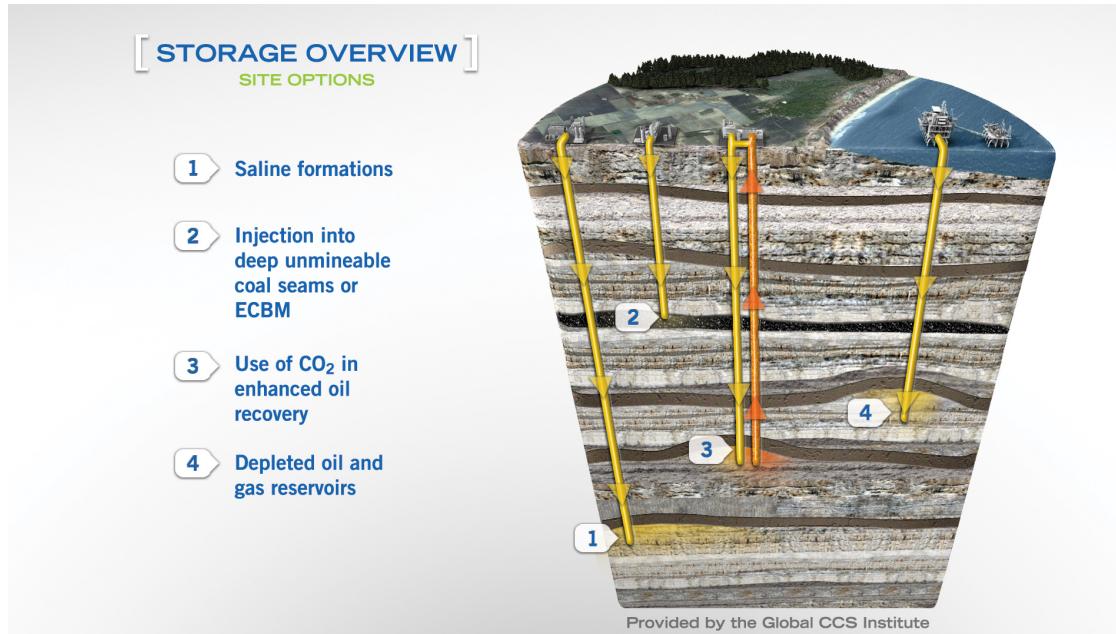


Abbildung 15: Zielformationen für die geologische Speicherung von CO₂ [41]

Die CO₂-Injektion in produzierende Ölfelder ist ebenfalls ein verbreitetes Verfahren. Es wird eingesetzt, um die Ölförderung zu steigern und als Enhanced Oil Recovery (EOR) Methode bezeichnet. Tatsächlich bildet diese Technologie bislang den größten Anwendungsbereich für CO₂-Injektionen. Sie wird oft als eine Form von Carbon Capture dioxide, Utilization and Storage (CCUS) betrachtet, da dieses Verfahren die Ölförderung steigert und gleichzeitig ein signifikanter Teil des injizierten CO₂ dauerhaft in der Lagerstätte verbleibt. CO₂-EOR, mit ihrer langen und erfolgreichen Einsatzhistorie, gilt daher ebenfalls als ausgereift, zuverlässig und kommerziell angewandt (höchster Technologie-Reifegrad, TRL 9). CO₂-EOR findet häufig in Nordamerika Anwendung. Die Mehrheit der aktuellen CCS/CCUS Projekte ist dieser Methode zuzurechnen[14, 15]. Der Einsatz von CO₂ zur Verbesserung der Ölförderung ist deshalb erfolgreich, weil das Kohlenstoffdioxid mit dem verbliebenen Öl in Kontakt kommt, sich vermischt und dessen Mobilität erhöht, sodass weniger Öl in den Poren verbleibt [42].

In ähnlicher Weise kann CO₂ auch in eine produzierende Gas- (oder Gaskondensat-) Lagerstätte injiziert werden. Dies wird als Verfahren zur Verbesserung der Gasproduktion (Enhanced Gas Recovery, oder EGR) bezeichnet. Dabei unterstützt das injizierte CO₂ die Gasförderung, indem es den Druckabfall im Reservoir verringert. Auch dieses Vorgehen kann als CCUS-Verfahren betrachtet werden. Da diese CCUS-Optionen jedoch nicht Gegenstand dieses Berichts sind, liegt der Schwerpunkt im Folgenden auf der geologischen CO₂-Speicherung in salinaren Aquiferen und ausgeforderten Kohlenwasserstofffeldern.

4.2 Kapazität für die CO₂-Speicherung

Die in der Literatur berichteten Speicherkapazitäten variieren oft stark. Dabei sind die vorgestellten Zahlen nicht immer direkt miteinander vergleichbar, da sie maßgeblich von lokalen - und zum Teil unbekannten - Parametern abhängt. Um die Speicherkapazität der möglichen Standorte besser einordnen zu können, wird sie häufig in verschiedene Klassen unterteilt:

Die sogenannte *theoretische Kapazität* liefert häufig eine erste grobe Abschätzung. Diese bezieht sich typischerweise auf regionale oder nationale Skala. Sie schätzt das im Porenraum verfügbare Volumen, welches vom injizierten CO₂ eingenommen werden könnte, berücksichtigt allerdings nicht, dass das injizierte CO₂ nur einen Teil des gesamten geologischen Porenvolumens ausfüllt. Die *effektive Kapazität* bestimmt die Speichergröße unter Einbezug relevanter geologischer und technischer Randbedingungen (z. B. den maximal zulässigen Druck). Sie wird häufig über korrigierte Porenvolumina für einen Standort ermittelt. Die *praktische Kapazität* wiederum stellt jene Teilmenge der effektiven Kapazität dar, die bei umfangreicher Bewertung sämtlicher nicht-technischer Faktoren (z. B. rechtliche Vorgaben, Wirtschaftlichkeit, Infrastruktur) ermittelt wird. Abschließend beschreibt die *abgestimmte Kapazität* die nachgewiesene, kommerziell verfügbare Speicherkapazität, die den CO₂-Quellen sowie allen sonstigen Restriktionen entspricht. In Abbildung 16 ist diese „CO₂-Speicherkapazität-Pyramide“ dargestellt, angelehnt an die technooökonomische Ressourcenpyramide des Carbon Sequestration Leadership Forums (CSLF).

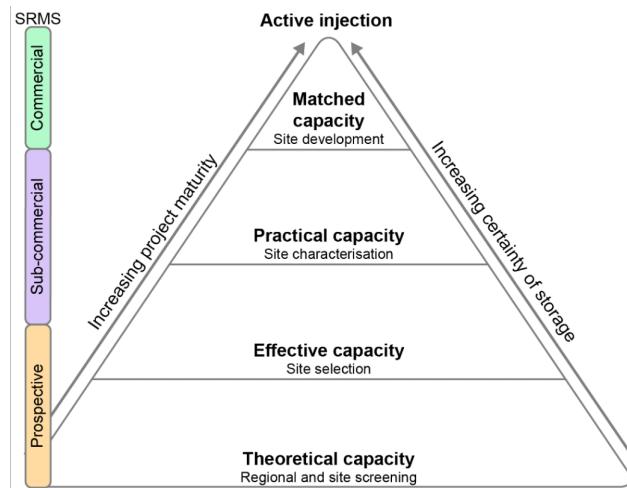


Abbildung 16: CO₂-Speicherkapazitäten, CO₂-Speicherressourcen und deren Entwicklung, modifiziert nach CSLF [43]

Die Unterscheidung dieser Kapazitätsklassen erschwert häufig den direkten Vergleich veröffentlichter Speicherkapazitäten. Insbesondere bei großräumigen, noch wenig detailliert untersuchten

Lagerstätten handelt es sich oftmals um theoretische oder effektive Kapazitäten, die sich nicht mit den praktischen oder abgestimmten Werten einzelner Speicherprojekte decken. Darüber hinaus ändern sich die Werte für die Speicherkapazität mit fortschreitender Reife des CCS-Projekts. Um den Entwicklungsstand eines CCS-Projekts hinsichtlich der CO₂-Speicherung zu beschreiben, wurde von Akhurst [44] der Begriff des „Storage Readiness Level (SRL)“ geprägt. Analog zum TRL-Ansatz ordnet das SRL-System Zahlenwerte von 1 (erste Abschätzung) bis 9 (bereit für die Injektion) zu, und kann einzelnen CCS-Projekten zugewiesen werden. Ein vergleichbares Konzept wird in der Erdöl- und Erdgasindustrie im Rahmen des Storage Resource Management Systems (SRMS) genutzt, welches Richtlinien zur Berichterstattung von Ressourcen und Kapazitäten enthält [45].

Methoden zur Bestimmung der Speicherkapazität reichen von einfachen Gleichungen bis hin zu komplexen numerischen Simulationen. Das folgende Beispiel veranschaulicht auf Basis einer vereinfachten Berechnung den grundlegenden Parameterbedarf sowie die damit verbundenen Unsicherheiten. Die *theoretische Speicherkapazität* eines salinaren Aquifers, begrenzt durch strukturelle Fallen, kann wie folgt berechnet werden:

$$V_{CO_2} = A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wir}), \quad (7)$$

wobei V_{CO_2} das Volumen des Porenraums [m^3] bezeichnet, welches für die CO₂-Speicherung zur Verfügung steht. A ist die laterale Ausdehnung [m^2], h die Mächtigkeit [m], ϕ die Porosität und S_{wir} die Haftwassersättigung. Bei dieser Formel wird angenommen, dass im gesamten Aquifer konstante Parameter für Fläche, Mächtigkeit, Porosität und Wassersättigung gelten. Dies ist eine stark idealisierte Annahme, wird jedoch häufig für eine erste Abschätzung der theoretischen Speicherkapazität genutzt.

Zur realitätsnäheren Ermittlung wird die geologische Komplexität besser erfasst, z. B. durch Einbezug von Heterogenitäten in Porosität und Sättigung. Zudem wird ein Speicherwirkungsgrad ε (Storage Efficiency Factor) eingeführt, um eine effektive Speicherkapazität im verfügbaren Porenraum zu bestimmen.

Da häufig die Masse des zu speichernden CO₂ anstelle des Volumens angegeben wird, ergibt sich die Gleichung für die *effektive Speicherkapazität* in einem salinaren Aquifer:

$$M_{CO_2} = A \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wir}) \cdot \varepsilon \cdot \overline{\rho_{CO_2}}, \quad (8)$$

wobei M_{CO_2} die Masse an Kohlenstoffdioxid [kg], ε der Speicherwirkungsgrad [–] und $\overline{\rho_{CO_2}}$ die

jeweilige Dichte des Kohlenstoffdioxids bei Speicherbedingungen [kg/m³] ist. Nach [24] kann der Speicherwirkungsgrad zwischen 3 % und 15 % liegen, wobei ein typischer Wert etwa 5 % beträgt. Der Speicherwirkungsgrad hängt stark von Schwerkraftseffekten und dem Auftrieb ab, da CO₂ deutlich leichter ist als das Wasser in der Lagerstätte (SOle). Somit kann injiziertes CO₂ aufsteigen, sich unterhalb der abdichtenden Deckschicht sammeln und dort eine Fahne bilden, die sich lateral über die Strukturfalte ausbreitet. Dementsprechend füllt das CO₂ oftmals nur einen geringen Teil des theoretischen Reservoirvolumens aus, während der Großteil weiterhin mit Sole gesättigt bleibt und somit die Speicherkapazität verringert. Unter Bedingungen mit hoher Auftriebskraft in Kombination mit hoher CO₂-Mobilität ist daher ein niedriger Speicherwirkungsgrad zu erwarten [46].

Wenn ein ausgefordertes Kohlenwasserstofffeld als potenzieller CCS-Standort ausgewählt wird, ist die geologische Struktur bereits viel besser charakterisiert. Die Projektunsicherheit wird dadurch erheblich reduziert und die effektive Speicherkapazität kann mit einer höheren Sicherheit abgeschätzt werden, da die Speicherkapazität auf bestimmte Weise mit dem ursprünglichen Kohlenwasserstoffvolumen vor Beginn der Förderung und den kumulativ geförderten Volumen zusammenhängt. Folgende Gleichung kann zur Abschätzung einer oberen Kapazitätsgrenze verwendet werden:

$$M_{CO_2} = HCIIP \cdot R_f \cdot \rho_{CO_2}, \quad (9)$$

wobei *HCIIP* (Hydrocarbons Initially In Place) das ursprünglich vorhandene Kohlenwasserstoffvolumen [m³] bezeichnet, *R_f* den Ausbeutegrad (recovery factor), der an die Stelle des Speicherwirkungsgrades tritt [–], und ρ_{CO_2} die Dichte des CO₂-Stroms bei Oberflächenbedingungen in [kg/sm³] ist.

All diese Beispiele verdeutlichen die benötigten Eingangsparameter. Für ein konkretes Projekt können viele zusätzliche Aspekte zu kleinen Anpassungen in den oben dargestellten Rechenansätzen führen. Zudem muss die Zusammensetzung des injizierten Gasstroms berücksichtigt werden, da dieser nicht aus 100 % CO₂ bestehen wird, sondern Verunreinigungen enthalten kann, die Einfluss auf die zu speichernde Fluide dichte haben.

Abgeschätzte geologische CO₂-Speicherkapazitäten

Die in Betrieb befindlichen CCS-Projekte weisen eine Vielzahl von Speicherkapazitätswerten auf:

- Für das CCS-Projekt Sleipner wird eine CO₂-Gesamtspeicherkapazität von über 42 Mt angenommen [44].
- Bisher wurde nur ein geringer Teil der porösen Utsira-Formation bei Norwegen für die geologische CO₂-Speicherung genutzt, da sie stellenweise in relativ geringer Tiefe liegt. Eine Bewertung der für die CO₂-Speicherung geeigneten Schicht in der Utsira-Formation (saliner Aquifer) einschließlich der Skade-Formation ergibt eine theoretische Speicherkapazität von mehr als 15 Gigatonnen [47].
- Für den deutschen Nordseebereich ergab eine konservative Abschätzung der theoretischen Speicherkapazität in offshore salinaren Aquifern mithilfe von Monte-Carlo-Simulationen (unter Annahme einer mittleren CO₂-Dichte von $625 \pm 75 \text{ kg/m}^3$ und eines mittleren Speicherwirkungsgrads von 10 % (Werte zwischen 5 % und 20 %)) eine Speicherkapazität von etwa 2900 Mt in insgesamt 262 identifizierten möglichen geologischen Strukturen [48].
- CO₂-Speicherkapazitäten in kontinentalen salinaren Aquifern und ausgeförderten Gasfeldern in Deutschland wurden 2005 bewertet, siehe [48]. Die berechnete CO₂-Speicherkapazität für saline Aquifere (onshore) wird auf rund 20000 Mt und auf etwa 2800 Mt für Erdgasfelder geschätzt, basierend auf 39 in Deutschland untersuchten Gasfeldern und übersteigt damit die theoretische Speicherkapazität, die für den deutschen Nordseebereich ermittelt wurde.
- In Europa werden die meisten CO₂-Speicherprojekte (CCS) in salinaren Aquifern durchgeführt und geplant. Es gibt jedoch auch Entwicklungen in ausgeförderten Kohlenwasserstofffeldern wie das Greensand-Projekt in Dänemark sowie die Porthos- und Aramis-Projekte in den Niederlanden mit bedeutenden Kapazitäten.

4.3 Sichere CO₂-Speicherung im Geologischen Formationen (Integrität)

Eine sichere Rückhaltung von CO₂ (Integrität) ist eine weitere Voraussetzung für die langfristige geologische Speicherung. Der injizierte CO₂-Strom wird innerhalb der geologischen Formationen zurückgehalten, weil die darüberliegenden Gesteinsschichten undurchlässig sind. Es gibt

verschiedene Rückhaltemechanismen (trapping mechanisms), die die Migration von CO₂ in der geologischen Formation beeinflussen, bis letztlich alle Bewegungen zum Stillstand kommen. Die Tendenz des CO₂, sich vom Injektionspunkt wegzbewegen, hängt von vielen Faktoren ab und ist für jeden Speicherstandort spezifisch.

In der Regel erfolgt die Speicherung in geologischen Schichten in Tiefen von mehr als 800 m, wo eine Migration an die Oberfläche sehr unwahrscheinlich ist. Der abgeschiedene CO₂-Strom wird in einen tiefen Aquifer entweder in einer flüssigen oder überkritischen Phase injiziert. Bei der Injektion verdrängt das CO₂ das Wasser in tiefere Bereiche der Formation und sammelt sich im oberen Bereich der Speicherschicht direkt unter der undurchlässigen Deckschicht. Das injizierte Kohlenstoffdioxid bildet eine CO₂-Fahne, die sich lateral unterhalb der Deckschicht ausbreitet. Dieser Vorgang wird durch Auftrieb angetrieben, da die Dichte der CO₂-Fahne niedriger ist als die des Formationswassers. Im Laufe der Zeit beginnt sich CO₂ in der Sole zu lösen, was zu einer Verringerung des gasförmigen Volumens und zur Bildung einer dichteren, CO₂-angereicherten Sole führt.

Ein schematischer Überblick über die Mechanismen, die für ein sichere Rückhaltung sorgen, ist in Abbildung 17 dargestellt. Der Prozess wird als CO₂-Rückhaltung bezeichnet.

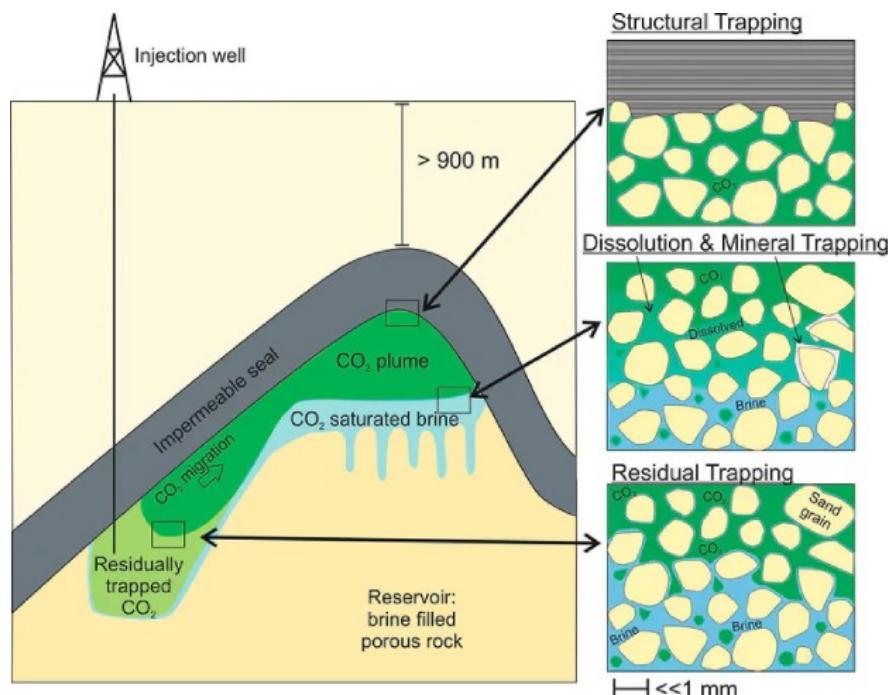


Abbildung 17: Schematischer Überblick über die CO₂-Rückhaltung und Rückhaltemechanismen [49]

4. CO₂-Speicherung in geologischen Formationen

Die dominierenden Rückhaltemechanismen hängen von der Struktur der Speicherschicht, der Mineralzusammensetzung der Gesteine sowie von der seit der Injektion verstrichenen Zeit ab. Zu Beginn wandert CO₂ vom Injektionspunkt in den oberen Bereich der Speicherschicht unterhalb des Abdeckgesteins, angetrieben durch seine im Vergleich zur Sole geringeren Dichte.

Für CO₂ kommen mehrere Rückhaltemechanismen in Betracht. Generell lassen sie sich in zwei Kategorien einteilen: physikalische und geochemische Mechanismen.

Die physikalische Rückhaltemechanismen umfassen strukturellen und stratigraphischen Rückhalt (structural trapping), wobei der ursprüngliche Zustand des CO₂ erhalten bleibt. Diese Mechanismen sind eher für eine kurzfristige Speicherung bestimmt und hängen von der Struktur (Geometrie) des Speicherstandortes ab. Ein weiterer physikalischer Mechanismus ist der kapillare Rückhalt (capillary trapping). Dabei verbleiben durch Kapillarkräfte zwischen CO₂ und Sole kleine Mengen an CO₂ in den Porenräumen und werden immobil.

Geochemische Rückhaltemechanismen schließen mineralischen Rückhalt (mineral trapping) und Einlösung ins Formationswasser (dissolution trapping) ein [50]. Diese Mechanismen sind auf geochemische Wechselwirkungen zwischen dem injizierten CO₂-Strom und den Gesteinsmineralen angewiesen. Langfristig löst sich CO₂ in der Sole, was zu einer dichten, CO₂-gesättigten Sole führt. Gleichzeitig können die CO₂-Moleküle mit im Gestein vorhandenen Mineralen reagieren und geochemische Reaktionen bzw. Mineralveränderungen hervorrufen. Die Reaktionen geschehen in der wässrigen Phase, wenn das CO₂ mit der Sole reagiert und Kohlensäure bildet. Dabei entstehen Wasserstoffionen und Karbonat, was den pH-Wert senkt. Dies führt wiederum zu einer erhöhten Freisetzung von Kationen aus der geologischen Struktur in die wässrige Lösung. Diese Kationen sind vor allem zweiwertiges Calcium, Eisen sowie Magnesium. Mit den Karbonaten bilden diese Ionen schließlich stabile chemische Verbindungen wie Calciumkarbonat (CaCO₃), Magnesiumkarbonat (MgCO₃) und/oder Eisenkarbonat (FeCO₃) [51]. Bei der geologischen Speicherung gewinnen geochemische Reaktionen mit fortschreitender Zeit an Bedeutung. Wird CO₂ jedoch für EOR verwendet, sind derartige Reaktionen weniger ausgeprägt und verlaufen in hochpermeablen Zonen äußerst langsam. In diesem Fall ändern sich die petrophysikalischen Eigenschaften während des CCS/CCUS-Prozesses meist nur geringfügig [52].

Mit der Zeit werden die Mineralbildung durch CO₂ und geochemische Reaktionen zwischen CO₂ und Sole zu den dominierenden Rückhaltemechanismen, wie in Abbildung 18 dargestellt.

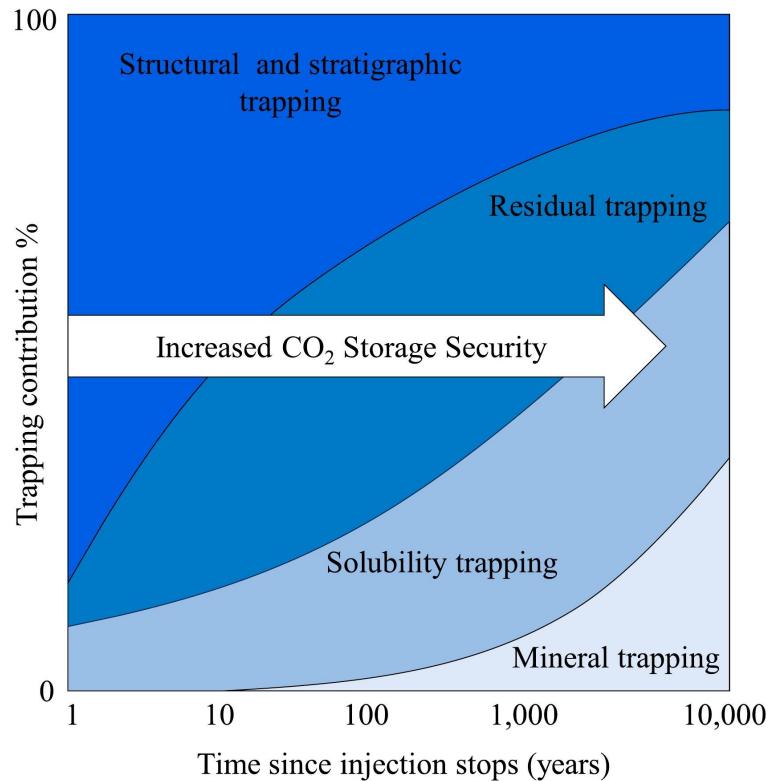


Abbildung 18: Verschiedene Rückhaltemechanismen von Kohlenstoffdioxid in Abhängigkeit von der Zeit [53]

Die Veränderung der Rückhaltemechanismen führt zu einer gesteigerten Speichersicherheit, da sich die Phasen mischen und das CO₂-Volumen verringert. Der Salzgehalt beeinflusst das Einlösungspotenzial des Gases in der Sole [50]. In mächtigeren Aquiferen ist die CO₂-Lösung tendenziell stärker ausgeprägt [54]. Im Zuge des mineralischen Rückhalts entsteht durch die Auflösung von CO₂ schwache Kohlensäure, die Feststoffe (Karbonatminerale) bildet und so langfristig und effektiv CO₂ bindet.

4.4 Überwachungstechnologien für CCS-Projekte

Internationale Richtlinien und nationale Gesetzgebungen verlangen von Betreibern die Entwicklung eines Plans zur Überwachungsstrategie, der während der gesamten Lebensdauer eines CCS-Projekts umgesetzt werden muss. Einzelheiten zur Injektion von CO₂ und dessen Speicherung im Untergrund sind in [9, 11] aufgeführt. Die Überwachungsprozesse (Teil des sogenannten MMV-Plans (measurement, monitoring, verification)) sind ein erforderliches Element in CCS-Projekten

und Bestandteil der Betriebserlaubnis.

Der risikobasierte Überwachungsplan muss robust sein und während der gesamten Projektlaufzeit gültig bleiben. Ein erster Überwachungsplan ist bereits bei der Beantragung einer Betriebserlaubnis bei den zuständigen nationalen Behörden einzureichen. Der Überwachungsplan soll einen sicheren Betrieb gewährleisten und sicherstellen, dass sich die CO₂-Fahne infolge der Injektion wie vorgesehen entwickelt (Konformitätsnachweis) und langfristig sicher in der jeweiligen Speicherschicht verbleibt (Rückhaltenachweis). Effektive Überwachungsmethoden im MMV-Plan sollten folgende Punkte erfüllen:

- Festlegung der Reichweite der Überwachung (**räumliche** und **zeitliche** Abdeckung), um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und potenzielle Unregelmäßigkeiten zu erkennen
- Ausreichend **empfindlich** sein, um etwaige Unregelmäßigkeiten zuverlässig zu detektieren.
- Unregelmäßigkeiten schnell genug erfassen, damit entsprechende Gegenmaßnahmen frühzeitig ergriffen und dadurch größere Auswirkungen vermieden werden können.

Die Hauptziele im Rahmen des MMV-Plans bestehen darin, die Emissionen an der Injektionsstelle zu messen, die Zusammensetzung des CO₂-Stroms zu bestimmen, Druck- und Temperaturmessungen und chemische Analysen der eingesetzten Materialien durchzuführen. In der EU müssen die Ergebnisse und Messdaten der Überwachung gemäß den in der ETS-Richtlinie 2007/589/EG festgelegten Vorgaben gemeldet werden.

Werden Unregelmäßigkeiten während der Speicherung festgestellt, müssen gemäß dem MMV-Plan Schutz- und Abhilfemaßnahmen ergriffen werden. Im Rahmen des umfassenden Risikomanagements sind die MMV-Strategien während der gesamten Projektlaufzeit kontinuierlich zu aktualisieren. Zu Beginn muss bereits im Rahmen des Antrags auf Speicherstandortzulassung ein Plan vorgelegt werden, der Schutz- und Abhilfemaßnahmen enthält. Die Methoden unterscheiden zwischen der Minderung von geologisch und technisch bedingten Risiken.

Die verfügbaren Überwachungstechniken lassen sich in direkte und indirekte Methoden einteilen. Indirekte Ansätze bezeichnen externe Messverfahren wie seismische und geophysikalische Techniken, mit denen Veränderungen in Gesteinseigenschaften sowie Änderungen in Spannungszuständen und Fluidverteilungen überwacht werden. Direkte Messungen erfolgen unmittelbar im Bohrloch oder am Bohrlochkopf, um Druck- und Temperaturänderungen zu beobachten.

Die folgende Tabelle 2 zeigt eine kurze Übersicht über gängige Überwachungstechniken in CCS-Betrieben [55, 56, 57, 58]:

Tabelle 2: Übersicht zu allgemeinen Überwachungstechniken an CO₂-Speicherstandorten

Methode	Ziel	Messmethoden
Tracer	Analyse von Fahnenbewegungen und Auffinden von Leckagen	Laufzeitmessung
Druckanalyse	Kontrolle des Drucks und Analyse der Injektionsbedingungen	Speicherdruck, Ringraumdruck und Grundwasser
Bohrlochprofile	Verfolgung der CO ₂ -Bewegung	Geschwindigkeitsprofile
Seismische Überwachungsmethoden	Erfassen der CO ₂ -Verteilung und möglicher Leckagen	3D-Seismik, seismische Überwachung, elektromagnetische Verfahren, seismische Darstellung von Bohrungen
Oberflächenverformung	Beobachtung von geometrischen Veränderungen und Ermittlung von CO ₂ -Migrationswegen	Satellitenkartierung und -abbildung
Analyse der Wasserzusammensetzung	Mineralanalyse und Potenzial zur mineralischen Rückhaltung, Quantifizierung von Gas-Gesteins-Interaktionen	Salzgehalt und Analyse von Mineralionen
4D-Zeitraffer-Seismik-Überwachung	Beobachtung des Zielgebiets und der Ausbreitung der Fahne, Beurteilung von Veränderungen der untertägigen Gesteinseigenschaften	nichtinvasive seismische Kartierung
Bodenanalyse und Bewegungen von Grundwasser in geringer Tiefe	Erfassung von Wechselwirkungen zwischen CO ₂ und dem umgebenden Gestein	CO ₂ -Isotopenanalyse und Messung der Gaszusammensetzung
Beobachtungs- / Überwachungsbohrungen	Überwachung des Drucks und der Fahnenentwicklung in größerer Entfernung zu den Injektionsbohrungen	Überwachung des Reservoirdrucks, Flüssigkeitsidentifikation, Flüssigkeitszusammensetzung

4. CO₂-Speicherung in geologischen Formationen

Es ist wichtig zu erwähnen, dass sich die Überwachungsmethoden zwischen offshore und onshore CCS-Betrieben unterscheiden.

Bei Überwachungsstrategien im Offshore-Bereich ist es von Vorteil, Druck- und Temperaturänderungen über die Zeit zu erfassen und in Simulationsmodelle zu integrieren, um potenzielle Anomalien im Voraus zu erkennen [59]. Eine weitere Technologie, die bei Offshore-Projekten eingesetzt wird, ist die Nutzung von Unterwasserglasfasernetzen für CCS Anwendungen. Diese Technologie gewährleistet Datenbeobachtung in Echtzeit über längere Zeiträume und bietet eine Übersicht über die Fläche [60]. Für Onshore-Projekte wurde die Methode Interferometric Synthetic Aperture Radar (InSAR) erfolgreich angewandt. Diese misst Oberflächendeformationen durch hochauflösende Satellitenbilder, die auf Sensitivitätsmessungen beruht [61].

Überwachungsstrategien

Sleipner CCS-Projekt

Als erstes Speicherprojekt in einem salinaren Aquifer wird Sleipner seit Projektbeginn 1996 überwacht. Zu den Überwachungsmethoden bei Sleipner gehören die Druckbeobachtung am Bohrlochkopf, sowie Schwerkraft- und seismische Beobachtungsmethoden, die wesentlich zum Verständnis der Druck- und Fehnen-Entwicklung im Speicherstandort beigetragen haben. Besonders 3D und später 4D seismische Untersuchungen wurden genutzt. Ersteres diente als Basisstudie, alle darauffolgenden Messungen bis 2020 ermöglichen einen Vergleich der Entwicklung der CO₂-Fahne und Erkennung potenzieller Veränderungen in den Schichten mit der Zeit. Zusätzlich wurden vier Schwerkraft-, elektromagnetische-, Meeresbodenuntersuchungen und chemische Probenentnahmen durchgeführt, um die Entwicklung der Fahne zu beobachten und mögliche, bisher nicht nachgewiesene Leckagen zu erkennen. Diese Methoden dienten auch international als Vorbild und trugen zur Entwicklung von Richtlinien für CCS-Überwachungsstrategien bei [1, 40].

Quest CCS-Projekt

Das kanadische Quest-Projekt ist ein Speicherprojekt in einem onshore tiefen salinaren Aquifer, das seit 2015 in Betrieb ist. Die Gesamtkapazität wird auf etwa 27 Mt geschätzt. Drei Bohrungen dienen als Injektionsbohrungen, durch die jeweils etwa 145 t/hr injiziert werden. Seit Betriebsbeginn wurden bereits mehr als 6.8 Mt CO₂ in den rund 2 km tiefen, salinaren Aquifer injiziert. Dabei handelt es sich um den Basal Cambrian Sand, der eine Mächtigkeit von rund 45 Metern aufweist. Mehrere Zwischendeckschichten aus Schiefer und Salz sorgen für eine sichere Abdichtung. Der CO₂-Strom besteht nicht aus reinem Kohlendioxid, sondern enthält kleine Mengen an Wasserstoff und Stickstoff. Das CO₂ stammt aus einer Wasserstoffproduktionsanlage (Scotford Upgrader) und wird über eine fast 100 km lange Pipeline zum Injektionsstandort transportiert [62, 63]. Da sich das Quest-Projekt in einem gering seismisch aktiven Gebiet befindet, kommt der Überwachung seismischer Ereignisse eine besondere Bedeutung zu. Beim Quest-Projekt werden Beobachtungsmethoden, darunter 3D und 2D seismische Methoden, vertikale Seismikprofile, Wasserprobenanalysen und die InSAR-Technologie eingesetzt. Zur Untersuchung des tiefen Untergrunds werden Druckmessungen, seismische Messverfahren und Wasserprobenentnahmen kontinuierlich durchgeführt [40].

Northern Lights

Ein Netzwerkprojekt, das am 26. September 2024 den Betrieb aufgenommen hat, ist Northern Lights (Abbildung 19). Dieses Projekt ist Teil des übergeordneten Longship-Projekts, das alle Schritte des gesamten CCS-Zyklus von der Abscheidung bis zur dauerhaften Speicherung miteinander verbindet. In diesem Projekt wird in Øygarden eine Anlage zur Zwischenspeicherung errichtet, die über Schiffe von Emittenten aus der Europäischen Union beliefert wird. Von der Zwischenspeicherung soll das Kohlenstoffdioxid über eine etwa 110 Kilometer lange Pipeline zu einem salinaren Aquifer am Speicherstandort Aurora vor der nordwestlichen Küste Norwegens transportiert werden. Erste Kapazitätsschätzungen belaufen sich auf rund 1.5 Mtpa und eine Gesamtkapazität von knapp 100 Millionen Tonnen CO₂ wird erwartet.

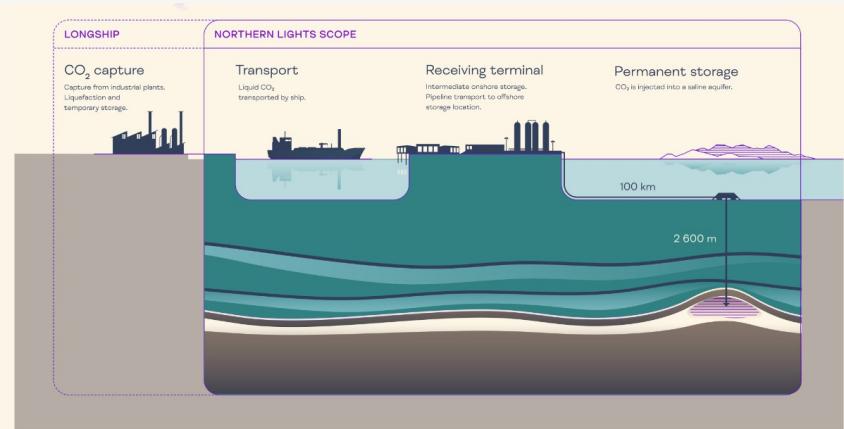


Abbildung 19: Northern Lights [64]

Bei Northern Lights werden der Druck am Bohrlochkopf und die Temperatur überwacht, um den Injektionsfluss in den unterirdischen Speicher zu beobachten. Weitere Methoden zur Leckageerkennung basieren auf Massenbilanzrechnung und der Drucküberwachung mithilfe von Messgeräten.

4.5 Hauptrisiken und Risikomanagement

Risiko wird als Kombination aus der Wahrscheinlichkeit, dass ein Ereignis eintritt, und dessen möglichen Auswirkungen definiert. Sowohl Wahrscheinlichkeit als auch Konsequenzen sind nicht eindeutig bekannt, sondern lassen sich nur anhand von Einschätzungen und den vorhandenen Informationen abschätzen. Infolgedessen besteht eine Unsicherheit, die in ein Risiko übersetzt wird.

Das Verständnis von Unsicherheit ist für CCS-Projekte von entscheidender Bedeutung. Die CCS-Branche kann von Erfahrungen verwandter Industriezweige wie der Öl- und Gasindustrie, der untertägigen Erdgasspeicherung und ähnlichen Bereichen profitieren.

Da bei CCS-Projekten die sichere und langfristige Speicherung von CO₂ oberste Priorität hat, ist das Hauptrisiko mit dem Einschluss, beziehungsweise CO₂-Leckagen verbunden.

Leckagen aus Speicherstätten stellen ein Umweltrisiko dar und untergraben die Wirksamkeit von CCS als Klimaschutzmaßnahme. Die möglichen Risiken können durch Veränderungen an der Speicherschicht (**geologische Integrität**) aufgrund von Druck- und Temperatureinflüssen oder geochemischen Reaktionen, sowie durch undichte Bohrungen (**Bohrungsintegrität**) entstehen, wie in Abbildung 20 dargestellt wird [65].

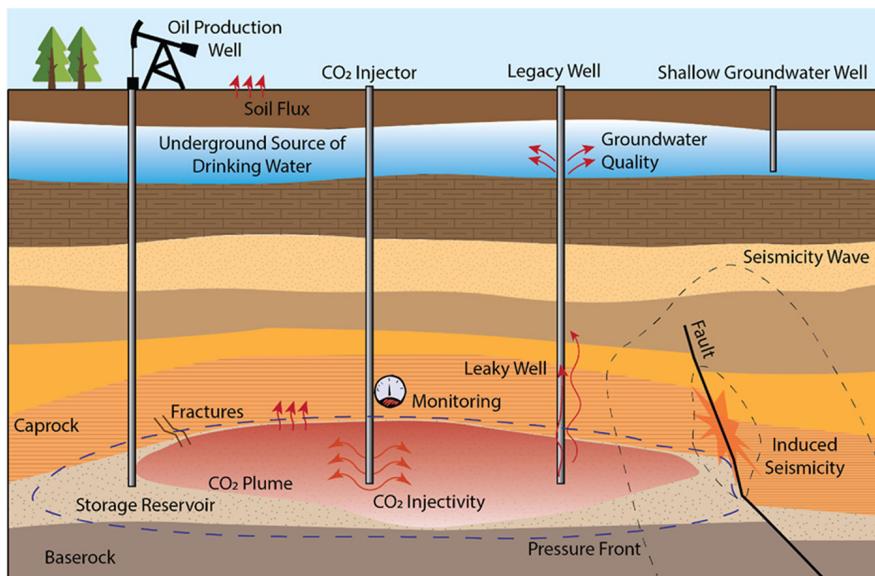


Abbildung 20: Potenzielle Risiken im Zusammenhang mit der CO₂-Speicherung [65]

CO₂ breite sich üblicherweise zunächst lateral um die Injektionsbohrung aus (bedingt durch Viskositätskräfte), bevor es durch Auftrieb langsam zum oberen Bereich des Reservoirs aufsteigt. Über große Zeitskalen hinweg löst sich CO₂ in der Restsole, woraufhin ein langsamer Konvektionsprozess einsetzen kann. Außerdem unterliegt es dem kapillaren Rückhalt in wasserbenetzten Gesteinen und dem mineralischen Rückhalt. Der verbleibende mobile Anteil an CO₂ setzt seine vertikale Migration fort und gelangt schließlich an das Abdeckgestein, an dem die Bewegung zum Stillstand kommt. In seltenen Fällen können jedoch geochemische Wechselwirkungen, Druck- oder Temperaturbedingungen eine Migration in die Abdeckschicht bewirken [66]. Druckänderungen können Spannungsstörungen als auch geochemische Interaktionen hervorrufen, was zu einer Schwächung führen kann, die neue Klüfte entstehen lässt, bestehende wieder aktiviert oder die

4. CO₂-Speicherung in geologischen Formationen

Durchlässigkeit der Abdeckschicht erhöht [67].

Die CO₂-Injektion und -Speicherung in salinaren Aquiferen, obgleich sie ein hohes Potenzial und Skalierungseffekte verspricht, unterliegt oft einem Mangel an Daten im Vergleich zu ausgeförderten Kohlenwasserstofffeldern. Dementsprechend unterscheidet sich das untertägige Risiko bei CCS-Projekten in salinaren Aquiferen von jenem bei ausgeförderten Kohlenwasserstofffeldern, was auch höhere Überwachungskosten zur Folge hat, da sich die erwartete CO₂-Fahne über ein größeres Gebiet erstreckt. Darüber hinaus sind bei salinaren Aquiferen umfangreichere Erkundungsaktivitäten erforderlich, um Projekte vor Betriebsbeginn abzusichern.

Risiken sind standortspezifisch. Die nachfolgende Liste stellt die Hauptrisiken zusammen:

- Geologische Integrität: Eigenschaften des Abdeckgestein, Aquiferbegrenzung, Seismizität, Einschluss der CO₂-Fahne im Speicherkomplex
- Bohrungsintegrität: Leckagen aus Bohrungen, Materialverträglichkeit, Komplettierungs- und Zementationseigenschaften in Altbohrungen
- Injektivitätsrisiko: Verlust an Bohrungsinjektivität mit der Zeit, Sandproduktion in drucksteuerten Bohrungen, Überschreitung des maximalen Betriebsdrucks bei der Injektion

Abbildung 21 zeigt das von der International Energy Agency (IEA) vorgestellte Rahmenwerk für die Risikobewertung, das Risikomanagement und die Risikokommunikation in CO₂-Speicherprojekten. Die Risikobewertung umfasst sechs Stufen: Problemformulierung, Standortauswahl und Charakterisierung, Expositionsbewertung, effektive Einschätzung, Risikobeschreibung sowie Risikomanagement [68]. Für die Risikobewertung können verschiedene Ansätze zum Einsatz kommen, die entweder qualitative oder quantitative Methoden umfassen.

Als Beispiel dient die bow-tie-Risikobewertungsmethode (bow-tie risk assessment), die mithilfe von Diagrammen eine qualitative Bewertung des Speichers vornimmt. Allerdings berücksichtigt sie weder Wechselwirkungen mit Kohlenstoffdioxid noch potenzielle Leckagen durch die Abdeckschicht, die sich auf die Langzeitsicherheit auswirken könnten. Im Gegensatz dazu konzentriert sich die Bayesian Network-Methode (BN) auf die Entscheidungsfindung und das Management von spezifischen Risiken von CO₂-Speicherstandorten.

Eines der meistgenutzten quantitativen Verfahren zur Risikobewertung wurde vom US Energie ministerium (United States Department of Energy) entwickelt und trägt den Namen National Risk Assessment Partnership (NRAP). Die NRAP-Methode betrachtet den geologischen Speicherstandort als ein Gesamtsystem mit mehreren Komponenten, zu dem das Reservoir, die ober- und

untertägigen Injektionseinrichtungen sowie die Speicherschicht zählen. Durch Variation der verfügbaren Eingabeparameter lässt sich das Verhalten der Zielformation untersuchen, insbesondere die Solebewegung in salinaren Aquiferen. Die Modellierung unterschiedlicher Unsicherheiten innerhalb dieser Parameter liefert eine statistische Verteilung von Wahrscheinlichkeiten bei der CO₂-Speicherung. Von zentraler Bedeutung ist, dass der Rahmen zur Risikoeinschätzung je nach projektspezifischen Bedingungen und Szenarien entsprechend angewendet wird. Nur so kann gewährleistet werden, dass sowohl qualitative als auch quantitative Verfahren potenzielle Risikoszenarien effektiv identifizieren.

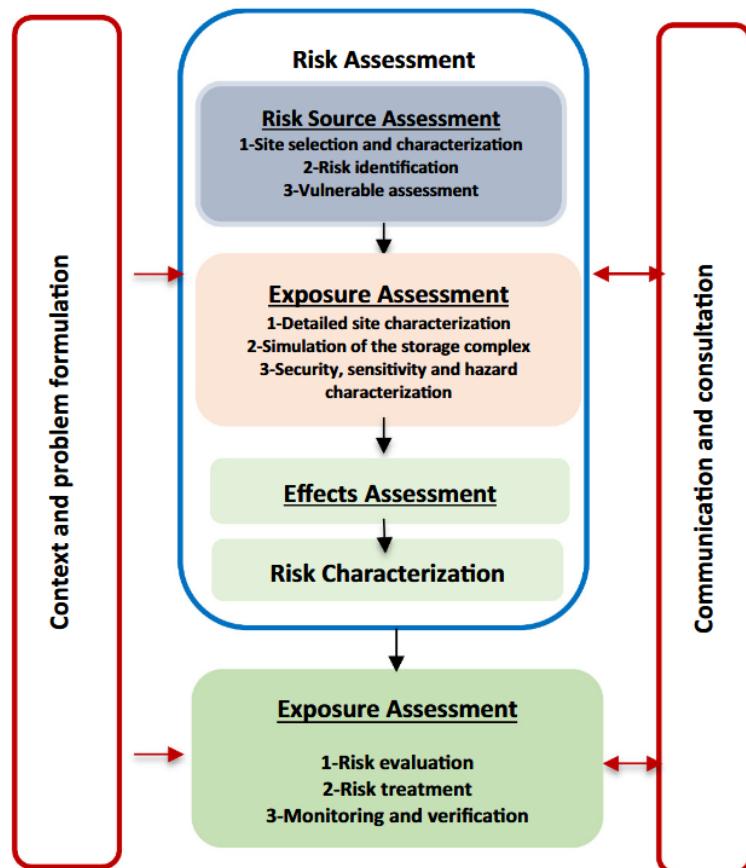


Abbildung 21: Rahmenwerk für Risikobewertung, -management und -kommunikation für CCS, präsentiert von der IEA [55]

Kernaussagen zur CO₂-Speicherung

- Die geologische CO₂-Speicherung wird durch die Elemente Speichervolumen (*Kapazität*) und Speichersicherheit (*Einschluss*) charakterisiert.
- Kapazität bezieht sich auf das Volumen (oder Masse) an CO₂, das in der jeweiligen Zielformation gespeichert werden kann. In Europa werden die meisten Speicherprojekte in salinaren Aquiferen betrieben, jedoch gibt es auch Projekte in ausgeförderten Kohlenwasserstofffeldern. Der technische Reifegrad (TRL) ist hoch und die Speicherung in Aquiferen gilt als kommerzielle, ausgereifte Technologie. Da die CO₂-Speicherung in ausgeförderten Kohlenwasserstoflagerstätten auf kommerziellem Niveau weiterentwickelt wird, ist zu erwarten, dass diese Option bald ebenfalls zu einer ausgereiften Technologie wird.
- Die Kapazitätsberechnungen für offshore salinare Aquifere ergeben enorme Volumina. Allerdings verändern sich Kapazitätswerte mit der Entwicklung eines CCS-Projekts. Daher ist es schwierig, Angaben auf regionaler Ebene mit den Kapazitäten einzelner Projekte zu vergleichen.
- Für Deutschland beläuft sich die offshore CO₂-Kapazität auf rund 2.900 Mt in salinaren Aquiferen. Die geschätzte Kapazität für onshore Felder und Aquifere in Deutschland wird zwar noch höher angesetzt, kann jedoch derzeit nicht detailliert bewertet werden.
- Ein sicherer Einschluss des CO₂ muss durch den Nachweis der geologischen- und Bohrungsintegrität sowie durch geeignete betriebliche Grenzwerte in der Betriebserlaubnis gewährleistet werden. Ein risikobasierter Überwachungsplan wird eingesetzt, um die Einhaltung und den sicheren Rückhalt zu überwachen.
- Zu den wichtigsten Risiken während der CO₂-Speicherung zählen standortspezifische Faktoren. Generell betreffen sie jedoch die geologische Integrität des Speicherkomplexes, die technische Integrität aller Bohrungen, die den Speicherkomplex beeinflussen, und die Injektivität, um vertragliche Verpflichtungen erfüllen zu können.

5. Schlussfolgerungen

Die Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CCS) ist ein Verfahren, das drei entscheidende Prozesse umfasst, um zu verhindern, dass Kohlenstoffdioxidemissionen in die Atmosphäre gelangen. Diese Schritte sind (1) die Abscheidung des Kohlenstoffdioxids direkt an der Emissionsquelle oder die Abtrennung aus einem gasförmigen CO₂-Strom, (2) der Transport durch Pipelines oder mit Schiffen zu einer Speicherstätte und (3) die Injektion in unterirdische Formationen, wo es dauerhaft gespeichert wird. Zahlreiche internationale Studien kommen zu dem Schluss, dass CCS eine entscheidende Komponente zur Verringerung der Treibhausgasemissionen ist. Da CCS zunehmend als Beitrag zur Verringerung der Treibhausgasemissionen anerkannt wird, hat die Europäische Union 2009 ihre CCS-Richtlinie erlassen, um einen Rahmen zu schaffen, der es den CCS-Betrieben in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union ermöglicht, ihre Klimaziele zu erreichen.

Die deutsche Bundesregierung hat sich das Ziel gesetzt, bis 2045 Kohlenstoffneutralität zu erreichen. Im Rahmen ihrer nationalen Carbon-Management-Strategie wird die Abscheidung und Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CCS) als eine wichtige Option zur Verringerung der Treibhausgasemissionen in Deutschland empfohlen, insbesondere für Industriesektoren mit schwer abbaubaren Emissionen. Im Zuge der Strategie ist eine Aktualisierung des bestehenden Bundesgesetzes über die Speicherung von Kohlenstoffdioxid geplant. Das geänderte Gesetz (Kohlenstoffdioxid-Speicherungs- und Transportgesetz) wird die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee als das Gebiet von hohem Interesse und Priorität für künftige CCS-Operationen ausweisen. Das Genehmigungs- und Bauverfahren für CO₂-Transportleitungen wird ebenfalls in das geänderte Gesetz aufgenommen, um die Genehmigungsverfahren für den Transport von Kohlenstoffdioxid zu den Speicherstätten oder Verwertungsprozessen zu erleichtern.

Die Abscheidung und der Transport von CO₂ wird seit vielen Jahrzehnten durchgeführt und gilt als etablierte Technologie, um zu verhindern, dass CO₂ in die Atmosphäre gelangt. Viele Technologien in der CCS-Prozesskette besitzen den Technologie-Reifegrad 9. 2023 wurde die Gesamtkapazität der in Betrieb befindlichen und geplanten CCS-Projekte auf fast 361 Mio. Tonnen pro Jahr geschätzt, und es wird erwartet, dass diese Zahl in den kommenden Jahren weiter steigen wird. Die technischen Voraussetzungen für den Transport, die Injektion und die geologische Speicherung wurden in diesem Bericht näher erläutert. Die wichtigsten Punkte werden im Folgenden zusammengefasst:

Transport

- Es wird erwartet, dass der Pipelinetransport für CCS in ganz Europa eine wichtige Rolle spielen wird. Er ermöglicht den Transport großer Mengen in verschiedenen Aggregatzuständen (flüssig, gasförmig, überkritisch). Größere Mengen können in flüssigem Zustand bei Drücken zwischen 80 und 200 bar transportiert werden.
- Die Verschiffung von CO₂ kann eine wettbewerbsfähige Alternative zum Pipelinetransport sein, insbesondere über große Entfernung. Typische Bedingungen für den Schiffstransport sind extrem niedrige Temperaturen und Drücke zwischen 7 und 45 bar, um zu erreichen, dass sich das CO₂ in einem flüssigen Zustand befindet.
- Die Regulierung und Überwachung der Qualität des Kohlenstoffdioxidstroms ist ein entscheidender Aspekt, da Verunreinigungen die Eigenschaften von CO₂ erheblich beeinflussen und sich die Phasengrenzen verschieben können. Bereits geringe Verunreinigungen können einen erhöhten Druck erfordern, um den flüssigen Zustand von CO₂ zu erreichen.
- Verunreinigungen können auch zu Korrosion des Rohrleitungsmaterials führen, was ein erhebliches Risiko für die Integrität und Stabilität des Systems darstellt. Der Transport von Kohlenstoffdioxid erfordert genaue Kenntnisse über das Material, die Kompatibilität und die Zusammensetzung des Gasstroms. Um einen sicheren Transport des Kohlenstoffdioxids zur Speicherstätte zu gewährleisten, sollten korrosionsbeständige Materialien ausgewählt werden.
- Als Zwischenspeicher oder temporäre Speicher werden Einrichtungen bezeichnet, die das abgeschiedene Kohlenstoffdioxid vorübergehend speichern sollen, um das Angebot an abgeschiedenem CO₂ und den Transport zu den endgültigen Speicherstätten auszugleichen. Zwischenspeicher können oberirdisch errichtet werden, aber auch unterirdische Speicherstätten (Kavernen, poröse Gesteinsschichten) können in Betracht gezogen werden.

Injektion

- Technologien für die Bohrlochkonstruktion für die geologische Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) in großem Maßstab können von der Öl- und Gasindustrie abgeleitet werden. Für CO₂-Injektionsbohrungen gibt es noch keine Normen für die Auslegung und Sicherstellung der Bohrungsintegrität. Dennoch können die Normen für Öl- und Gasbohrungen bis auf geringfügige Abweichungen als Grundlage verwendet werden. Für CO₂-Injektions-

bohrungen ist das für Gasspeicherbohrungen vorgeschriebene Doppelbarrieresystem zu verwenden.

- Bei CO₂-Injektionsbohrungen ist es wichtig, die korrosive Umgebung zu berücksichtigen, die durch CO₂ in Gegenwart von Wasser entsteht. Als Materialien werden allgemein Stähle mit hoher Korrosionsbeständigkeit empfohlen, z.B. rostfreier Stahl oder Stahl mit hohem Chromanteil. Eine gute Zementierung ist von entscheidender Bedeutung, und es sollte CO₂-beständiger Zement verwendet werden.
- Die Platzierung der Bohrung und die Wahl des Injektionsintervalls sind entscheidend, um eine gute Verbindung zum Speicherreservoir herzustellen. Im Gegensatz zu Produktionsbohrungen sollte die CO₂-Injektion im unteren Bereich der Speicherformation erfolgen.
- Um CO₂ mit der gewünschten Rate injizieren zu können, ist eine gute hydraulische Verbindung zwischen dem Bohrloch und der Gesteinsschicht erforderlich, und die Gesteinsschicht muss eine gute hydraulische Leitfähigkeit aufweisen. Es wird empfohlen, ein kh-Produkt von mindestens 0,25 Dm zu haben. Bohrlochtests sind eine gängige Methode zur Bestimmung und Überwachung der hydraulischen Leitfähigkeit.
- Die Injektivität kann sich während der Laufzeit eines Projekts aus verschiedenen Gründen verschlechtern. Die folgenden Effekte wurden in Laborversuchen und bei einigen CCS-Projekten beobachtet: Bohrungsnahe Austrocknung und Salzausfällung, Mineralienauflösung und Migration von Feinstoffen, Hydratbildung und Druckaufbau aufgrund von Strömungsbarrieren.

Geologische Speicherung

- In Europa werden die meisten Speicherprojekte in salinen Aquiferen durchgeführt, aber einige Projekte werden auch in ausgefördernten Kohlenwasserstofffeldern entwickelt. Die Speicherung in Aquiferen gilt als kommerzielle und ausgereifte Technologie. Da die CO₂-Speicherung in ausgefördernten Kohlenwasserstofffeldern in großem Maßstab entwickelt wird, ist auch da zu erwarten, dass diese bald zu einer ausgereiften und kommerziellen Technologie wird.
- Die geologische Speicherung von CO₂ ist durch die Elemente Speichervolumen und Speichersicherheit gekennzeichnet. Schätzungen der Kapazität für saline Aquifere weisen auf enorme Volumina hin, berücksichtigen jedoch nur die geologischen Bedingungen. Investitionen zur Errichtung der erforderlichen Infrastruktur sind dabei nicht berücksichtigt. Die

5. Schlussfolgerungen

Kapazitätswerte ändern sich jedoch mit der Reife eines CCS-Projekts. Daher ist es schwierig, die auf regionaler Ebene angegebenen Werte mit den Kapazitäten einzelner kommerzieller Projekte oder Standorte zu vergleichen.

- Für Deutschland beläuft sich die Offshore-Speicherkapazität von CO₂ in salinen Aquiferen auf etwa 2.900 Mt. Die geschätzte Kapazität in Onshore-Feldern und -aquiferen in Deutschland soll noch größer sein, kann aber derzeit nicht im Detail bewertet werden.
- Der sichere Einschluss von CO₂ muss durch die Gewährleistung der geologischen Integrität und der Bohrungsintegrität in Verbindung mit geeigneten Betriebsparametern, die in der Speichergenehmigung festzulegen sind, nachgewiesen werden. Es wird ein risikobasierter Überwachungsplan erstellt, um die Einhaltung der Vorschriften und den sicheren Rückhalt des CO₂ zu gewährleisten.
- Die Hauptrisiken während der CO₂-Speicherung sind standortspezifisch, beziehen sich aber auf die geologische Integrität des Speicherkomplexes, die Integrität aller den Speicherkomplex betreffenden Bohrungen und die Injektivität der Bohrungen, um vertraglichen Verpflichtungen einhalten zu können.

Anpassung internationaler CCS-Erfahrungen auf Deutschland

Für Deutschland sind die Erfahrungen aus internationalen kommerziellen und nationalen CCS-Forschungsprojekten von entscheidender Bedeutung, um einen breiten und funktionierenden Kreislauf für die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid bei Emittenten und den Transport zu Speicherstätten zu schaffen. In der ausschließlichen Wirtschaftszone vor der Nordseeküste befinden sich unter dem Meeresboden Aquifer-Formationen, die für die Speicherung von CO₂ genutzt werden können. Eine genaue Prüfung der potenziellen Kapazität dieser Formationen ist notwendig. Deutschland verfügt bereits über ein ausgedehntes Netz von Pipelines, das für den Transport von CO₂ ausgebaut werden könnte, was die Möglichkeit bietet, dieses Netz von CO₂-Quellen direkt zur Nordseeküste zu erweitern.

Niedersachsen verfügt über eine große Anzahl von Salzkavernen, die eine große Menge an Kohlenstoffdioxid in überkritischem Zustand speichern können. Einige dieser Kavernen könnten als Zwischenspeicher dienen, in denen das Kohlenstoffdioxid gespeichert wird, bevor es zu den Offshore-Aquiferen in der ausschließlichen Wirtschaftszone transportiert wird. Die meisten der verfügbaren Salzkavernen befinden sich in Küstennähe, was zu potenziell geringeren Baukosten für das Transportnetz führt.

Das Forschungsprojekt Ketzin hat gezeigt, dass der geologische Untergrund in Deutschland für die Speicherung von Kohlenstoffdioxid geeignet ist. Die in Ketzin, Sleipner und Snøhvit angewandten

Überwachungstechnologien zeigen, dass die Methoden präzise und zuverlässig sind und alle auf einen sicheren Rückhalt des Kohlenstoffdioxids in der Zielformation hinweisen.

Die Ergebnisse dieser wissenschaftlichen Studie zeigen, dass es sich bei CCS um eine bewährte Technologie handelt, die weltweit eingehend untersucht und sicher umgesetzt wurde. Betriebserfahrungen aus vergangenen und laufenden Projekten haben gezeigt, dass potenzielle Risiken eingedämmt werden können und dass das im Untergrund gespeicherte CO₂ nicht aus dem Speicherkomplex abwandert.

Damit CCS-Projekte in Deutschland erfolgreich sein können, müssen mehrere Faktoren berücksichtigt werden:

1. **Rechtlicher Rahmen:** Deutschland hat strenge Umwelt- und Sicherheitsvorschriften, insbesondere in Bezug auf den Grundwasserschutz und die öffentliche Akzeptanz. Die internationalen CCS-Erfahrungen im Nordseeraum sollten im Bundesberggesetz und dem künftigen novellierten Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz berücksichtigt werden.
2. **Geologische Bedingungen:** Die geologischen Bedingungen für die Speicherung von CO₂ sind weltweit unterschiedlich. Deutschland muss seine geologischen Formationen (wie tiefe saline Aquifere oder ausgeforderte Gasfelder) auf ihre Eignung überprüfen. Zusätzliche regionale Studien sind nur von marginalem Wert. Es müssen spezifische Standorte untersucht werden - sowohl offshore als auch onshore. Während internationale Projekte als Beispiel dienen können, müssen die geologischen Besonderheiten in Deutschland berücksichtigt werden. Aus geologischer Sicht haben sowohl die offshore, wie auch onshore-Standorte das Potenzial, erhebliche Kapazitäten für CCS-Projekte bereitzustellen.
3. **Technologische Anpassungen:** Technologien, die in internationalen Projekten eingesetzt werden, müssen an die lokalen Bedingungen angepasst werden. Dies gilt sowohl für die Transport- und Speicherungsinfrastruktur als auch für die bestehenden Bohrungen. Die technologische Übertragbarkeit muss gründlich geprüft werden, und alte Bohrungen bedürfen besonderer Aufmerksamkeit.
4. **Wirtschaftliche Aspekte:** CCS-Projekte erfordern erhebliche finanzielle Mittel. Finanzierungsmodelle und Anreizstrukturen, die sich in anderen Ländern bewährt haben, müssten an die Förderpolitik in Deutschland angepasst werden. Auch europäische Programme können hier eine Rolle spielen.
5. **Öffentliche Akzeptanz:** In Deutschland besteht eine gewisse Skepsis gegenüber CCS-Technologien, insbesondere aufgrund von Bedenken hinsichtlich der langfristigen Sicherheit und möglicher Umweltrisiken. Internationale Erfahrungen könnten dazu beitragen, das Vertrauen

5. Schlussfolgerungen

en der Öffentlichkeit zu stärken, aber es sind gezielte Informationskampagnen und Unterstützung durch die Politik sowie Transparenz erforderlich.

6. **Infrastruktur und Logistik:** Deutschland wird die notwendige Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von CO₂ entwickeln oder anpassen müssen. Dazu gehören vor allem auch Pipelines, die in einigen Ländern bereits vorhanden sind. In Deutschland sollten Transportinfrastruktur-Projekte unverzüglich gestartet werden.

Aufgrund der günstigen geologischen Bedingungen, der bestehenden Pläne für den Aufbau eines umfangreichen Pipelinennetzes, der potenziell verfügbaren Zwischenspeicher und der unterstützenden staatlichen Vorschriften ist CCS eine praktikable Lösung, um Deutschland bei der Erreichung seiner Ziele zur Kohlenstoffneutralität bis 2045 zu unterstützen.

Literatur

- [1] ISO/TR 27923:2022 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage - Injection operations, infrastructure and monitoring.
- [2] What is Carbon Capture and Storage and How Does it Work? URL <https://www.globalccsinstitute.com/resources/ccs-101-the-basics/>.
- [3] Roy M. Dicharry, T.L. Perryman, and J.D. Ronquille. Evaluation and Design of a CO₂ Miscible Flood Project-SACROC Unit, Kelly-Snyder Field. 25(11):1309–1318. ISSN 0149-2136, 1944-978X. doi: 10.2118/4083-PA. URL <https://onepetro.org/JPT/article/25/11/1309/165155/Evaluation-and-Design-of-a-CO2-Miscible-Flood>.
- [4] Alan Baklid, Ragnhild Korbol, and Geir Owren. Sleipner Vest CO₂ Disposal, CO₂ Injection Into A Shallow Underground Aquifer. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pages SPE-36600-MS. SPE. doi: 10.2118/36600-MS. URL <https://onepetro.org/SPEATCE/proceedings/96SPE/96SPE/SPE-36600-MS/59002>.
- [5] IPCC. Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change. URL https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_FullReport.pdf.
- [6] United Nations Climate Change Secretariat. Climate Action Now Summary for Policymakers 2016. URL https://unfccc.int/sites/default/files/unfccc_spm_2016.pdf.
- [7] Katherine Calvin et al. IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland. URL <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>.
- [8] International Energy Agency. *20 Years of Carbon Capture and Storage: Accelerating Future Deployment*. OECD. ISBN 978-92-64-26780-0. doi: 10.1787/9789264267800-en. URL https://www.oecd-ilibrary.org/energy/20-years-of-carbon-capture-and-storage_9789264267800-en.
- [9] DIRECTIVE 2009/31/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directive 85/337/EEC, European Parliament and Council Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC, 2008/1/EC and Regulation (EC) No 1013/2006, April 2009. URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32009L0031>.

- [10] Ian Tiseo. Carbon dioxide emissions in the European Union from 1965 to 2023. URL <https://www.statista.com/statistics/450017/co2-emissions-europe-eurasia/>.
- [11] Bundesministerium der Justiz. Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid 1,. URL <https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/index.html>.
- [12] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. Carbon Management Strategie der Bundesregierung. URL <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2024/09/carbon-management-strategie-breg.pdf>.
- [13] Bundesministerium der Justiz. Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee (Anlage zur Verordnung Über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee und in der Ostsee),. URL <https://www.gesetze-im-internet.de/awzrovanl/BJNR388610021.html>.
- [14] Mai Bui, Claire S. Adjiman, André Bardow, Edward J. Anthony, Andy Boston, Solomon Brown, Paul S. Fennell, Sabine Fuss, Amparo Galindo, Leigh A. Hackett, Jason P. Hallett, Howard J. Herzog, George Jackson, Jasmin Kemper, Samuel Krevor, Geoffrey C. Maitland, Michael Matuszewski, Ian S. Metcalfe, Camille Petit, Graeme Puxty, Jeffrey Reimer, David M. Reiner, Edward S. Rubin, Stuart A. Scott, Nilay Shah, Berend Smit, J. P. Martin Trusler, Paul Webley, Jennifer Wilcox, and Niall Mac Dowell. Carbon capture and storage (CCS): The way forward. 11(5):1062–1176. ISSN 1754-5692, 1754-5706. doi: 10.1039/C7EE02342A. URL <https://xlink.rsc.org/?DOI=C7EE02342A>.
- [15] Global CCS Institute. Scaling up through 2030,. URL <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/>.
- [16] Equinor. Northern Lights celebrates completion of world's first commercial CO2 transport and storage service,. URL <https://norlights.com/news/northern-lights-celebrates-completion-of-worlds-first-commercial-co2-transport-and-storage-service/>.
- [17] M. Sengul. CO2 Sequestration—A Safe Transition Technology. In *All Days*, pages SPE-98617-MS. SPE. doi: 10.2118/98617-MS. URL <https://onepetro.org/SPEHSE/proceedings/06HSE/All-06HSE/SPE-98617-MS/140920>.
- [18] 7/ Dunkirk's CO2 hub, the first co2 hub in france. URL <https://dunkerquelenergiecreative.fr/en/news/7-dunkirks-co2-hub-the-first-co2-hub-in-france/>.
- [19] About the Aramis project. URL <https://www.aramis-ccs.com/project/>.

-
- [20] ChemicaLogic. Carbon Dioxide Phase Diagram. URL <https://www.chemicalogic.com/Pages/DownloadPhaseDiagrams.html>.
 - [21] Equinor. Northern Lights FEED, . URL <https://norlights.com/what-we-do/reports/>.
 - [22] Hanna Marie Breunig, Fabian Rosner, Tae-Hwan Lim, and Peng Peng. Emerging concepts in intermediate carbon dioxide emplacement to support carbon dioxide removal. 16(5):1821–1837. ISSN 1754-5692, 1754-5706. doi: 10.1039/D2EE03623A. URL <https://xlink.rsc.org/?DOI=D2EE03623A>.
 - [23] T.N. Vermeulen. Overall Supply Chain Optimization. CO₂ Liquid Logistics Shipping Concept.
 - [24] Philip Ringrose. *How to Store CO₂ Underground: Insights from Early-Mover CCS Projects*. SpringerBriefs in Earth Sciences. Springer International Publishing. ISBN 978-3-030-33112-2 978-3-030-33113-9. doi: 10.1007/978-3-030-33113-9. URL <http://link.springer.com/10.1007/978-3-030-33113-9>.
 - [25] Ismail Ceyhan; Nicolas Pilisi; P. V. Suryanarayana; Ravi M. Krishnamurthy. Design of carbon capture and sequestration ccs wells. 2022. doi: <https://doi.org/10.2118/208738-MS>.
 - [26] Aleksandra Hosa, Mina Esentia, Jamie Stewart, and Stuart Haszeldine. Injection of CO₂ into saline formations: Benchmarking worldwide projects. 89(9):1855–1864. ISSN 02638762. doi: 10.1016/j.chedr.2011.04.003. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0263876211001390>.
 - [27] Roland Span and Wolfgang Wagner. A New Equation of State for Carbon Dioxide Covering the Fluid Region from the Triple-Point Temperature to 1100 K at Pressures up to 800 MPa. 25(6):1509–1596. ISSN 0047-2689, 1529-7845. doi: 10.1063/1.555991. URL <https://pubs.aip.org/jpr/article/25/6/1509/241777/A-New-Equation-of-State-for-Carbon-Dioxide>.
 - [28] Jelena Todorovic, Nils Opedal, and Alv-Arne Grimstad. CCS Well Design Requirements.
 - [29] Leitfaden Bohrungsintegrität. URL <https://www.bveg.de/umwelt-sicherheit/der-neue-bveg-leitfaden-bohrungsintegritaet/>.
 - [30] NORSO_K D-010:2021 - Well integrity in drilling and well operations.
 - [31] A study of methodologies for co₂ storage capacity estimation of saline aquifers. *Fuel*, 93: 13–27, 2012. doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.07.004>.

- [32] Seyed Hasan Hajiabadi, Pavel Bedrikovetsky, Sara Borazjani, and Hassan Mahani. Well Injectivity during CO₂ Geosequestration: A Review of Hydro-Physical, Chemical, and Geomechanical Effects. *Energy & Fuels*, 35(11):9240–9267, June 2021. ISSN 0887-0624, 1520-5029. doi: 10.1021/acs.energyfuels.1c00931. URL <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.1c00931>.
- [33] Mahnaz Aghajanloo, Lifei Yan, Steffen Berg, Denis Voskov, and Rouhi Farajzadeh. Impact of CO₂ hydrates on injectivity during CO₂ storage in depleted gas fields: A literature review. *Gas Science and Engineering*, 123:205250, March 2024. ISSN 29499089. doi: 10.1016/j.jgsce.2024.205250. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2949908924000463>.
- [34] Alex Zapantis, Noora Al Amer, Ian Havercroft, Ruth Ivory-Moore, Matt Steyn, Xiaoliang Yang, Ruth Gebremedhin, Mohammad Abu Zahra, Errol Pinto, Dominic Rassool, Eric Williams, Chris Consoli, and Joey Minervini. Global Status of CCS 2022. Technical report, Global CCS Institute.
- [35] Stefan Bachu, WD Gunter, and EH Perkins. Aquifer disposal of co2: hydrodynamic and mineral trapping. *Energy Conversion and management*, 35(4):269–279, 1994.
- [36] Marcos Vitor Barbosa Machado, Mojdeh Delshad, and Kamy Sepehrnoori. Injectivity assessment for CCS field-scale projects with considerations of salt deposition, mineral dissolution, fines migration, hydrate formation, and non-Darcy flow. 353:129148. ISSN 00162361. doi: 10.1016/j.fuel.2023.129148. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236123017623>.
- [37] Nadja Muller, Ran Qi, Elizabeth Mackie, Karsten Pruess, and Martin J. Blunt. CO₂ injection impairment due to halite precipitation. *Energy Procedia*, 1(1):3507–3514, February 2009. ISSN 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2009.02.143. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610209007863>.
- [38] Frances C Harding, Alan T James, and Hazel E Robertson. The engineering challenges of CO₂ storage. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy*, 232(1):17–26, February 2018. ISSN 0957-6509, 2041-2967. doi: 10.1177/0957650918756542. URL <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0957650918756542>.
- [39] Yannick Peysson, Laurent André, and Mohamed Azaroual. Well injectivity during CO₂ storage operations in deep saline aquifers—Part 1: Experimental investigation of drying effects, salt precipitation and capillary forces. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 22:291–300, March 2014. ISSN 17505836. doi: 10.1016/j.ijggc.2013.10.031. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583613003873>.

-
- [40] IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Nicola Clarke, and James Craig. CO2 Storage Site Catalogue. URL <https://ieaghg.org/publications/co2-storage-site-catalogue>.
 - [41] Global CCS Institute. Global CCS Institute - Image Library, . URL <https://www.globalccsinstitute.com/resources/ccs-image-library/>.
 - [42] Narendra Kumar, Marcio Augusto Sampaio, Keka Ojha, Hussein Hoteit, and Ajay Mandal. Fundamental aspects, mechanisms and emerging possibilities of CO2 miscible flooding in enhanced oil recovery: A review. 330:125633. ISSN 00162361. doi: 10.1016/j.fuel.2022.125633. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0016236122024632>.
 - [43] International Energy Agency. CO2 Storage Resources and their Development - an IEA CCUS Handbook. URL <https://www.iea.org/reports/co2-storage-resources-and-their-development>.
 - [44] Maxine Akhurst, Karen Kirk, Filip Neele, Alv-Arne Grimstad, Michelle Bentham, and Per Bergmo. Storage Readiness Levels: Communicating the maturity of site technical understanding, permitting and planning needed for storage operations using CO2. 110:103402. ISSN 17505836. doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103402. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583621001547>.
 - [45] SPE, AAPG, SEG, SPEE, WPC, EAGE, and SPWLA. CO2 Storage Resources Management System. Technical report, Society of Petroleum Engineers, 2017. URL <https://www.spe.org/en/industry/co2-storage-resources-management-system/>.
 - [46] Roland T. Okwen, Mark T. Stewart, and Jeffrey A. Cunningham. Analytical solution for estimating storage efficiency of geologic sequestration of CO2. 4(1):102–107. ISSN 17505836. doi: 10.1016/j.ijggc.2009.11.002. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S175058360900142X>.
 - [47] Norwegian Petroleum Directorate. CO2 Storage Atlas Norwegian North Sea. URL <https://www.sodir.no/en/whats-new/publications/co2-atlases/co2-storage-atlas-norwegian-north-sea/>.
 - [48] Thomas Vangkilde-Pedersen. WP2 Report - Storage capacity. EU GeoCaptivity project - Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. Project report (SES6-518318), Geological Survey of Denmark and Greenland.
 - [49] Sabber Khandoozi, Randy Hazlett, and Milovan Fustic. A critical review of CO2 mineral trapping in sedimentary reservoirs – from theory to application: Pertinent parameters, acceleration methods and evaluation workflow. 244:104515. ISSN 00128252. doi: 10.

- 1016/j.earscirev.2023.104515. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0012825223002040>.
- [50] Temitope Ajayi, Jorge Salgado Gomes, and Achinta Bera. A review of CO₂ storage in geological formations emphasizing modeling, monitoring and capacity estimation approaches. 16(5):1028–1063. ISSN 1672-5107, 1995-8226. doi: 10.1007/s12182-019-0340-8. URL <http://link.springer.com/10.1007/s12182-019-0340-8>.
- [51] Kyuhyun Kim, Donghyun Kim, Yoonsu Na, Youngsoo Song, and Jihoon Wang. A review of carbon mineralization mechanism during geological CO₂ storage. 9(12):e23135. ISSN 24058440. doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e23135. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S2405844023103434>.
- [52] Guodong Cui, Lihong Zhu, Qiucheng Zhou, Shaoran Ren, and Jingyin Wang. Geochemical reactions and their effect on CO₂ storage efficiency during the whole process of CO₂ EOR and subsequent storage. 108:103335. ISSN 17505836. doi: 10.1016/j.ijggc.2021.103335. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583621000876>.
- [53] Osama Massarweh and Ahmad S. Abushaikha. CO₂ sequestration in subsurface geological formations: A review of trapping mechanisms and monitoring techniques. 253:104793. ISSN 00128252. doi: 10.1016/j.earscirev.2024.104793. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S001282522400120X>.
- [54] Stefan Bachu, Didier Bonijoly, John Bradshaw, Robert Burruss, Sam Holloway, Niels Peter Christensen, and Odd Magne Mathiassen. CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. 1(4):430–443. ISSN 17505836. doi: 10.1016/S1750-5836(07)00086-2. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583607000862>.
- [55] Raoof Gholami, Arshad Raza, and Stefan Iglauer. Leakage risk assessment of a CO₂ storage site: A review. 223:103849. ISSN 00128252. doi: 10.1016/j.earscirev.2021.103849. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0012825221003500>.
- [56] Andy Chadwick, Gareth Williams, Nicolas Delepine, Vincent Clochard, Karine Labat, Susan Sturton, Maike-L Buddensiek, Menno Dillen, Michael Nickel, Anne Louise Lima, Rob Arts, Filip Neele, and Giuliana Rossi. Quantitative analysis of time-lapse seismic monitoring data at the Sleipner CO₂ storage operation. 29(2):170–177. ISSN 1070-485X, 1938-3789. doi: 10.1190/1.3304820. URL <https://library.seg.org/doi/10.1190/1.3304820>.
- [57] R. Arts, O. Eiken, A. Chadwick, P. Zweigel, L. Van Der Meer, and B. Zinszner. Monitoring of CO₂ injected at Sleipner using time-lapse seismic data. 29(9-10):1383–1392. ISSN 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2004.03.072. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544204001550>.

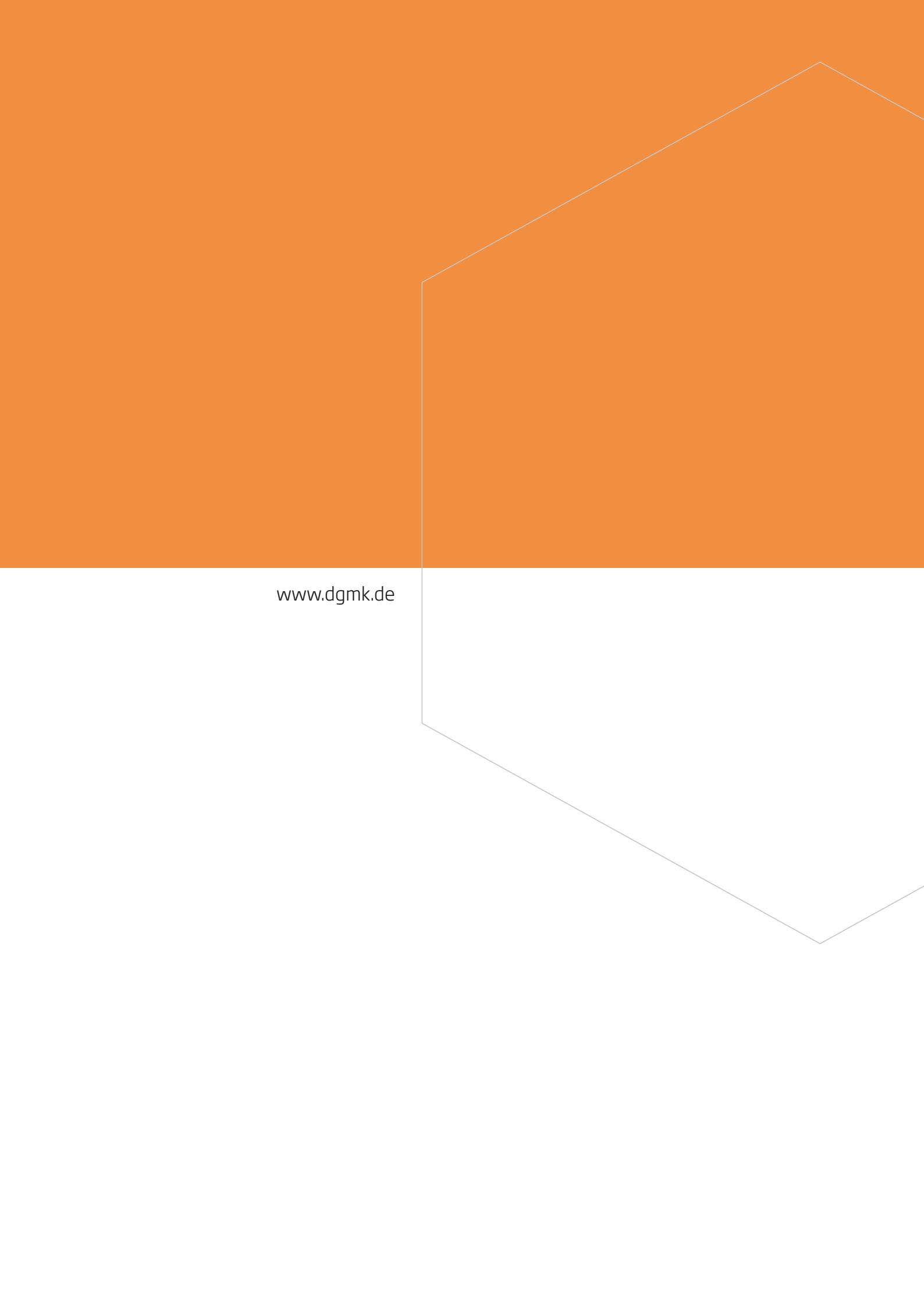
- [58] C. Preston, M. Monea, W. Jazrawi, K. Brown, S. Whittaker, D. White, D. Law, R. Chalaturnyk, and B. Rostron. IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project. 86(14-15):1547–1568. ISSN 03783820. doi: 10.1016/j.fuproc.2005.01.019. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378382005000214>.
- [59] Olav Hansen, Douglas Gilding, Bamshad Nazarian, Bård Osdal, Philip Ringrose, Jan-Boye Kristoffersen, Ola Eiken, and Hilde Hansen. Snøhvit: The History of Injecting and Storing 1 Mt CO₂ in the Fluvial Tubåen Fm. 37:3565–3573. ISSN 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2013.06.249. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S187661021300492X>.
- [60] Daiji Tanase and Jiro Tanaka. Progress of CO₂ injection and monitoring of the Tomakomai CCS Demonstration Project. ISSN 1556-5068. doi: 10.2139/ssrn.3817073. URL <https://www.ssrn.com/abstract=3817073>.
- [61] Allan Mathieson, John Midgely, Iain Wright, Nabil Saoula, and Philip Ringrose. In Salah CO₂ Storage JIP: CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. 4:3596–3603. ISSN 18766102. doi: 10.1016/j.egypro.2011.02.289. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610211005686>.
- [62] Alberta Department of Energy. Quest Carbon Capture and Storage project: Annual report, 2021. URL <https://open.alberta.ca/dataset/113f470b-7230-408b-a4f6-8e1917f4e608/resource/e957e772-4fe2-4504-8fea-439120134427/download/quest-annual-summary-report-alberta-department-of-energy-2021.pdf>.
- [63] Celina Duong, Charles Bower, Ken Hume, Luc Rock, and Stephen Tessarolo. Quest carbon capture and storage offset project: Findings and learnings from 1st reporting period. 89:65–75. ISSN 17505836. doi: 10.1016/j.ijggc.2019.06.001. URL <https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1750583618307904>.
- [64] Norlights. How to store CO₂ with Northern Lights. URL <https://norlights.com/how-to-store-co2-with-northern-lights/>.
- [65] Xiao Ting, Chen Ting, Ma Zhiwei, Tian Hailong, and Meguerdijian Saro. A review of risk and uncertainty assessment for geologic carbon storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 189, 2024. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113945>.
- [66] Jonathan Ennis-King Christopher P. Green. Effect of vertical heterogeneity on long-term migration of co₂ in saline formations. *Transp Porous Med*, 82, 2010. doi: <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9498-7>.

Literatur

- [67] Victor Vilarrasa Sohrab Gheibi, Rune M. Holt. Effect of faults on stress path evolution during reservoir pressurization. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 63, 2017. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.06.008>.
- [68] North Atlantic. Ospar guidelines for risk assessment and management of storage of co2 streams in geological formations 1. 2007. URL <https://api.semanticscholar.org/CorpusID:110559422>.

Danksagung

Wir danken den aktiven Mitgliedern des DGMK-Arbeitskreises CC(U)S. Für die Unterstützung der wissenschaftlichen Studie bedanken wir uns bei der Deutschen Shell Holding GmbH, Exxon-Mobil Production Deutschland, Neptune Energy Deutschland GmbH, Harbour Energy, Uniper Energy Storage GmbH und der RWE Power AG.



www.dgmk.de