

Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität

Der infrastrukturelle und regulatorische Rahmen
für CO₂-Transport und -Speicherung

Agora Industrie: J. Somers, M. Koch

Öko-Institut: R. Mendelevitch, C. Heinemann, F. Chr. Matthes, S. Krieger

Version 1.0, Februar 2026

Ergebnisse auf einen Blick

- 1 Klimaneutralität erfordert für bestimmte Anwendungen in der Industrie und Abfallwirtschaft die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS), doch der Aufbau der notwendigen CO₂-Speicher und Transportinfrastrukturen hinkt hinterher.** Der CO₂-Speicherausbau bis zum Jahr 2030 entspricht nur einem Fünftel des EU-Speicherziels. Die Entwicklung neuer Offshore-Speicher erfordert Vorlaufzeiten von 6 bis 13 Jahren. Für den CO₂-Transport stehen Optionen wie Züge und Pipelines zur Verfügung, die zusammen Flexibilität im Hochlauf bieten - dafür muss jedoch zunächst ein entsprechender regulatorischer Rahmen geschaffen werden.
- 2 Gesamtkosten von CCS liegen in Höhe von 150 bis 300 EUR/t CO₂ – Erfahrungen aus ersten Projekten in der Umsetzung zeigen, dass insbesondere die Transport- und Speicherkosten bisher stark unterschätzt wurden.** Damit besteht eine erhebliche Kostenlücke zum CO₂-Preis (derzeit ca. 85 EUR/t CO₂). Zugleich ist beim Ausbau der CO₂-Transport- und Speicherkapazitäten tendenziell nicht mit einer Kostendegression zu rechnen, da es sich um standortabhängige Projekte mit weitgehend etablierten Technologien handelt.
- 3 Der CCS-Hochlauf braucht ein breites Set an Politikmaßnahmen, unter anderem um die Kostenlücke zu schließen und den Infrastrukturausbau gezielt abzusichern.** Förderinstrumente sollten grundsätzlich bei den Emittenten ansetzen, um die Fördereffizienz und die Bildung von Preissignalen zu stärken. Zudem braucht es Lösungen für tragfähige Netzentgelte sowie für Ausfallrisiken. Midstream-Händler sollten staatlich unterstützt werden, um an der Absicherung und Koordinierung des CCS-Hochlaufs mitwirken zu können.
- 4 Auch mit weitergehender politischer Unterstützung bleibt CCS eine begrenzt verfügbare und kostenintensive Option.** Speicher- und Transportkapazitäten für CO₂ lassen sich auch mit regulatorischer Unterstützung nur schrittweise, nicht sprunghaft, ausbauen. Es bedarf daher eines industriepolitischen Ansatzes, der die begrenzte Ressource CCS kosteneffizient und strategisch nutzt und ihren Einsatz auf zentrale Kernprozesse insbesondere in der Industrie und Abfallwirtschaft sowie auf die Erzeugung von Negativemissionen fokussiert.

Inhalt

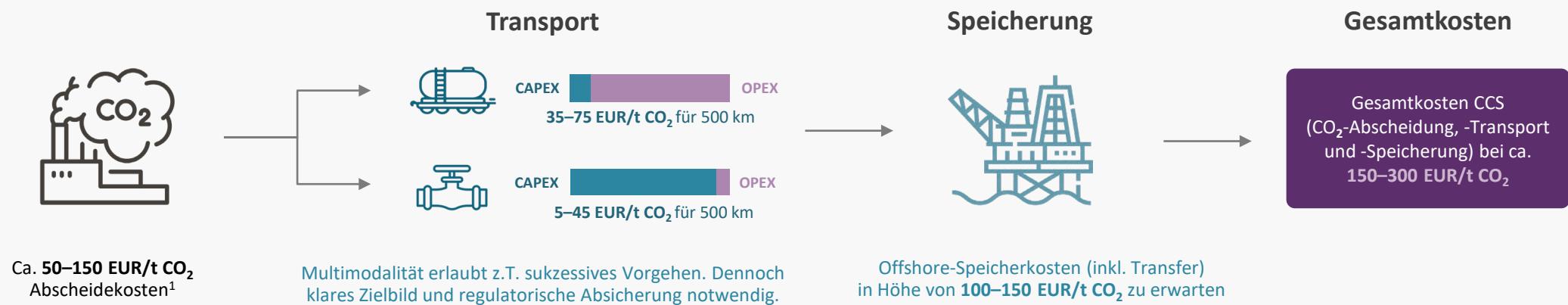
- Zusammenfassung und Schlussfolgerungen
 - Scene Setter: Der Beitrag von Carbon Capture and Storage zur Klimaneutralität
 - Der infrastrukturelle Rahmen für CO₂-Transport und -Offshore-Speicherung
 - a. Speicher I: Projektzyklus von Transfer und Speicherung
 - b. Speicher II: Hochlauf der Injektionsleistungen
 - c. Transport
 - d. Kosten für Transport und Speicherung
 - Gesamtblick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen
-

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Für die CCS-Wertschöpfungskette ist mit Gesamtkosten in Höhe von 150 bis 300 EUR/t CO₂ zu rechnen.

Gesamte Wertschöpfungskette

Speicher



6 bis 13 Jahre beträgt die Vorlaufzeit für Entwicklung und Bau neuer Offshore-Speicherprojekte. Die tatsächliche Injektionskapazität und geologische Verhaltensweisen im Reservoir zeigen sich jedoch erst im Betrieb.



Bestehende FIDs lassen Anfang der 2030er Jahre in der EU und Norwegen eine jährlich Einspeicherleistung von nur **10 Mio. t CO₂** erwarten. Das entspricht einem Fünftel des EU-Ziels (50 Mio. t CO₂ in 2030).² Das Volumen ist zudem auf wenige Projekte konzentriert, sodass ein hohes Klumpenrisiko besteht.



In Europa sind Kosten in Höhe von **100 bis 150 EUR/t CO₂** für die **Offshore-Speicherung von CO₂ inkl. Transfer** zu erwarten. Es besteht kaum Kostensenkungspotenzial, da es sich um weitgehend ausgereifte Technologien handelt.



Damit der Speicherbedarf der EU im Jahr 2050 gedeckt ist, müssen bis dahin jährlich zwei Großspeicher in Betrieb gehen. Wegen langer Vorlaufzeiten und der Marktentwicklung ist kein exponentieller, sondern ein **linearer Anstieg der Speicherleistung** zu erwarten. Deshalb ist ein rascher Fortschritt notwendig.

5 | ¹ Kosten der CO₂-Abscheidung sind nicht Gegenstand dieser Studie.
² Aktuell ist die Anrechenbarkeit von CO₂-Speichern in Norwegen noch fraglich.

Für die Initiierung des CCS-Hochlaufs und die Entwicklung des CCS-Marktes müssen mehrere Schlüsselbereiche parallel bearbeitet werden.

1 Schaffung der Zulässigkeit

CO₂-Speicher im In- und Ausland

CO₂-Transport über Pipelines und andere Transportwege

CO₂-Verbringung über Ländergrenzen hinweg

2 Schaffung der Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreizmechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungssysteme; Normen und Standards

3 Schaffung des Marktaufbaus

Preistransparenz durch pragmatische Ansätze

Marktmachtbegrenzung und Etablierung von Midstreamern

Pragmatische Lösungen bzgl. First-Mover-Nachteile

4 Adressierung des breiteren Rahmens

Innovationsförderung entlang der gesamten Wertschöpfungskette

Vereinheitlichung und Verschlankung aller Verfahren

Verbesserung der Grundlagen für int. Kooperation/Handel

- Themen werden bisher regulativ nicht adressiert
- Themen werden diskutiert, bzw. regulative Diskussionen haben begonnen
- Regulative Voraussetzungen sind vorhanden oder Prozesse weit fortgeschritten
- Link zum entsprechenden Abschnitt

→ Diese Schlüsselbereiche müssen parallel bearbeitet werden.

Hauptteil

Förderinstrumente zur Schließung der Kostenlücke sollten bei den Emittenten ansetzen. Zudem sind ein hoher CO₂-Preis und eine Absicherung der Infrastruktur vonnöten.

Zentrale Anforderungen für einen erfolgreichen CCS-Hochlauf:

- 1** Eine klare industrie- und klimapolitische Strategie zum Einsatz von CCS, um langfristige Entscheidungen zum Infrastrukturausbau zu ermöglichen. Zugleich kurzfristig wirksame Maßnahmen zum Start des Hochlaufs.
- 2** Aufrechterhaltung eines robusten CO₂-Preises sowie Umsetzung flankierender ordnungspolitischer Maßnahmen zum Aufbau der CCS-Wertschöpfungskette, insbesondere eine wirksame Umsetzung des Speicherziels aus dem Net-Zero Industry Act.
- 3** Entwicklung eines Sets an Politikinstrumenten zur Lösung unterschiedlicher Herausforderungen des CCS-Hochlaufs. Vier Aufgaben sind besonders hervorzuheben:

- I. Schließung der Kostenlücke:** Förderinstrumente zur Schließung der Kostenlücke sollten grundsätzlich beim Emittenten ansetzen, um frühzeitig Preissignale zu generieren und Mitnahmeeffekte zu reduzieren.
- II. Absicherung der Infrastruktur und Hochlauf-kompatible Entgelte:** Die Betreiber der Transport- und Speicherinfrastruktur benötigen staatliche Garantien bezüglich des Ausfallrisikos. Für Pipeline- sowie ggf. auch Speicherinfrastrukturen bedarf es zudem eines Instruments zur intertemporalen Kostenverschiebung, damit die Netzentgelte in der Phase der anfänglichen Unterauslastung niedrig genug sind, um einen Hochlauf zu ermöglichen.
- III. Koordinierung der Wertschöpfungskette:** In der frühen Phase des Hochlaufs bedarf es gezielter Unterstützung v. a. der Emittenten bei der Koordinierung der Wertschöpfungskette. Midstream-Unternehmen sollten befähigt werden, die wichtige Aufgabe der Fristen- und Mengentransformation zu übernehmen.
- IV. Sicherstellung von Marktrahmen und Begrenzung der Marktmacht:** Preistransparenz sollte zur Bedingung für den Erhalt staatlicher Förderung und Absicherung gemacht werden. Zugleich muss der diskriminierungsfreie Zugang zu Infrastrukturen und Speichern sichergestellt und ein Umgang mit vertikalen Verflechtungen gefunden werden.

Scene Setter: der Beitrag von Carbon Capture and Storage zur Klimaneutralität

Scene Setter: CCS leistet einen wichtigen Beitrag zur Klimaneutralität. Die Infrastruktur spielt im Hochlauf eine entscheidende Rolle.

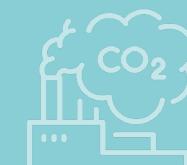
Der Beitrag von CCS zur Klimaneutralität

- CCS ist zur Erreichung von Klimaneutralität aus drei Gründen notwendig:
 1. Abscheidung und Speicherung verbleibender prozessbedingten und fossilen CO₂-Emissionen im Industrie- und Abfallsektor
 2. Ausgleich von Restemissionen vor allem aus der Landwirtschaft
 3. Erreichung von Negativemissionen
- Erfahrungen aus dem Wasserstoffbereich verdeutlichen die Komplexität, die Kosten und Unsicherheiten beim Aufbau völlig neuer Wertschöpfungsketten. Dies gilt auch für CCS.
- Politisches Ziel sollte sein, den CCS-Hochlauf durch Regulatorik, Förderung und Infrastrukturplanung zu ermöglichen, ohne dabei die Investitionen in klimaneutrale Alternativen zu verzögern.

Ziele des Foliensatzes

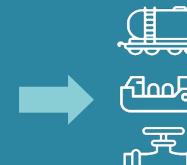
- Technische, ökonomische und regulatorische Bedingungen für die Skalierung der CO₂-Transport und -Speicherinfrastruktur als zentralem Enabler für ein künftiges Carbon-Management aufzuzeigen
- Fokus auf der Offshore-Speicherung, da hier bereits konkrete Projekte geplant und umgesetzt werden. Über Onshore-Speicher gibt es in den meisten europäischen Ländern deutlich weniger Informationen und bisher sind kaum Projekte geplante, sodass von einer späteren Realisierung auszugehen ist.
- Die CO₂-Abscheidung wird nicht näher behandelt.

Die CCS-Prozesskette



CO₂-Abscheidung

Fokus des Slidedecks



Zubringerverkehr



Offshore Transport (Transfer)



Einspeicherung

Der infrastrukturelle Rahmen für CO₂-Transport und -Offshore-Speicherung

- a. Speicher I: Projektzyklus von Transfer und Speicherung
 - b. Speicher II: Hochlauf der Injektionsleistungen
 - c. Transport
 - d. Kosten für Transport und Speicherung
-

Infrastruktureller Rahmen

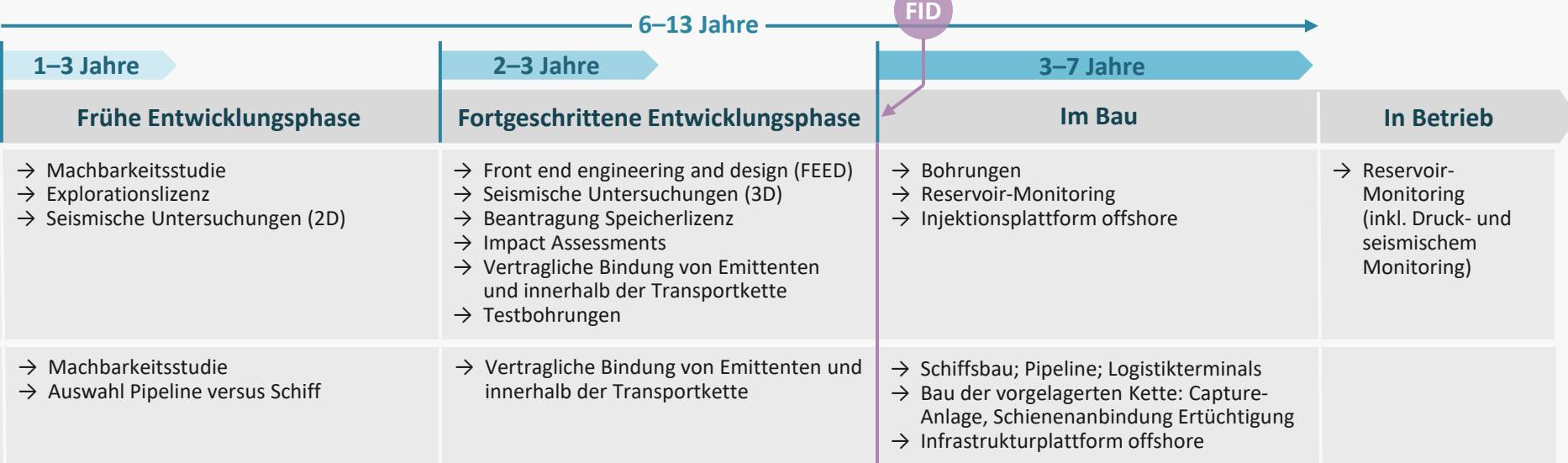
Speicher I: Projektzyklus von Transfer und Speicherung

Zeitrahmen der Entwicklung von CO₂-Speicherprojekten



- Welche **Projektentwicklungs-schritte** müssen für ein CO₂-Speicher-projekt durchgeführt werden, wie viel Zeit benötigen diese Schritte und welche Risiken und Bottlenecks können auftreten?
- Welche **Risiken** konnten bei bestehenden Projekten festgestellt werden?

CO₂-Speicherprojekte haben lange Vorlaufzeiten und gehen mit hohen Umsetzungs- und Kostenrisiken einher.



	In Planung	Frühe Entwicklungsphase	Fortgeschrittene Entwicklungsphase	6–13 Jahre	Im Bau	In Betrieb
Arbeitsschritte Speicher	<ul style="list-style-type: none"> → Entwicklung der Projektidee → Partnerakquise 	<ul style="list-style-type: none"> → Machbarkeitsstudie → Explorationslizenz → Seismische Untersuchungen (2D) 	<ul style="list-style-type: none"> → Front end engineering and design (FEED) → Seismische Untersuchungen (3D) → Beantragung Speicherlizenz → Impact Assessments → Vertragliche Bindung von Emittenten und innerhalb der Transportkette → Testbohrungen 	6–13 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> → Bohrungen → Reservoir-Monitoring → Injektionsplattform offshore 	<ul style="list-style-type: none"> → Reservoir-Monitoring (inkl. Druck- und seismischem Monitoring)
Arbeitsschritte Transfer zum Speicher	<ul style="list-style-type: none"> → Entwicklung der Projektidee → Partnerakquise 	<ul style="list-style-type: none"> → Machbarkeitsstudie → Auswahl Pipeline versus Schiff 	<ul style="list-style-type: none"> → Vertragliche Bindung von Emittenten und innerhalb der Transportkette 	3–7 Jahre	<ul style="list-style-type: none"> → Schiffsbau; Pipeline; Logistikterminals → Bau der vorgelagerten Kette: Capture-Anlage, Schienenanbindung Ertüchtigung → Infrastrukturplattform offshore 	
Risiken & Bottlenecks	<ul style="list-style-type: none"> → Wirtschaftlichkeit und regulatives Umfeld 					
	<ul style="list-style-type: none"> → Negative (seismische) Voruntersuchungen → Bei Probeinjektionen: Geologische Eignung der Speicherstätte anders als erwartet → Ggf. Bottlenecks bei Genehmigung und Durchführung von seismischen Untersuchungen → Verzögerung von Genehmigungen: geringe Kapazitäten und Know-how bei Behörden → Depriorisierung von CCS gegenüber Erdgasprojekten bei explorierenden Unternehmen mit Auswirkung auf die Verfügbarkeit von Bohrausrüstungen 					
Risiken für Hochlauf	<ul style="list-style-type: none"> → Projekte werden nicht realisiert/Planungen werden abgebrochen 					
	<ul style="list-style-type: none"> → Einspeicherleistungen sind geringer als geplant → Kosten der Einspeicherung pro Tonne CO₂ erhöhen sich 					

Erst durch den Betrieb des Speichers können die langfristig realisierbare Einspeicherleistung, die Gesamtkapazität des Speichers und die Kosten mit größerer Sicherheit bestimmt werden.

Erläuterung zum Thema Reservoirdruck

- Bei zu hohem Reservoirdruck können Risse in der abdichtenden Deckschicht über dem Reservoir Risse entstehen, durch die CO₂ entweichen kann.
- Die Injektionsleistung ist nicht nur abhängig von den eigentlichen Bohrungen, sondern auch von der Permeabilität des Gesteins. Permeabilität beschreibt, wie gut CO₂ durch das Gestein hindurch diffundieren kann. Ist die Permeabilität geringer als angenommen, muss die Einspeicherleistung reduziert werden, damit der Druck im Reservoir nicht zu hoch ansteigt.
- Die Prozesse für die Extraktion (z. B. von Erdgas) und Injektion (von CO₂) sind ähnlich, aber nicht identisch. Die geologischen Prozesse im Reservoir sind für die Extraktion sehr viel besser erforscht und es besteht mehr Erfahrungswissen im Vergleich zur CO₂-Injektion.

Erfahrungen aus bestehenden CO₂-Speicherprojekten zeigen, dass der Speicher sich anders verhalten kann als auf Basis von Modellierungen erwartet. Dieses Risiko im letzten Schritt der Projektentwicklung kann zu zeitlichen Verzögerungen oder Mehrkosten führen und muss für die Einordnung von geplanten Injektionsleistungen berücksichtigt werden.

→ Sleipner (Norwegen)¹

- Das CO₂ migrierte in andere Schichten als in der Modellierung erwartet.

→ Snøhvit (Norwegen)²

- 18 Monate nach Start der Injektion stieg der Druck im Reservoir an. Der Injektionspunkt wurde an einen anderen Standort verlegt.

→ Gorgon (Australien)³

- Aufgrund eines unerwartet hohen Druckniveaus im Reservoir kann nur halb so viel CO₂ pro Jahr eingespeichert werden wie geplant. Zusätzliche Investitionen sind für den Weiterbetrieb nötig.

Analog zur Erdgas- und Ölextraktionsprojekten werden operativen Risiken in den einzelnen CCS-Speicherprojekten in der Projektplanung bedacht. Diese Risiken in Bezug auf Kosten und Einspeicherleistungen müssen auch für den gesamten CCS-Hochlauf berücksichtigt werden.

Infrastruktureller Rahmen

Speicher II: Hochlauf der Injektionsleistungen

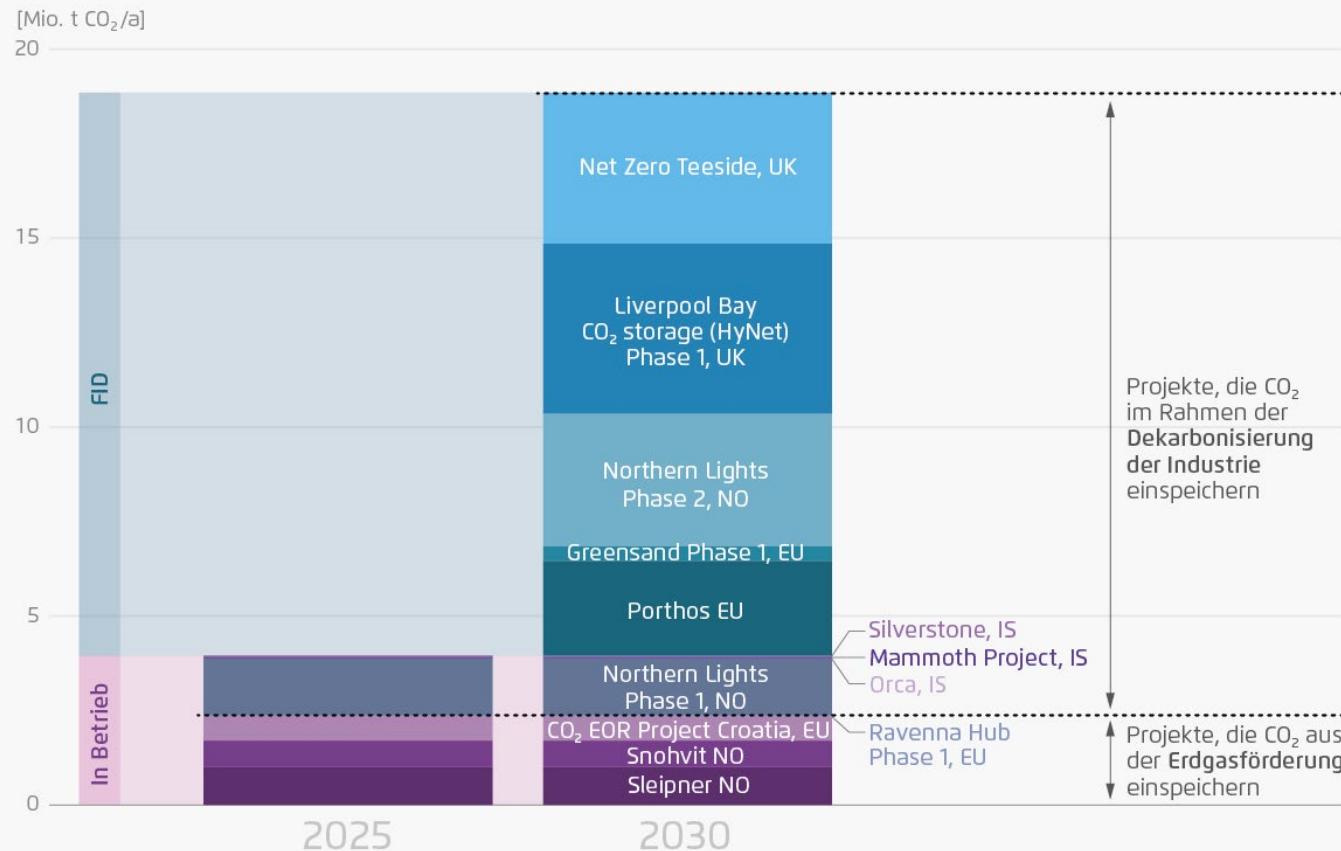
Voraussichtlicher Hochlauf der Offshore-Speicherprojekte



- Welche CO₂-Injektionsleistung impliziert die **Projektpipeline** und welche **Einspeicherbedarfe** stehen dieser gegenüber?
- Welche Projekte sind derzeit in Europa **in Betrieb**, für welche Projekte liegt schon eine endgültige Investitionsentscheidung (**Final Investment Decision, FID**) vor und wo sind diese Projekte verortet?

Bisher gibt es in Europa¹ nur eine geringe Anzahl an Speicherprojekten, die bereits in Betrieb sind oder für die eine Investitionsentscheidung getroffen wurde.

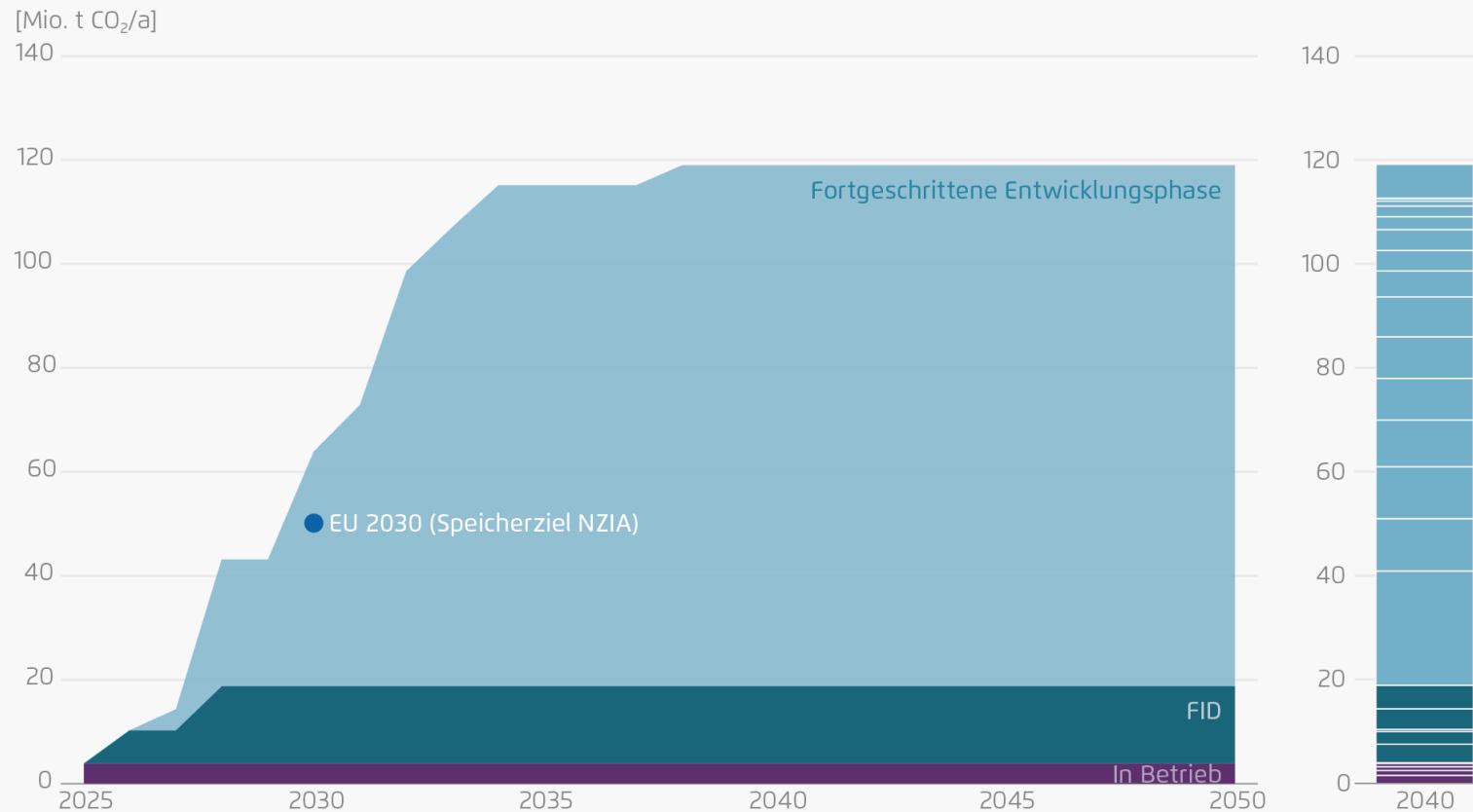
Aktuelle und erwartete Einspeicherleistung von Projekten in Europa¹, die derzeit in Betrieb sind oder für die eine endgültige Investitionsentscheidung² getroffen wurde.



- In Betrieb sind Projekte mit einer Injektionsleistungen von insgesamt ca. 4 Mio. t CO₂/a.
- Bis zum Jahr 2030 ist auf Grundlage von finalen Investitionsentscheidungen (FID) eine zusätzliche Injektionsleistung von ca. 15 Mio. t CO₂/a zu erwarten, ein Großteil davon liegt außerhalb der EU.
- Nicht alle Projekte tragen zur Dekarbonisierung der Industrie bei. Vier der in Betrieb befindlichen Projekte scheiden CO₂ aus der Erdgasförderung ab und speichern somit kein CO₂ aus Industrie-sektoren mit Prozessemissionen.
- Projekte, die sich momentan in Betrieb befinden, haben bestehende Abnahmeverträge mit CO₂-Emittenten. Einspeicherpotenziale für zusätzliche CO₂-Mengen entstehen erst durch Erweiterungen oder durch neue Projekte.

In der fortgeschrittenen Entwicklungsphase dominieren Großprojekte die Projekt-Pipeline.

Bestehende und geplante CO₂-Injektionsleistungen in Europa¹ in der fortgeschrittenen Entwicklungsphase und Einspeicherziele²



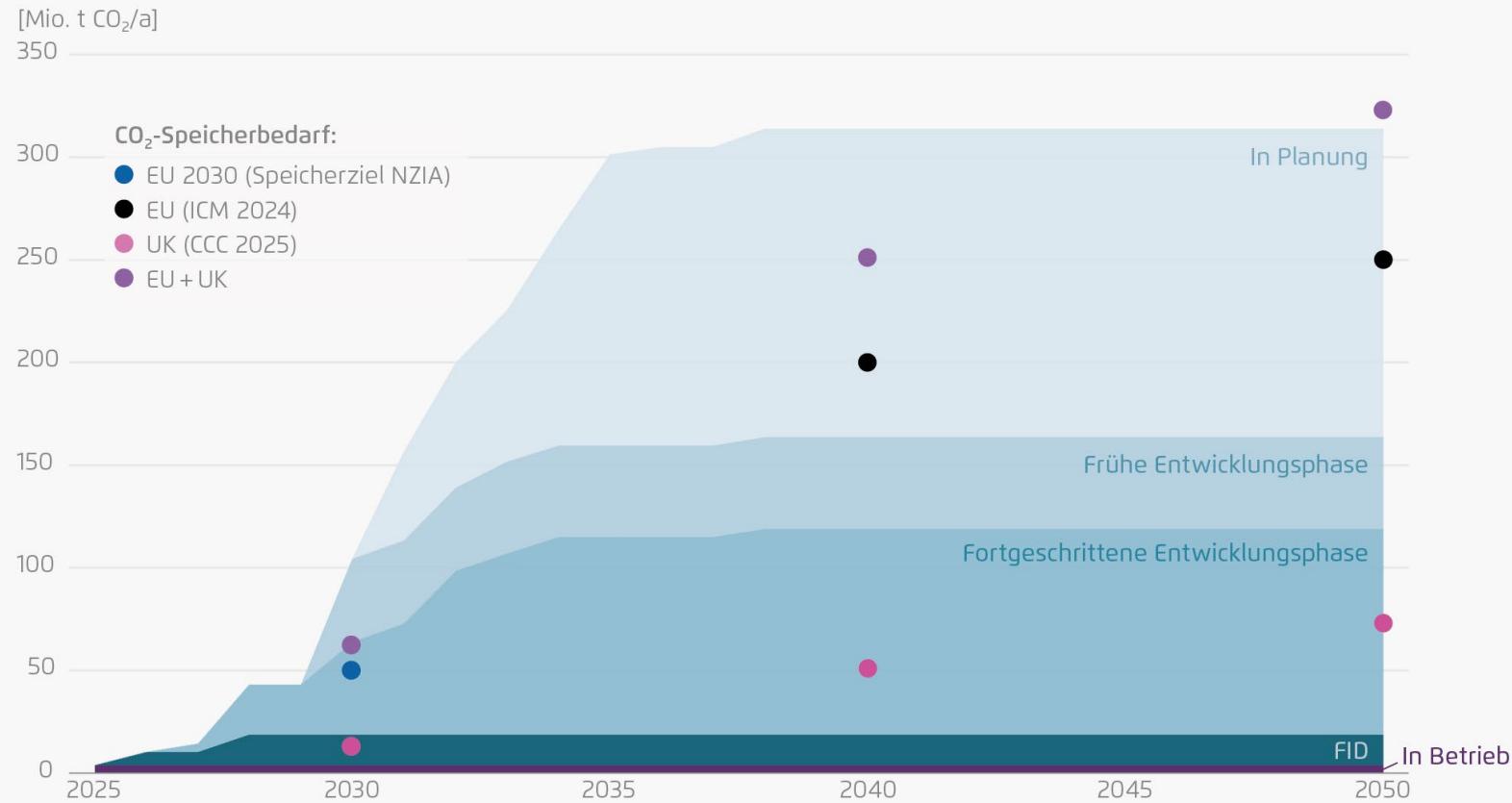
- In Betrieb befinden sich derzeit acht Projekte, für fünf wurden FIDs getroffen.
- In einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase befinden sich europaweit¹ 13 Projekte für 2030 (ca. 53 Mio. t CO₂/a) und 15 Projekte für 2040 (ca. 108 Mio. t CO₂/a).
 - Der Zuwachs bis 2040 entsteht maßgeblich durch Erweiterungen bestehender Projekte.
 - Die Hälfte der potenziellen Injektionsleistung ist in UK und Norwegen verortet.
- Um das 2030 EU-Ziel von 50 Mio. t CO₂/a (NZIA) zu erreichen, müssen fast alle fortgeschrittenen Projekte bis 2027 eine FID erhalten und realisiert werden.
- Speicher in Norwegen und UK sind gemäß Art. 20 Abs. 1 NZIA³ für das EU-Einspeicherziel nicht anrechenbar.

¹ Europäischer Wirtschaftsraum (EWR) und United Kingdom. ² Stand Juli 2025

³ "Bis 2030 muss in Speicherstätten, d. h. in gemäß der Richtlinie 2009/31/EG genehmigten geologischen Speicherstätten, darunter erschöpfte Erdöl- und Erdgasfelder und saline Aquifere, im Hoheitsgebiet der Union, in ihren ausschließlichen Wirtschaftszenonen oder auf ihrem Festlandsockel im Sinne des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen, die nicht mit einer tertiären Kohlenwasserstoffförderung kombiniert werden, eine jährliche Injektionskapazität von mindestens 50 Millionen Tonnen CO₂ erreicht werden." NZIA Art. 20 Absatz 1

Weitere Projektankündigungen sind mit großen Unsicherheiten verbunden – als Strategiegrundlage sollten primär fortgeschrittene Projekte dienen.

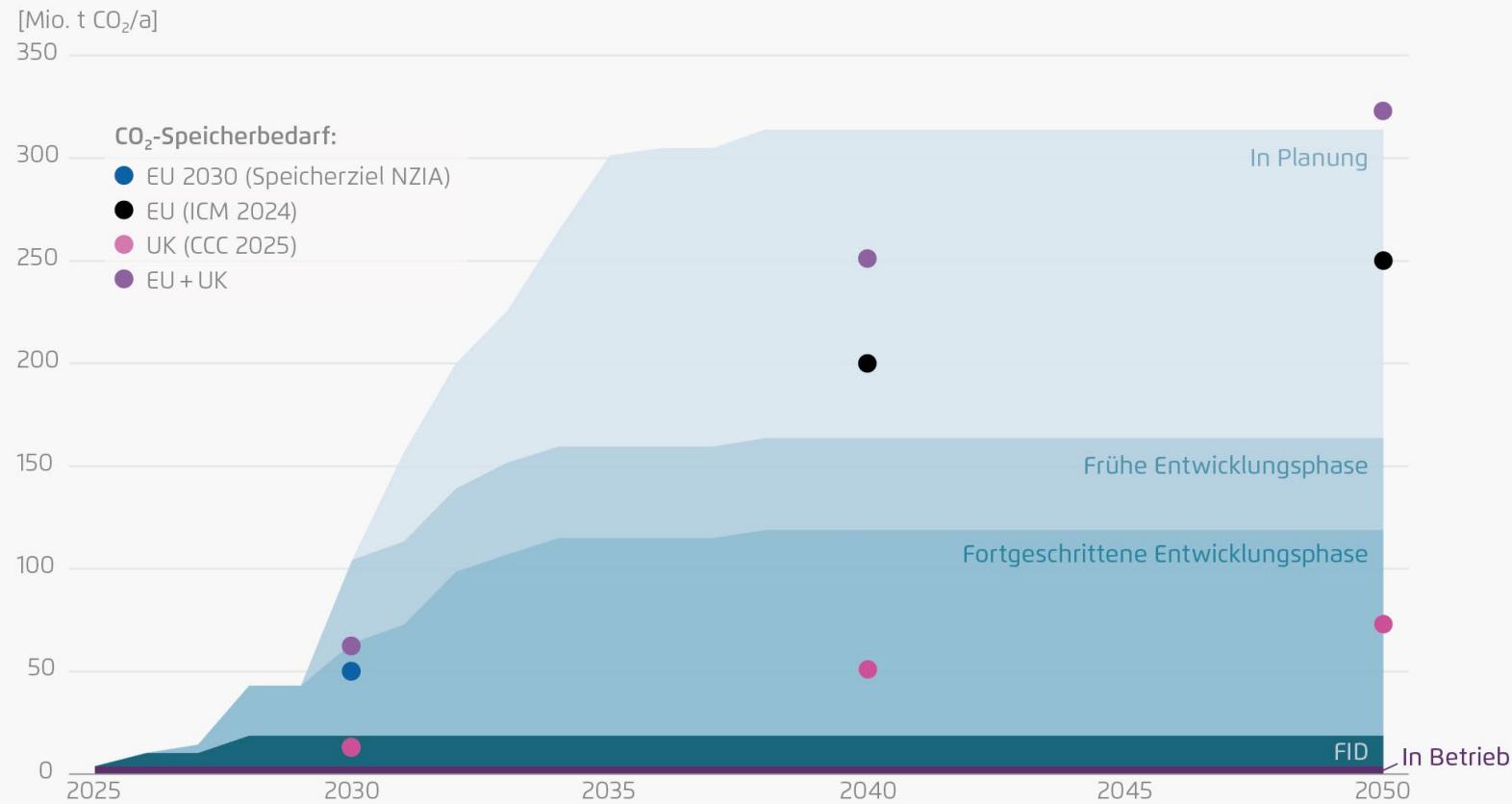
Bestehende und geplante CO₂-Injektionsleistungen in Europa¹ und notwendige Einspeichermengen (EU und UK)²



- Außer den Projekten im fortgeschrittenen Planungsstadium gibt es eine Vielzahl an Projektankündigungen.
- Diese Projekte sind weniger weit entwickelt und ihre Realisierung verbunden ist damit erheblich unsicherer.
- Häufig handelt es sich um Erweiterungen von Projekten, die sich heute im fortgeschrittenen Stadium befinden. Damit ist die Umsetzung der Projektankündigungen an den Erfolg der Projekte aus der ersten Phase gekoppelt.
- Als hinreichend robuste Strategiegrundlage für politische und unternehmerische Entscheidungen bis 2030 sollten daher primär Projekte im fortgeschrittenen Planungsstadium dienen – die allerdings ebenfalls mit hohen Unsicherheiten bezüglich ihrer Realisierung verbunden sind.

Alle Projekte unterliegen wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Risiken – eine Verzögerung oder Verminderung des Hochlaufs ist plausibel.

Bestehende und geplante CO₂-Injektionsleistungen in Europa¹ und notwendige Einspeichermengen (EU und UK)²

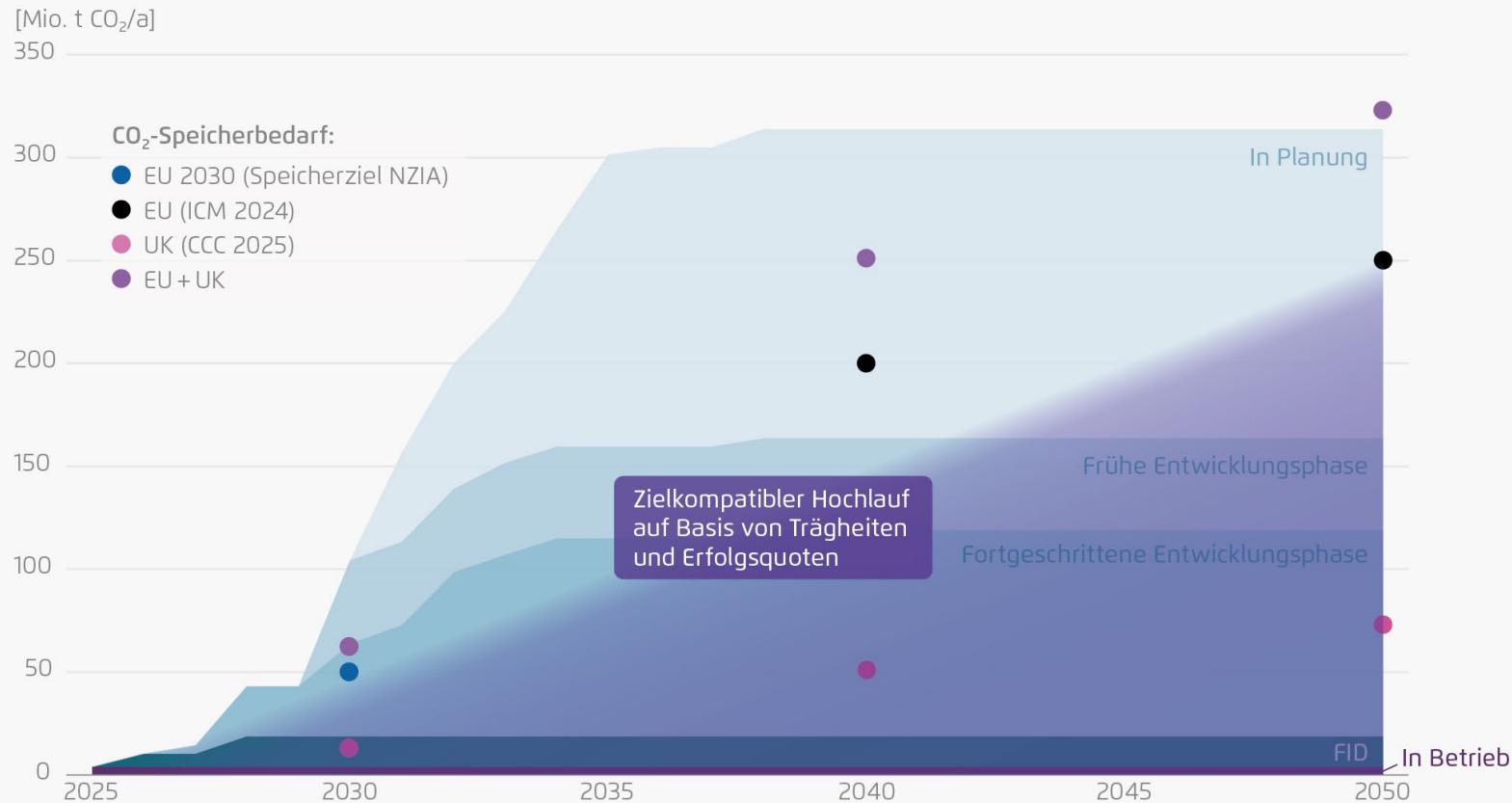


→ Die Umsetzung der Projektpipeline hängt maßgeblich von zwei Risiken ab:

- 1. Verzögerter Hochlauf:** Die Analyse der geplanten CCS-Projekte zeigt bereits jetzt eine Verzögerung der Projektentwicklung um mehrere Jahre. Auch in anderen Bereichen (Wasserstoff, Stromnetz-ausbau) zeigt sich, dass Großprojekte derzeit verzögert in Betrieb gehen.
- 2. Verminderter Hochlauf:** Kostensteigerungen für Technologien und Dienstleistungen über die Inflationsrate hinaus lassen die Projektkosten steigen und implizieren das Risiko eines Projektabbruchs aus wirtschaftlichen Gründen. Bei CO₂-Speicherprojekten besteht das Risiko, dass die Injektionsleistung schließlich geringer als geplant ausfällt.

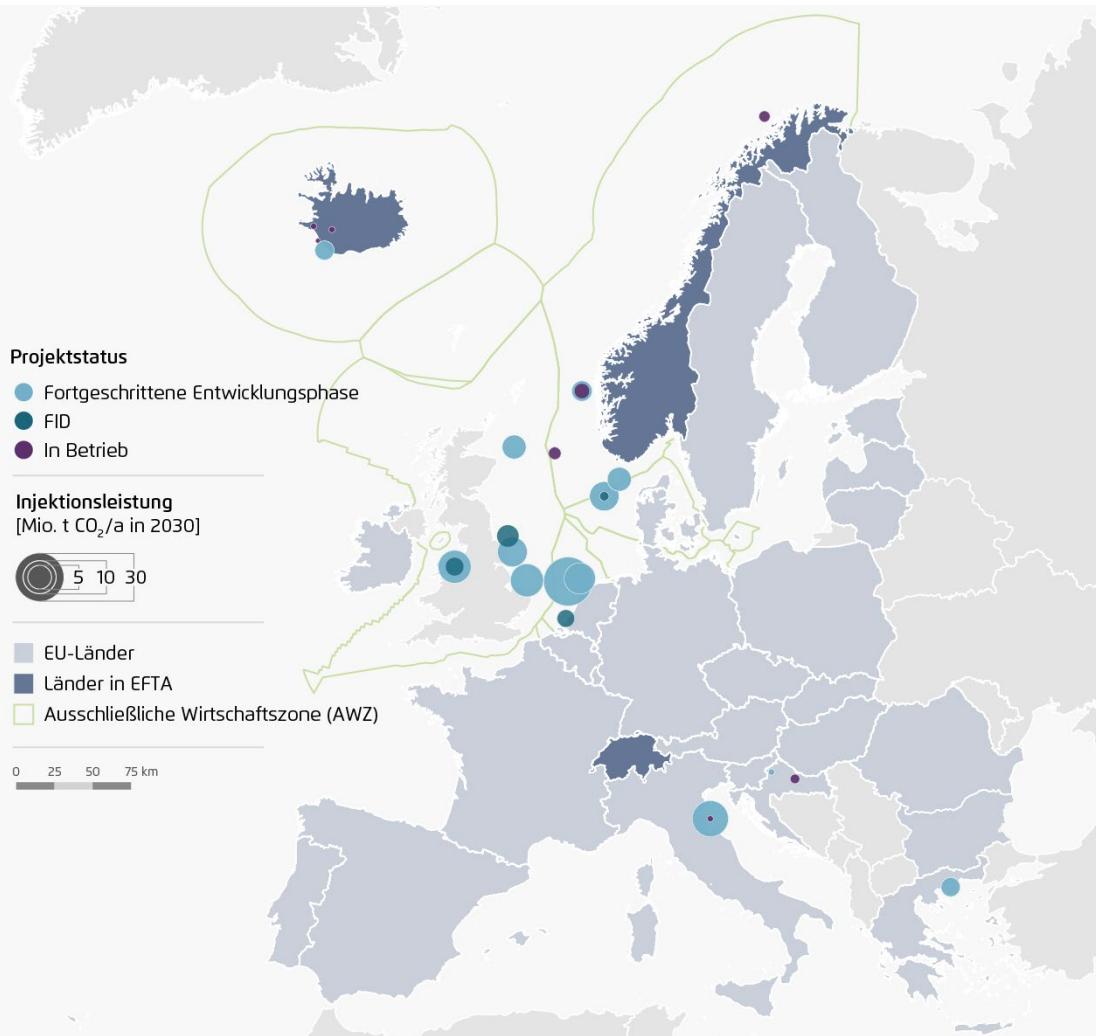
Der erforderliche Beitrag von CCS zur Erreichung der europäischen Klimaziele ist nur bei stetigem Hochlauf der Injektionsleistungen erfüllbar.

Zielführender Hochlauf unter Berücksichtigung von Trägheiten und Erfolgsquoten



- Der Hochlauf der Injektionsleistungen wird voraussichtlich langsamer voranschreiten und niedriger ausfallen als die Projektpipeline suggeriert. Exponentielle Entwicklungen sind nicht zu erwarten.
- Für die strategische Planung sollte daher ein in etwa linearer Hochlauf der Injektionsleistung angenommen werden.
- Um die benötigten Injektionsleistungen zu erreichen ist ein Einstieg in die Skalierung der CO₂-Speicher notwendig.
- Dies erfordert die zügige Entwicklung des regulatorischen Rahmens für die gesamte CCS-Kette (siehe Abschnitt Regulatorik).
- Aufgrund der besonders anfangs begrenzten Injektionsleistung muss CCS auf Kernanwendungen konzentriert werden: Zement, Kalk, thermische Abfallbehandlung sowie perspektivisch CO₂-Entnahme (CDR).

Der Nordseeraum wird das Zentrum der CO₂-Einspeicherung Europas, wobei UK eine zentrale Rolle spielen wird.



- Die Karte zeigt die in Betrieb befindlichen und fortgeschritten geplanten Injektionsleistungen im Jahr 2035.
- **UK, Norwegen, Dänemark und die Niederlande planen die höchsten Injektionsleistungen bis 2030** (aber: für nur wenige Projekte liegt bereits eine endgültige Investitionsentscheidung vor).
- Damit wird **der Nordseeraum das Zentrum der CO₂-Einspeicherung Europas**.
- **Gründe für den Fokus auf den Nordseeraum:**
 - Gut erkundet durch jahrzehntelange Öl- und Gasförderung
 - Der Mittelmeerraum bietet schlechtere geologische Voraussetzungen für die CO₂-Speicherung. Die Lage in der tektonischen Grenzregion (zwischen eurasischer und afrikanischer Platte) sowie nahe der tektonisch aktiven Alpenregion erhöht das Risiko für Spannungen und Verwerfungen im Untergrund. Dies birgt zusätzliche technische Hürden.
- **Die Injektionsleistungen in UK machen ca. 40% der bis 2030 in Planung befindlichen Einspeicherleistung in Europa aus.** Die Nutzung dieser Speicher ist derzeit weder auf das NZIA-Ziel anrechenbar noch wäre die CO₂-Speicherung in UK im EU-ETS im bisherigen Rechtsrahmen als Vermeidungsoption zulässig.

Der Infrastrukturbedarf für die Speicherung des europäischen CO₂ im Nordseeraum liegt in der Größenordnung der heutigen Erdgasförderung.

Perspektive a: geplante Projekte

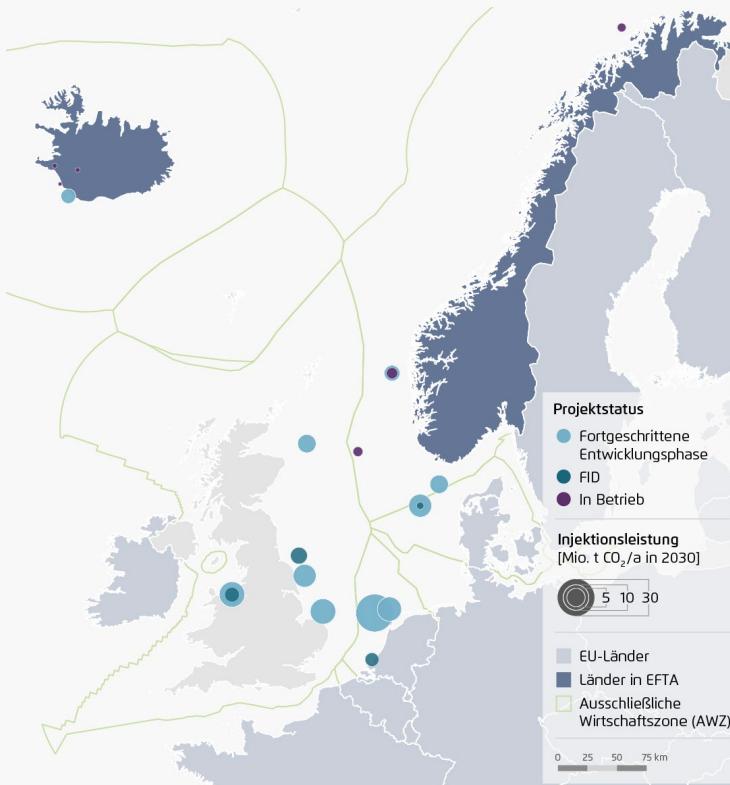
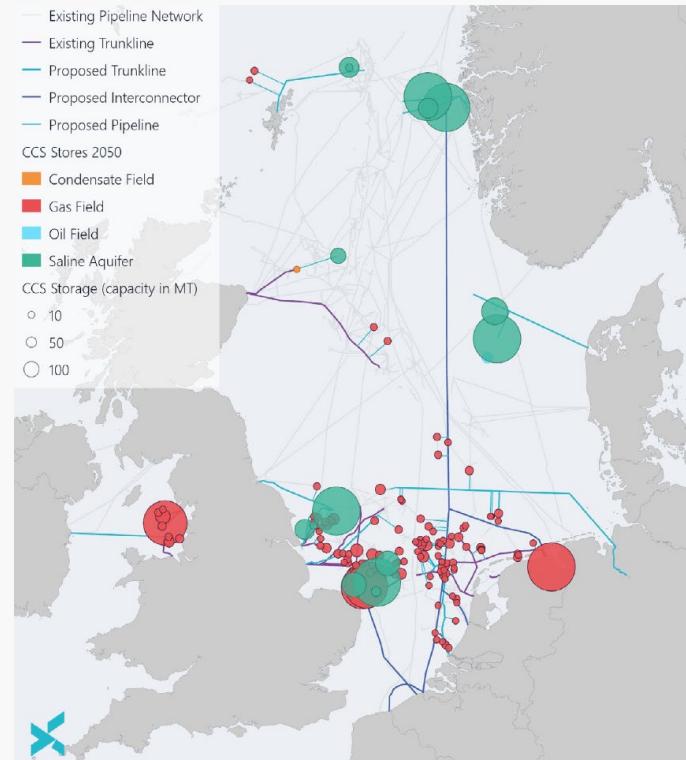


Abb: Agora Industrie und Öko-Institut (2026)

Perspektive b: kostenoptimierter Ausbau der CO₂- Speicher im Nordseeraum im Jahr 2050¹



- Die **Projektpipeline** zeigt für das Jahr 2050 51 Projekte mit einem jährlichen Einspeicher-volumen von ca. 310 Mio. t CO₂.
- Berechnungen auf Basis einer **Kostenoptimierung**¹ sehen die Notwendigkeit von über 100 Projekten zur Erreichung einer Einspeicherleistung von 300 Mio. t CO₂/a in 2050.
- Die Diskrepanz zwischen diesen beiden Abschätzungen zeigt eine strukturelle **Unsicherheit** über die Anzahl notwendiger Projekte bis 2050.
- Die Bandbreite von 50 bis 100 Projekten bedeutet aber auch: Bis 2050 sind Speicherprojekte inkl. Infrastrukturen zu entwickeln, die in der **Größenordnung der heutigen Erdgasförderung im Nordseeraum** entsprechen (bzgl. der Anzahl der Projekte als auch Infrastruktur). Zum Teil kann jedoch die Infrastruktur der Gasförderung nachgenutzt werden.
- Dieser Hochlauf der CCS-Projekte muss **innerhalb von 20 Jahren** stattfinden.

Infrastruktureller Rahmen

Zwischenfazit zur CO₂-Speicherung

Zwischenfazit CO₂-Speicherung: Lange Vorlaufzeiten und Risiken sind bei der Bewertung der erwarteten Einspeicherleistung zu berücksichtigen.

Projektzyklus von Transfer und Speicherung

Die **Projektentwicklungszeit neuer CO₂-Speicherprojekte** liegt im besten Fall bei sechs Jahren bis zur ersten kommerziellen Einspeicherung. Im Mittel sind für neue Projekte **Fristen von zehn Jahren** zu erwarten.

Für die **Erhöhung der Injektionsleistung bei bestehenden CO₂-Speichern** ist mit **vier bis sechs Jahren** Projektentwicklungszeit zu rechnen.

Die **Umsetzungsrisiken** betreffen besonderes die **Injektionsphase als letzten Projektentwicklungsabschritt**, spezifisch das Risiko unerwarteter geologischer Verhaltensweisen im Reservoir. Hier unterscheidet sich die Risikoverteilung im Zeitverlauf von CO₂-Speicherprojekten von anderen Großprojekten zur Dekarbonisierung (z. B. Offshore-Windparks oder Elektrolyse).

Hochlauf der Injektionsleistungen

In Europa sind bisher **acht CO₂-Speicherprojekte mit einer Injektionsleistung von ca. 4 Mio. t CO₂/a in Betrieb**. Mehr als die Hälfte der Injektionsleistung wird für die Speicherung von CO₂ aus der Erdgas- aufbereitung genutzt und dient somit nicht der Dekarbonisierung der Industrie.

Bis zum Jahr 2030 ist auf Grundlage von **finalen Investitionsentscheidungen (FID)** für **fünf Projekte oder Projekterweiterungen** eine zusätzliche Injektionsleistung von ca. 15 Mio. t CO₂/a zu erwarten, ein Großteil davon liegt außerhalb der EU.

Um das EU-Ziel einer **Injektionsleistungen im Jahr 2030 von 50 Mio. t CO₂/a** zu erreichen, müssten **fast alle Projekte im fortgeschrittenen Planungsstadium in Betrieb gehen** und ihre angekündigte Injektionsleistung erreichen. Zudem muss die Nutzung von Speichern in Norwegen und UK zulässig sein. Dabei ist die Projektpipeline stark von Großprojekten abhängig – Verzögerungen oder technische Schwierigkeiten bei einzelnen Projekten lassen die gesamte Injektionsleistung stark sinken.

Infrastruktureller Rahmen

Transport

Vor- und Nachteile unterschiedlicher CO₂-Transportoptionen und ihre Rolle beim CO₂-Infrastruktur-Hochlauf



Inländischer Transport:

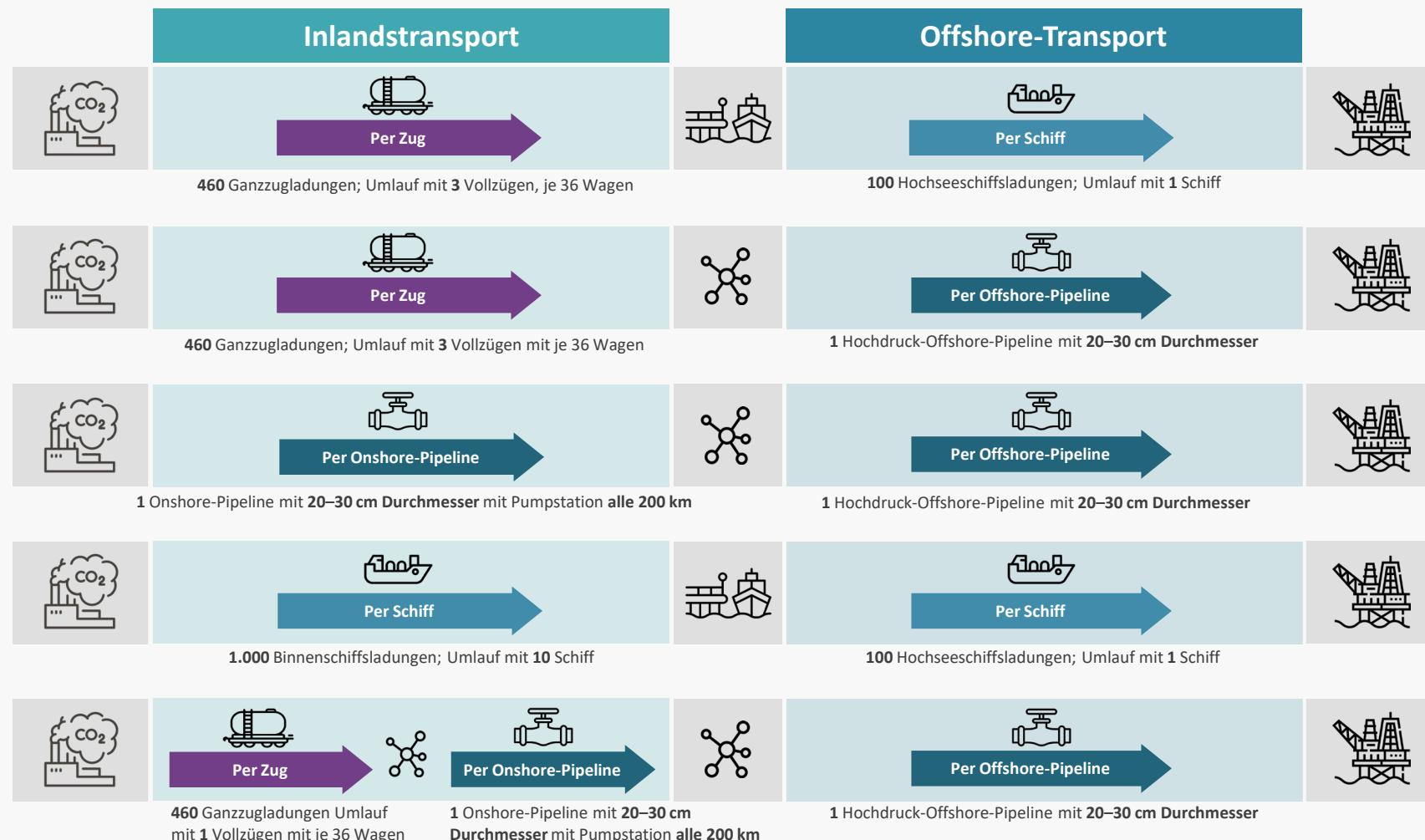


Offshore-Transfer:



- Für **welche Mengen** sind welche Transportoptionen geeignet?
- Mit welchen **Kosten** sind die jeweiligen Transportoptionen verbunden und **welche technoo-ökonomischen Rahmenbedingungen** erfordern sie?
- **Welche Flexibilitäten** bieten die jeweiligen Transportoptionen für einen modularen Hochlauf?
- Wie sind die verschiedenen Optionen im Hinblick auf **Planungsintensität, Zuverlässigkeit und Kontinuität im Abtransport sowie Finanzierungsanforderungen** zu beurteilen?
- Welche **weiteren Risiken** müssen bei ihrem Einsatz berücksichtigt werden?
- Welche Rahmenbedingungen ergeben sich für **Hubs als zentrale Umschlagsplätze** zwischen den verschiedenen Transportmodi?

Grundlegende Optionen für den Transport von CO₂



Beispiel:

CO₂-Emittent mit

- ~ 1 Mio. t CO₂/a abgeschiedenes CO₂
- ~ 500 km Inlandtransport (z. B. bis Wilhelmshaven)
- ~ 500 km Offshore-Transfer (z. B. bis Speicher Green Sand)

Bei Schiffen und Zügen gilt:

Je länger die Strecke, desto mehr Schiffe bzw. Züge werden für den Abtransport benötigt, da derselbe Zug bzw. dasselbe Schiff weniger Umläufe schafft.

Inlandstransport

Inlandstransport – Überblick der Optionen

	Kosten [EUR/t CO ₂ ·km, Verhältnis CAPEX/OPEX für 500 km Transport]	Flexibilität im Hochlauf Modularer Hochlauf, Vorausplanung	Use Case	Wesentliche Risiken	Zentrale Player
Pipeline-netz¹ 	0,01–0,09 EUR/t CO ₂ ·km  5–45 EUR/t CO ₂ für 500 km	<ul style="list-style-type: none"> → Zur Hebung von Skaleneffekten ist Vorausplanung in Routenführung und Dimensionierung notwendig → Lange Vorlaufzeit in Planung und Genehmigung → Erfordert zielsichere Planungsmöglichkeiten für sukzessives Vorgehen → Schrittweiser Hochlauf über Einsatz von zusätzlichen Pumpen möglich 	<ul style="list-style-type: none"> → Kostengünstigste und effizienteste Option für den Transport von großen CO₂-Mengen, jedoch ist ein entsprechend klares und robustes Zielbild erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> → Mittelrückflüsse mit strukturellen Risiken behaftet durch unsicheren Hochlauf der Einspeisung → Ramp-up, Verzögerungen oder ausbleibende Transportmengen haben starken Einfluss auf die Kosten der Netznutzung 	<ul style="list-style-type: none"> → Hersteller: diverse Unternehmen für Pipelines und Pumpen → Betreiber: heutige Erdgasnetzbetreiber (z. B. OGE, Fluxys)
Zug² 	0,07–0,15 EUR/t CO ₂ ·km  35–75 EUR/t CO ₂ für 500 km	<ul style="list-style-type: none"> → Nutzung etablierter Technologie mit bereits heute verfügbaren Wagen → Vorausplanung an Knotenpunkten und Gleisanlagen für Be- und Entladung notwendig → Flexibler Hochlauf durch wagen- und zugweise erweiterbare Kapazität möglich; jedoch teilweise beschränkt durch Kapazität des Gleisanschlusses und der Ladevorrichtung → Für Hochlauf Investitionen in Wagenbaukapazitäten notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> → Gute Skalierbarkeit → Verfügbare Technologien → Mit vorhandenen Gleisanschlüssen zunächst schnell hochfahrbare Transportoption mit vergleichsweise geringer Kapitalbindung und hoher Variabilität 	<ul style="list-style-type: none"> → Belastung der Schieneninfrastruktur in Konkurrenz zu anderen Verkehren ist zu prüfen → Nutzungsauslastungskonkurrenz zwischen neu geschaffener Schienen- und Konditionierungsinfrastruktur und Pipelines → Leckagen in Niederungen müssen ausgeschlossen werden 	<ul style="list-style-type: none"> → Schieneninfrastruktur: InfraGo → Kesselwagenhersteller und -halter: VTG, GATX, Wascosa, Ermewa → Betreiber: spezialisierte Unternehmen für Eisenbahn-güterverkehr
Binnenschiff³ 	~0,08 EUR/t CO ₂ ·km  ~40 EUR/t CO ₂ für 500 km	<ul style="list-style-type: none"> → Vorausplanung bei Hafeninfrastruktur notwendig → Schiffsweise skalierbar; Produktion der Schiffe mit zwei bis drei Jahren Vorlauf möglich → Weitere, auf Schiffstyp- und -kapazität angepasste Infrastruktur (u. a. Verflüssigung, Zwischenspeicher) notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> → Günstiger Transport an Standorten mit Zugang zu Wasserstraßen, sicheren Wasserständen und kurzen Distanzen zum Küsten-Hub 	<ul style="list-style-type: none"> → Abhängigkeit von Wasserständen erfordert Pufferkapazitäten oder alternative Transportmodi → Nutzungsauslastungskonkurrenz zwischen neu geschaffener Hafeninfrastruktur und Pipelines → Eventuell hohe Spezifität der Schiffe für die jeweilige Wasserstraßen 	<ul style="list-style-type: none"> → Hersteller: Unibarge, Victrol → Betreiber: Spediteure, kleine Flotten oder Einzelunternehmen

¹ Systemgrenzen: Kosten für Errichtung und Betrieb einer Onshore-Pipeline mit Pumpstationen. Die erste Kompressionsstufe ist nicht in den Kosten enthalten; ² Systemgrenzen, untere Bandbreite: einschließlich der Infrastruktur für Be- und Entladung, aber ohne Konditionierung für den Bahntransport am Start und Zielbahnhof, obere Bandbreite: Kosten für Errichtung und Betrieb von Konditionierung, Zwischenspeicher und Befüllungsinfrastruktur, Wagen sowie Traktion und Trassengebühren sowie geringes Transportvolumen; ³ Systemgrenzen: Kosten für Errichtung und Betrieb von Konditionierung, Zwischenspeicherung, Schiff sowie Be- und Entladungsinfrastruktur.



Kostenstruktur	Flexibilität im Hochlauf	Hochlauf-Risiken
<p>1. Kosteneffizienteste Option bei großen Transportmengen: 0,01–0,09 EUR/t CO₂·km</p> <p>2. Kapital- und Finanzierungskosten dominieren (> 90 %)</p> <p>3. Starke Skaleneffekte:</p> <ul style="list-style-type: none"> Materialeinsatz steigt linear während der Durchsatz quadratisch wächst Wegerechte (Right-of-Way) (bis zu 15 % der Gesamtkosten für kleine Durchmesser) sowie Tiefbau und Renaturierung sind weitgehend kapazitätsunabhängig. <p>4. Technische Grenzen der Skaleneffekte: Größte zu erwartende Leitungen mit Durchmesser von 700 mm (DN 700) haben eine Kapazität pro Leitung von 20–30 Mio. t CO₂/a – für größere Mengen muss eine weitere Leitung parallel verlegt werden.</p>	<p>1. Hohes Maß an Vorausplanung notwendig: Pipelines erfordern zur Erzielung von Skaleneffekten bei Routenführung und Dimensionierung eine vorausschauende Planung bzgl. Standort, Zeitpunkt und Menge. Außerdem ist eine frühzeitige Bündelung mehrerer Emittenten vorteilhaft.</p> <p>2. Lange Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Bau. Ein sukzessiver Ausbau ist anspruchsvoll und wird durch sich ändernde politische und ökonomische Rahmenbedingungen erschwert.</p> <p>3. Gradueller Hochlauf in begrenztem Maße möglich: Die Kapazität bestehender Pipelines kann durch zusätzliche Pumpstationen erhöht werden („Upside-Potenzial“), die den Durchsatz deutlich erhöhen. Für größere Erweiterungen sind i. d. R. jedoch neue Leitungen erforderlich.</p>	<p>1. Intertemporales Kostenallokations- bzw. Auslastungsproblem: Wegen der hohen Anfangskosten und der langen Lebensdauer von Pipelines ist es sinnvoll sie für langfristig zu erwartende Transportmengen zu dimensionieren. Jedoch entstehen dadurch bis zur Vollauslastung höhere spezifische Kosten. Dies erfordert ein Instrument zur intertemporalen Glättung der Mittelrückflüsse.</p> <p>2. Ausfallrisiken: Wegen der geografischen und mengenmäßigen Festlegung beim Bau von Pipelines besteht ein besonderes Risiko bezüglich des Ausfalls oder einer Verzögerung der Einspeisekapazitäten. Dieser Effekt verstärkt sich in einer kostenregulierten Infrastruktur mit diskriminierungsfreiem Netzzugang.</p>



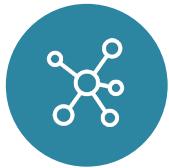
Schnell und flexibel einsetzbare Transportoption aufgrund bereits existierender Infrastruktur und vergleichsweise geringen Kapitalkosten – allerdings kaum Skaleneffekte

Kostenstruktur	Flexibilität im Hochlauf	Hochlauf-Risiken
<ol style="list-style-type: none">Wirtschaftlichkeit auch bei kleineren Mengen gegeben, allerdings nur geringe Skaleneffekte erzielbarBetriebskosten dominieren den Transportanteil: Die Gebühren des Schienengüterverkehrsdiensleisters machen einen Großteil der OPEX aus. Diese umfassen u. a. Kosten für Loks, Personal und Energie sowie Trassengebühren. Zusätzliche Kosten entstehen durch EU-ETS Monitoring- und Nachweispflichten.Hinzu kommen Kapitalkosten und Betriebskosten für die Errichtung und den Betrieb von Konditionierung, Zwischenspeicher, Befüllungsinfrastruktur und Kesselwagen. Zusammen CAPEX-Anteil von 30–40 %.Insgesamt ergeben sich Stückkosten von 0,09–0,15 EUR/t CO₂·km. Die Trassengebühren betragen rund 0,01 EUR/t CO₂·km.	<ol style="list-style-type: none">Flexible und schnell hochfahrbare Hochlaufoption: geringeres Risiko für Stranded-Assets bei Rückgriff auf existierende Schienennetz und Wagenflotten. Bei großskaligem Einsatz als CO₂-Transportoption müssen Wagenhersteller in neue Fertigungskapazitäten investieren. Voraussichtlich lassen sich dennoch kurze Vertragslaufzeiten realisieren.Langfristigere Bindung an Transportoption und entsprechende Kapazitäten, wenn beim Emittenten Gleisanlagen, Verflüssigungs- und Befüllungsinfrastruktur sowie Zwischenspeicher errichtet bzw. ausgebaut werden müssen. Genehmigung und Bau von privaten Gleisanschlüssen dauern ca. vier Jahre.Große Teile dieser Infrastruktur werden nicht mehr benötigt, wenn langfristig ein Wechsel auf Pipelines angestrebt wird.	<ol style="list-style-type: none">Zusätzliche Belastung der Schienennetzinfrastruktur in Konkurrenz zu anderen Verkehren: kurz und mittelfristig zusätzlicher Druck auf Trassen (bspw. Rheinschiene), wobei durch den Rückgang der Transporte fossiler Brennstoffe Trassen entlastet werden. Langfristig können Trassen auch in Hinblick auf die entstehenden CO₂-Transportbedarfe ausgebaut werden.Besondere Anforderung an Trassenführung durch Niederungen: Wegen seiner größeren Dichte im Vergleich zur Umgebungsluft verbleibt CO₂ bei Leckagen zunächst in Bodennähe und kann die Sauerstoffaufnahme von Menschen und Tiere beeinträchtigen. Außerhalb von Niederungen verflüchtigt sich das CO₂ schnell. In Niederungen verbleibt das CO₂ hingegen länger, sodass hier reale Gefahren für Menschen und Tiere entstehen können.



Kostenstruktur	Flexibilität im Hochlauf	Hochlauf-Risiken
<ol style="list-style-type: none"> Kostenniveau: Mit ca. 0,08 EUR/t CO₂·km liegen Binnenschiffen in etwa zwischen Pipeline und Zug. Investitions- und Betriebskosten in etwa ausgeglichen: Der CAPEX-Anteil liegt bei ca. 45 % (bei 8 % WACC). Zentrale Kostentreiber, die für das Design der Transportkette berücksichtigt werden müssen und die rund 50 % der Investitionskosten ausmachen: <ul style="list-style-type: none"> Verflüssigungsanlage – hoher Druck im Vorlauf reduziert Verflüssigungskosten um Faktor vier bis fünf Zwischenspeicher Be- und Entladeinfrastruktur 	<ol style="list-style-type: none"> Beschränkung auf geeignete Standorte: In den meisten Fällen beschränkt auf Standorte mit existierender und geeigneter Hafeninfrastruktur. Aktuell verfügen lediglich fünf Zementwerke über einen Hafenanschluss¹ und nur wenige Abfallbehandlungsanlagen werden über den Wasserweg beliefert. Die Errichtung neuer Hafenanschlüsse erfordert lange Vorausplanung und Genehmigungsverfahren. CO₂-Hub-Einspeisung nötig für Offshore-Transport (Binnenschiffe nicht hochseetauglich) Skalierung schiffsweise möglich <ul style="list-style-type: none"> Ein Schiff mit einer Kapazität von 1.000 t CO₂ transportiert bei einer Strecke von 200 km ca. 0,1 Mio. t CO₂/a. CO₂-Binnenschiffe noch nicht im Einsatz, laut Herstellern² ist die Produktion mit zwei bis drei Jahren Vorlauf möglich. 	<ol style="list-style-type: none"> Abhängigkeit von Wasserständen: Risiko von Einschränkungen oder Unterbrechungen im Transport durch Niedrig- und Hochwasser: <ul style="list-style-type: none"> Erfordert Pufferkapazitäten oder alternative Transportoptionen, wodurch die Kosten steigen. Klimawandel erhöht die Unsicherheit der Nutzbarkeit von Wasserstraßen. Hohe Spezifität der Binnenschiffe Die Schiffe müssen den spezifischen Gegebenheiten (zulässige Breiten/Höhen, Tiefgang) der Gewässer angepasst werden, daher geringe Flexibilität zur Umwidmung oder alternativen Routenführung. Somit haben die Schiffe vorrausichtlich einen geringen Restwert.

Hubs als zentrale Umschlagsplätze
zwischen den Transportmodi



Hubs als zentrale Umschlagsplätze – Ausnutzung der Vorteile der einzelnen Transportmodi, Hubs stellen aber selbst eine sehr spezifische Infrastruktur dar.

Kostenstruktur	Flexibilität im Hochlauf	Hochlauf-Risiken
<p>1. Die Kosten werden durch die Kapitalkosten der jeweiligen Umschlaginfrastrukturen und der jeweils notwendigen Konditionierung des CO₂ für den Weitertransport bestimmt.</p> <p>Bspw. erfordert ein Umschlag von Schiene auf Pipeline neben den jeweiligen Anschlüssen auch eine Nachverdichtung des CO₂ zur Konditionierung für den Pipelinetransport; bei Hafenterminals fallen hierfür beispielsweise Kosten von 15–21 EUR/t CO₂ an, dabei machen die Kapitalkosten rund 80 % der Kosten aus. Umgekehrt muss das CO₂ beim Umschlag von Pipeline auf Schiff zusätzlich gekühlt werden, während der Druck verringert werden kann. Dagegen entfällt bei den heute gängigen Temperatur- und Druckniveaus beim Schienen- und Schiffstransport die Umkonditionierung.</p> <p>2. Für die Mengentransformation und Pufferung müssen darüber hinaus ausreichend Speicherkapazitäten vorgehalten werden. Variable Kosten fallen jeweils für die Kühlung und/oder Nachverdichtung sowie für den Betrieb der Speicher an.</p> <p>3. Durch eine entsprechende Dimensionierung der Konditionierungsanlagen und Speicher lassen sich Skaleneffekte erzielen.</p>	<p>1. Skalierbarkeit: Die unterschiedlichen Transportmodi, die am Hub zusammenlaufen, lassen sich unterschiedlich gut skalieren bzw. sukzessive aufbauen:</p> <ul style="list-style-type: none">Die Schiffsseite des Hubs lässt sich durch Erweiterungen des Anlegers relativ einfach skalieren, muss aber Schiffstyp und -kapazität angepasst werden.Pipeline- und Schienenanbindung sind mit den in den Abschnitten zuvor genannten Vorlaufzeiten für Planung, Genehmigung und Umsetzung verbunden. Erweiterungen lassen sich nur gleisweise bzw. pipelineweise realisieren.	<p>1. Auslastungsproblem: Für die jeweiligen Umschlaginfrastrukturen besteht wie bei den Transportmodi ein Auslastungsrisiko. Damit sind, ähnlich wie bei Pipelines, die Mittelrückflüsse mit strukturellen Risiken verbunden.</p>

Offshore-Transfer bis zum Speicher

Offshore-Transport bis zum Speicher – Überblick der Optionen

	Kosten <small>[EUR/t CO₂·km, Verhältnis CAPEX/OPEX für 500 km Transport]</small>	Flexibilität im Hochlauf <small>Modularer Hochlauf, Vorausplanung</small>	Use Case	Wesentliche Risiken	Zentrale Player
Pipeline- netz¹ 	0,01–0,06 <small>EUR/t CO₂·km</small>  <small>7–28 EUR/t CO₂ für 500 km</small>	<ul style="list-style-type: none"> → Um Skaleneffekte zu heben, ist Vorausplanung in der Dimensionierung notwendig → Erlaubt kein sukzessives Vorgehen oder modulare Skalierung 	<ul style="list-style-type: none"> → Bei entsprechender Dimensionierung Option mit den geringsten Transportkosten 	<ul style="list-style-type: none"> → Eingriff in maritime Ökosysteme → Mögliche Engpässe bei Spezialschiffen für Pipelinebau → Verzögerungen durch notwendige grenzüberschreitende Kooperation und Nutzungskonkurrenz der Trassen in AWZ → Monopolstellung bei privater Finanzierung 	<ul style="list-style-type: none"> → Hersteller: diverse Unternehmen für Pipelines und Pumpen; Spezialschiffe für Offshore-Pipelinebau, z. B. Allseas, Saipem, McDermott, Subsea7 → Betreiber: In den meisten bestehenden und geplanten Projekten betreibt der Speicherbetreiber auch die Offshore-Pipeline
Binnen- schiff² 	0,04–0,08 <small>EUR/t CO₂·km</small>  <small>20–40 EUR/t CO₂ für 500 km</small>	<ul style="list-style-type: none"> → Vorausplanung bezüglich CO₂-Hubs notwendig → Weitere, dem Schiffstyp und -kapazität angepasste Infrastruktur (u.a. Verflüssigung, Zwischen-speicher) notwendig → Flexibler Hochlauf durch schiffswise erweiterbare Kapazität 	<ul style="list-style-type: none"> → Leichtere Skalierbarkeit im Vergleich zu Pipelines → Machbarkeit durch bereits existierendes Design und bereits ausgelieferte Schiffe erwiesen → Reduziertes finanzielles Risiko von Investitionen dank möglicher Folgenutzung 	<ul style="list-style-type: none"> → Zusätzliche Emissionen aus Leckagen und Brennstoffverbrauch erhöhen die Gesamt-CO₂-Bilanz der CCS-Kette 	<ul style="list-style-type: none"> → Hersteller: z. B. DSIC (Northern Lights) → Betreiber: In den meisten bestehenden und geplanten Projekten betreibt der Speicherbetreiber auch die Hochseeschiffe. Dies geschieht ggf. über weitere Subunternehmen



Kostenstruktur	Flexibilität im Hochlauf	Hochlauf-Risiken
<p>1. Ähnliche Kostenbandbreite und Kostenstruktur wie Onshore-Pipelines: (0,01–0,06 EUR/t CO₂·km), jedoch sind Offshore-Pipelines bei gleichem Durchmesser deutlich teurer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Für die Verlegung werden teure Spezialschiffe benötigt. • Durch den hohen Betriebsdruck (zur Vermeidung von Kompressor- und Pumpstationen) entstehen höhere Materialanforderungen. <p>2. Umnutzung bestehender Öl- und Erdgasassets: Plattformen, Messeinrichtungen, Bohrungen lassen sich z. T. für den Pipelineanschluss und die Speicher nutzen oder können teilweise mitgenutzt werden. Die Öl- und Gaspipelines selbst sind auf Grund der Korrosionsneigung von CO₂ und den hohen notwendigen Drücken in vielen Fällen nicht sinnvoll umnutzbar.</p>	<p>1. Zur Hebung von Skaleneffekten ist eine vorausschauende Dimensionierung notwendig: Offshore-Pipelines werden überwiegend als Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zwischen Onshore-CO₂-Hub und Offshore-Hub bzw. Speicherstätte geplant. Die Routenführung muss sich an möglichen zukünftigen CO₂-Einspeisern orientieren.</p> <p>2. Die Wechselwirkung mit der Speicherentwicklung ist entscheidend. Muss jede Ausbaustufe für sich wirtschaftlich tragfähig sein, wird der Kapazitätsausbau meist über neue Pipelines realisiert statt durch eine von Anfang an überdimensionierte Infrastruktur.</p> <p>3. Sukzessiver oder modularer Ausbau technisch kaum möglich, weil sich die Durchleitungskapazitäten nur begrenzt über Druckanpassungen erhöhen lassen.</p>	<p>1. Verzögerungen durch notwendige grenzüberschreitende Kooperation: Grenzüberschreitende CO₂-Transportprojekte erhöhen den Abstimmungs- und Koordinationsbedarf, auch wenn Instrumente wie PCI/PMI unterstützend sein können.</p> <p>2. Nutzungskonkurrenz in der Nordsee: Große Teile der AWZ sind bereits für andere Zwecke (z. B. Gebiete für Meeresschutz, Fischerei, Windparks) vorgesehen. Selbst wenn eine grundlegende Raumordnung bereits vorgenommen wurde, kann dies die Planung neuer Pipelines verzögern.</p> <p>3. Mögliche Engpässe bei Spezialschiffen für Pipelineverlegung. Einige Firmen sind in der Verlegung von Offshore-Pipelines aktiv¹, falls aber parallel ein größeres Offshore-Netz aufgebaut werden soll, könnte es zu Kapazitätsengpässen kommen.</p>



Erprobt und schiffsweise skalierbar – jedoch abhängig von Hubs und Schiffgrößen

Kostenstruktur	Flexibilität im Hochlauf	Hochlauf-Risiken
<p>1. Kostenniveau ähnlich wie Pipelines (0,04–0,08 EUR/t CO₂·km). CAPEX haben einen Anteil von 45 % (bei 8 % WACC). Diese teilen sich hälftig auf das Schiff selbst sowie Verflüssigung, Zwischenspeicher und Be-/Entladeinfrastruktur auf. Hoher Druck im Vorlauf (bspw. aus Pipeline) senkt die Kosten der Verflüssigung auf 20–25 %.</p> <p>2. Distanz und Beförderungsmenge sind für die Schiffanzahl die maßgeblichen Parameter. 1 Mio. t CO₂/a über 700 km benötigt zwei Schiffe à 10.000 t CO₂ (entspricht der Größenordnung von Northern Lights in Norwegen¹⁾).</p> <p>3. Große Schiffe (>10.000 t CO₂) im mittleren Druckbereich sind eher unwirtschaftlich, da Standardmodule nicht verwendet werden können und ein komplexes Schiffsdesign erforderlich ist.</p>	<p>1. Transport schiffsweise skalierbar Bereits verfügbar: Schiffe im niedrigen und mittleren Druckbereich² sind in anderen Anwendungen im Betrieb, aber die Umnutzung auf CO₂ ist aufwendig/suboptimal.</p> <p>2. Infrastrukturelle Voraussetzungen für Schiffe</p> <ul style="list-style-type: none"> CO₂-Hubs für den Umschlag sind sowohl landseitig als auch an der Speicherstätte notwendig. Insbesondere landseitig sind neben der technischen Vorplanung auch regulatorische Vorlaufzeiten für die Hafeninfrastruktur zu berücksichtigen. Schiffsspezifische Infrastruktur nötig: Die Dimensionierung von Verflüssigungsanlage und Zwischenspeicher ist vom Auslegungsdruck und der Kapazität des Schiffes abhängig und muss den Umlaufzeiten der Schiffe und der CO₂-Menge angepasst werden. 	<p>1. Auswirkung auf die Gesamt-CO₂-Bilanz durch zusätzliche Emissionen aus Leckagen und Brennstoffverbrauch:</p> <ul style="list-style-type: none"> ~2,5 % Zusatzemissionen bei 1 Mio. t CO₂/a über 1.000 km (~1,5 % entfallen auf LNG für Schiffsantrieb, 0,5 % auf Methanschlupf) „Boil off“-Leckage von 1–2 % des transportierten CO₂ pro 1.000 km <p>2. Die Möglichkeit der Nachnutzung für den Transport anderer tiefkalter Gase steigert den Restwert der Schiffe.</p> <p>3. Schiffskapazitäten: Es gibt Machbarkeitsstudien für deutlich größere Schiffe. Solche Schiffsdesigns erhöhen die Kosten für die Kühlung und den Umschlag des CO₂. Bei Designs mit höheren Drücken stellen erhöhte Materialanforderungen einen wichtigen Kostentreiber dar.</p>

¹ Im Projekt sollen vier Schiffe mit Kapazität ~ 7.900 t genutzt werden. ² Aus dem Zusammenhang zwischen Druck und Temperatur ergeben sich für die Auslegung typische Niveaus mit spezifischen Vor- und Nachteilen: Je höher der Druck desto geringer der Kühlbedarf, jedoch desto höher die Anforderungen an Material und Schiffsgeometrie; Druckniveau niedrig: ~5,2–10 bar bei ~40 bis -55 °C, Dichte: ~1.150 kg/m³, heute im Transport von tiefkühligen Gasen ohne aktive Kühlung eingesetzt, wie bspw. Ammoniak, LPG oder Propylen; Durchniveau mittel: 14–20 bar bei -20 bis -30 °C, Dichte: ~1.050 kg/m³, heute im Transport von drückverflüssigtem LPG eingesetzt; Druckniveau hoch: 45–70 bar bei 10–30 °C, Dichte: ~600–860 kg/m³; ³ z.B. ~58.000 t CO₂ von Höegh Evi, Aker BP und Moss Maritime, mit niedrigem Druckniveau

Infrastruktureller Rahmen

Zusammenfassende Betrachtung der Kosten für Inlandstransport, Transfer und Speicherung

Mittelfristig sind für Transfer und Offshore-Speicherung von CO₂ Kosten von 100 bis 150 EUR/t zu erwarten – die Kostensenkungspotenziale sind gering.

Kosten von CO₂-Transfer und -Speicherung:

Auf Basis von Kostenindikatoren von Marktdatenanbietern und auf Grundlage von Planungsdaten einzelner Projekte lässt sich **die Bandbreite der Kosten von CO₂-Transfer und -Speicherung** abschätzen.

Für diesen Teil der CCS-Kette zeigt sich in den letzten Jahren eine **deutliche Steigerung (≥50%) des Kostenniveaus**.

	Vorheriges Niveau	Aktualisiertes Niveau
Argus (2024, Nordwesteuropa) ¹	18 €	↗ 56 €
CCS Fonds Dänemark (2024, unklare Kostenbasis)	n. v.	45 € / 67 € Onshore / Offshore
E-Bridge (HydexPlus Blue 2024, auf Grundlage von Referenzprojekten und Marktinformationen)	35 €	↗ 91 €
Porthos Projekt (2023, Niederlande, Neubewertung des Projekts)	51 €	↗ 81 €
Projekt Aramis (2024, Niederlande)	n. v.	91 € / 113 € Pipeline / Schiff

- Auf Basis von Marktdaten ergibt sich ein **aktuelles Kostenniveau für Offshore-CO₂-Speicherung von 80 bis 110 EUR/t CO₂**.
- Es ist zu erwarten, dass sich die **bisher beobachteten Kostensteigerungen weiter fortsetzen**: So lagen die Kostensteigerungen für zentrale Komponenten des Anlagen- und Infrastrukturbaus in den letzten fünf Jahren teilweise 40 % über der ohnehin hohen allgemeinen Inflation². Ein Rückgang ist nicht zu verzeichnen.
- **Mittelfristig sind aus diesem Grund Kostenniveaus für die Offshore-Einspeicherung inklusive Transfer von rund 100 bis 150 EUR/t CO₂ zu erwarten.**
- **Die Kostensenkungspotenziale im Bereich der CO₂-Speicher werden als gering eingestuft**, da es sich um weit ausgereifte Technologien handelt. Hingegen ist zu erwarten, dass es im Zuge der Skalierung von Offshore-Speichern zu Kostensteigerungen durch höheren Aufwand für küstenfernere und tiefergelegene Speicherstätten kommt.
- Geringere Kosten könnten bei der Onshore-Speicherung erreicht werden. Hier fehlen jedoch belastbare Kostenschätzungen aus weit fortgeschrittenen Großprojekten in Europa. Zudem ist von deutlich längeren Vorlaufzeiten auszugehen.

Erste Speicherprojekte sind in der Umsetzung – öffentlich verfügbare Einspeichertarife gehen bis in den dreistelligen Bereich

Die beiden fortgeschrittensten Projekte weisen eine sehr unterschiedliche Transportkette und damit unterschiedliche Kostenniveaus auf.

Porthos (Niederlande)



81 EUR/t CO₂

- Kollektor-Pipeline (einige Kilometer)
- 23 km Untersee-Pipeline
- Speicherung in erschöpftem Gasfeld, das von TAQA betrieben wird

Aramis (Niederlande)

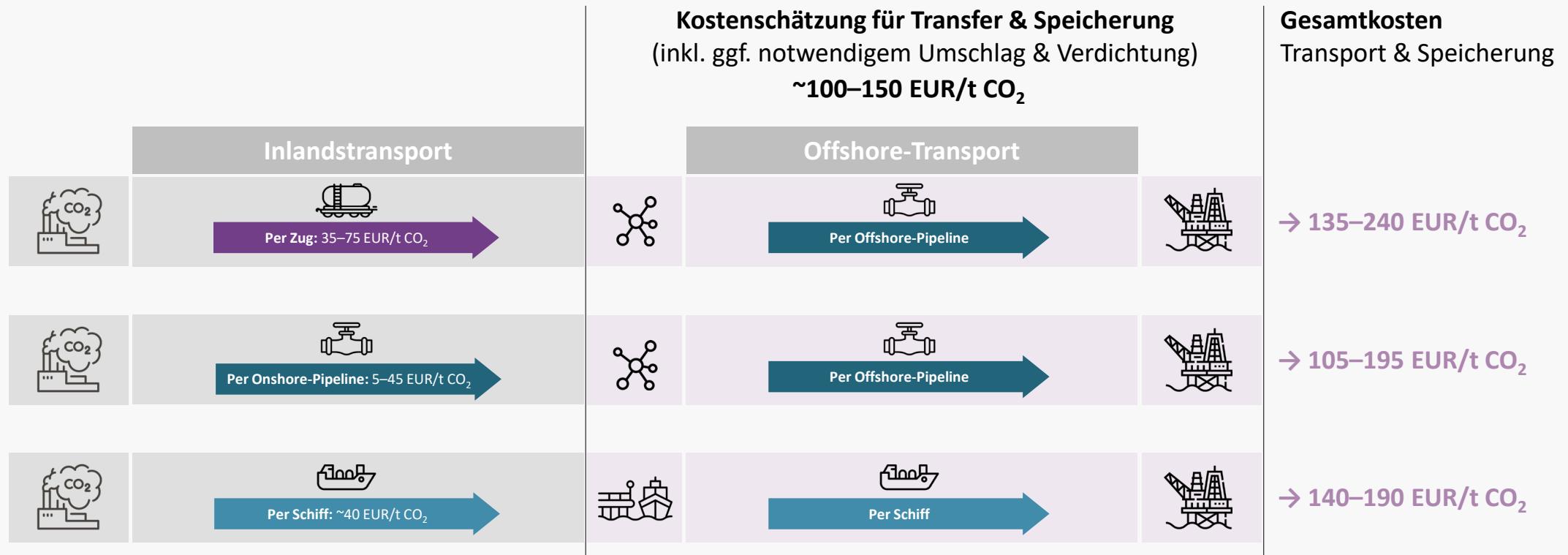


91–113 EUR/t CO₂

- Tarif für Transport und Speicherung bei 5 Mio. t CO₂/a
- Einspeisung über zwei Wege möglich
 - dichte Phase per Schiff über CO₂ NextTerminal
 - gasförmig per Pipeline
- 200 km Offshore-Pipeline
- Offshore-Verteil-Hub (Anbindung an mehrere potenzielle Speicherstätte)

Schätzung der Kostenbandbreite für CO₂-Transport und -Speicherung

Die Gesamtkosten liegen im Bereich von 105 bis 260 EUR/t CO₂



Gesamtblick auf die regulatorischen Rahmenbedingungen

Für die Initiierung des CCS-Hochlaufs und die Entwicklung des CCS-Marktes müssen mehrere Schlüsselbereiche parallel bearbeitet werden.

1 Schaffung der Zulässigkeit

CO₂-Speicher im In- und Ausland

CO₂-Transport über Pipelines und andere Transportwege

CO₂-Verbringung über Ländergrenzen hinweg

2 Schaffung der Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreizmechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungssysteme; Normen und Standards

3 Schaffung des Marktaufbaus

Preistransparenz durch pragmatische Ansätze

Marktmachtbegrenzung und Etablierung von Midstreamern

Pragmatische Lösungen bzgl. First-Mover-Nachteile

4 Adressierung des breiteren Rahmens

Innovationsförderung entlang der gesamten Wertschöpfungskette

Vereinheitlichung und Verschlankung aller Verfahren

Verbesserung der Grundlagen für int. Kooperation/Handel

- Themen werden bisher regulativ nicht adressiert
- Themen werden diskutiert, bzw. regulative Diskussionen haben begonnen
- Regulative Voraussetzungen sind vorhanden oder Prozesse weit fortgeschritten
- Link zum entsprechenden Abschnitt

→ Diese Schlüsselbereiche müssen parallel bearbeitet werden.

Die rechtliche Zulässigkeit der Speicherung, des Transports und der grenzüberschreitenden Verbringung von CO₂ muss gewährleistet sein.

1 Schaffung der Zulässigkeit

CO₂-Speicher im In- und Ausland



CO₂-Transport über Pipelines und andere Transportwege



CO₂-Verbringung über Ländergrenzen hinweg



Übergreifender Hintergrund:

- Speicherung von CO₂ in geologische Formationen muss rechtlich zugelassen sein
- Transport von CO₂ muss rechtlich zugelassen sein
- Grenzüberschreitende Verbringung von CO₂ muss (völker-)rechtlich zugelassen sein

Zur rechtlichen Zulässigkeit von Speichern sind die notwendigen Regelungen vorhanden oder sehr kurzfristig erwartbar.

1 Schaffung der Zulässigkeit

CO₂-Speicher im In- und Ausland



CO₂-Transport über Pipelines und andere Transportwege



CO₂-Verbringung über Ländergrenzen hinweg



Im Inland

- mit Novelle des Kohlendioxidspeicherung- und -transportgesetzes (KSpTG) adressiert
- Umsetzung der entsprechenden Änderungen im Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) adressiert
- jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf auf Bundesebene

Im Ausland

- in den relevanten Ländern (v.a. Norwegen, Niederlande, Dänemark) im Kontext der teilweise im Realisierungsprozess befindlichen Projekten mit den entsprechenden nationalen Regelungen gegeben
- jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf

Zur rechtlichen Zulässigkeit des Transports sind die notwendigen Regelungen vorhanden oder sehr kurzfristig erwartbar.

1 Schaffung der Zulässigkeit

CO₂-Speicher im In- und Ausland

CO₂-Transport über Pipelines und andere Transportwege

CO₂-Verbringung über Ländergrenzen hinweg

Leitungsgebundener Transport

- mit Novelle des Kohlendioxidspeicherung-und-Transport-Gesetzes (KSpTG) adressiert
- jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf

Sonstige Transportoptionen

- für CO₂ als Industriegas mit der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschifffahrt (GGVSEB) geregelt
- in der GGVSEB Verweise auf die entsprechenden internationalen Regelwerke (u. a. ADR, AND, RID)
- jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf

Zur rechtlichen Zulässigkeit der grenzüberschreitenden Verbringung sind die notwendigen Regelungen vorhanden oder sehr kurzfristig erwartbar.

1 Schaffung der Zulässigkeit

CO₂-Speicher im In- und Ausland



CO₂-Transport über Pipelines und andere Transportwege



CO₂-Verbringung über Ländergrenzen hinweg



Zulässigkeit der grenzüberschreitenden Verbringung

- mit dem Ratifizierungsgesetz zur Ergänzung von Art. 6 des Londoner Protokolls adressiert
- Notifizierung der provisorischen Anwendung der Ergänzung von Art. 6 des Londoner Protokolls und Hinterlegung bei der International Maritime Organization (IMO) wird parallel vorangetrieben und ist kurzfristig zu erwarten
- Abschluss bilateraler Verträge gemäß Art. 6 London Protokoll kann anschließend erfolgen und ist 2026 zu erwarten
- entsprechenden Änderungen im Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) umgesetzt
- jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf

Der Aufbau von CCS-Prozessketten ist auf die Schließung erheblicher Kostenlücken angewiesen. CCS sollte daher fokussiert eingesetzt werden.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Hintergrund I: Größenordnung der Kostenlücken

- Für die gesamte CCS-Prozesskette (Abscheidung, Inlandstransport, Transfer zum Speicher, Speicherung, Monitoring, Risikovorsorge) entstehen im Vergleich zu den Kosten für den Erwerb von Emissionszertifikaten erhebliche Mehrkosten – im Prozess des Markthochlaufs von CCS und auch längerfristig.
- Auf Basis der aktuellen Kostenannahmen lassen sich Bandbreiten für die Größenordnungen dieser Mehrkosten abschätzen:
 - Bei Kosten für die gesamte CCS-Prozesskette von 150 bis 300 EUR/t CO₂¹ und effektiven CO₂-Preisen von 80 bis 120 EUR/t CO₂² ist für jede 10 Mio. t CO₂ eine Kostenlücke von 0,3 bis 2,2 Mrd. EUR zu schließen
 - In den Jahren 2035 bzw. 2045 sind so auf Basis des Szenarios „Klimaneutrales Deutschland“ (15 bzw. 45 Mio. t CO₂/a) zur Kostenlückenschließung 0,5 bis 3,3 bzw. 1,4 bis 9,9 Mrd. EUR/a aufzubringen.

- Zur Deckung dieser Kostenlücke gibt es zwei grundsätzliche Optionen:
 - Staatshaushalt (KSV, CCS-CfDs o. ä.) oder
 - Energie-/Produktmärkte (grüne Leitmärkte, Quotenmodelle, Einsatzverpflichtungen).

→ Empfehlungen:

Gerade bei begrenzten Ressourcen im Staatshaushalt braucht es eine klare Fokussierung der Förderung/politischen Flankierung auf ausgewählte CCS-Anwendungen (Kalk/Zement und andere Prozessemissionen, Abfallverbrennung, Negativemissionen).

¹ Annahmen: Kosten für CO₂-Abscheidung in der Bandbreite von 50 bis 150 EUR/t CO₂, für inländischen Transport 5 bis 75 EUR/t CO₂ sowie für Offshore-Transfer und Speicherung 100 bis 150 EUR/t CO₂, ohne Extremwerte der jeweiligen Kombinatorik.

² Annahme: Auslaufen der kostenlosen Zuteilung von Emissionsberechtigungen

Die Schließung der Kostenlücken sollte bei den Emittenten stattfinden; nur in begründeten Ausnahmefällen sollte dieser Ansatz erweitert werden.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Hintergrund II: Grundsatzoptionen zur Förderung: Die strategische Ausrichtung der Förderung ist von zentraler Bedeutung

→ **Grundsatzoption 1:** Förderung am Punkt der CO₂-Entstehung und kostengerechte Kalkulation aller Prozessschritte (s. Deep Dive SDE++)

- Zentraler Vorteil: frühzeitige und marktgerechte Preissignale für die gesamte Prozesskette, geringe Mitnahmeeffekte, relativ geringer Koordinationsaufwand für das Policy Design (bzgl. Überlagerungs-/Mitnahmeeffekte etc.)
- Zentraler Nachteil: spezifische Risikoprofile¹ und Skalierungen der einzelnen Prozessschritte (v. a. bei den kapitalintensiven Teilen mit langer Lebensdauer) bei dieser Option im Policy Design nur schwer zu berücksichtigen. Obwohl die Emittenten eher geringes Know-how über die CCS-Gesamtkette besitzen, liegt der Koordinierungsaufwand beim ihnen.

→ **Grundsatzoption 2:** gezielte Förderung einzelner Teile der Prozesskette (z. B. Abscheidung, Transportinfrastrukturen, Speicherung, Midstream-Akteure) durch jeweils spezifische Instrumente (Finanzierungsinstrumente, Planung, Versicherungslösungen etc.)

- Zentraler Vorteil: langfristige Planungen und Adressierung der spezifischen Risikoprofile v. a. für Transport- und Speicherinfrastrukturen und deren Skalierung möglich
- Zentraler Nachteil: wenig Transparenz, hoher Koordinationsaufwand, Mitnahmeeffekte oder unzureichende Kostenlückenschließung, mögliche Überdimensionierung von Infrastrukturen

Empfehlung: Grundsatzoption 1 als durchgängiges Grundmodell, Förderung von Einzelschritten nur in explizit und umfassend begründeten Ausnahmefällen, z. B. beim Aufbau schwer skalierbarer Leitungsinfrastruktur

Das Beibehalten robuster Preissignale aus dem ETS 1 ist notwendig, diese decken aktuell aber nicht die Kosten. Ergänzende Instrumente sind daher notwendig.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren



Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur



Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards



Baustein I: EU-Emissionshandel (v. a. EU-ETS-1 relevant)

- Zertifikatspreise bis auf Weiteres nicht ausreichend hoch, um CCS als Vermeidungsoption anzureizen (derzeitige und absehbare EUA-Preise wahrscheinlich um den Faktor zwei bis drei zu niedrig)

→ Empfehlungen:

- Erhaltung der Ambitionsniveaus des EU-ETS-1 (auch bzgl. restriktiver Nutzung internationaler Projektgutschriften)
- Einbeziehung von Negativemissionen zu klären (auch kurz- und mittelfristig z. B. mit Blick auf Abfallverbrennungsanlagen)

Baustein II: Förderung von einzelnen Investitions- und Innovationsvorhaben (CAPEX-Förderung)

Konkrete Beispiele:

- Bundesförderung Industrie und Klimaschutz (BIK 2):
 - Investitionen: Kalk, Zement und thermische Abfallbehandlung
 - Innovationen: anwendungsorientierte Forschung und Entwicklung auch in den Sektoren Grundstoffchemie, Glas und Keramik
- EU-Innovationsfonds (ca. 38 Mrd. EUR für alle Anwendungen in der gesamten EU bis 2030)

Ausreichend finanzierte und technologiespezifische Klimaschutzverträge sind besonders geeignet, den CCS-Hochlauf wirksam anzureizen.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Baustein III: Klimaschutzverträge (CAPEX- und OPEX-Förderung)

- CCS ist grundsätzlich als Vermeidungsoption in den Klimaschutzverträgen zugelassen. Das Instrument ist derzeit mit begrenzten Mitteln ausgestattet.
- Die Erfolgsaussichten für CCS-Projekte sind jedoch stark vom Ausschreibungsdesign abhängig, da CCS bis auf weiteres teurer ist als andere CO₂-Vermeidungsoptionen (z. B. Biomasse und Wärmepumpen).

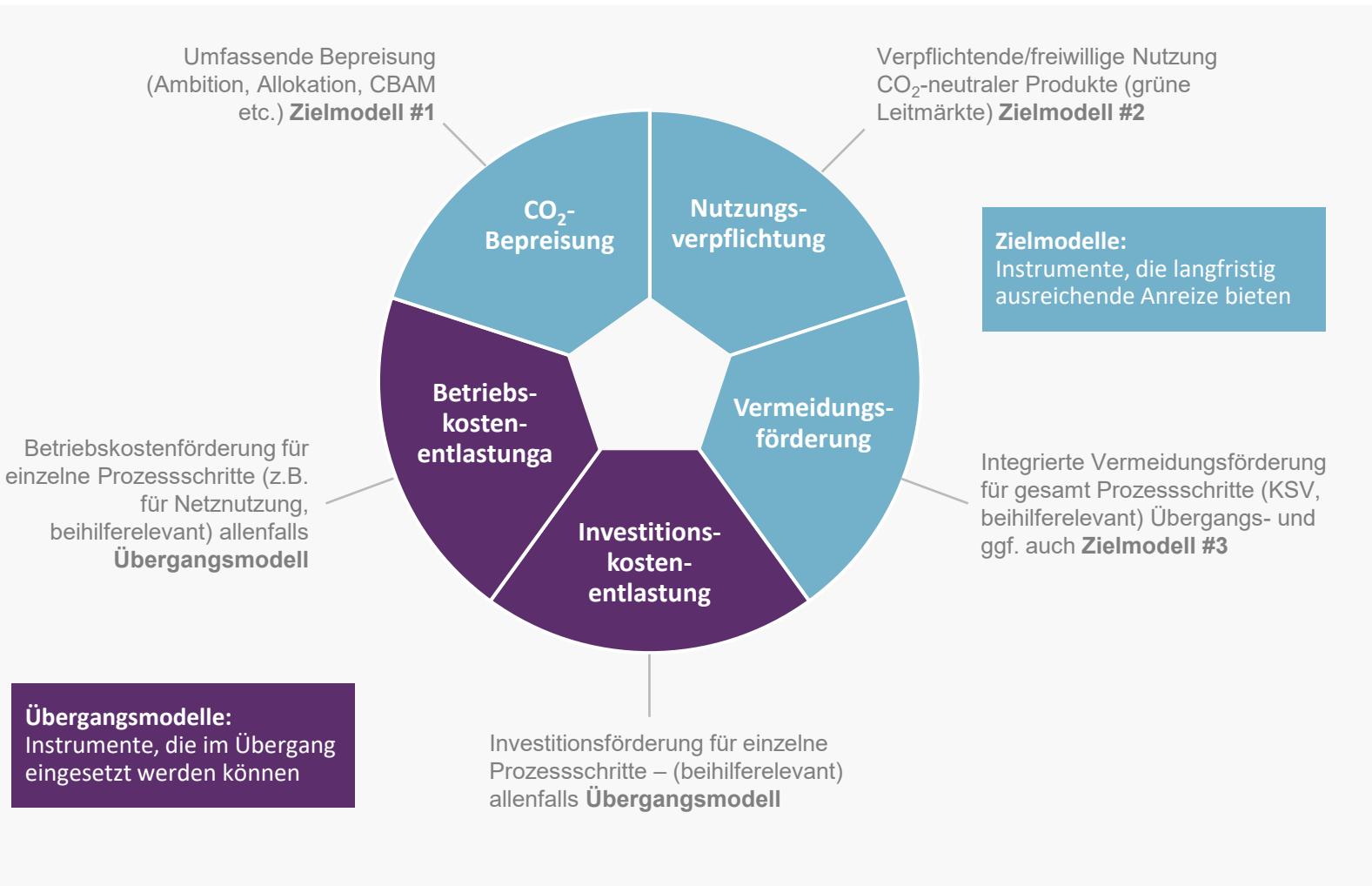
→ Empfehlungen:

- Das Instrument Klimaschutzverträge sollte erhalten bleiben und mit umfassender Finanzierung unterlegt werden. Wo nötig, sollte es zu einer Weiterentwicklung und Vereinfachung kommen.
- Technologiespezifische Ausschreibungen für Wasserstoff und CCS würden die gezielte Nutzung dieses Instruments für den Hochlauf dieser Technologien ermöglichen, müssen jedoch mit ausreichender Finanzierung unterlegt werden.

Baustein IV: grüne Leitmärkte

- Abfall: Mehrkosten für CCS werden über die Abfallgebühren finanziert. Das muss hinsichtlich der Verteilungseffekte politisch vertreten werden.
- Zement und Kalk: Mehrkosten für CCS werden über die Baukosten finanziert; das erhöht die Kosten für alle Bauprojekte (Gebäude, Infrastrukturprojekte etc.). Das muss hinsichtlich der Verteilungs- und Haushaltseffekte politisch vertreten werden.
- Weitere Produkte: vergleichbare Effekte und Herausforderungen
- Grüne Leitmärkte sind derzeit eher eine konzeptionelle Idee als ein detailliert ausgearbeitetes und politikfähiges Konzept. Es besteht umfassender Handlungsbedarf bspw. bei Zertifizierungsfragen und Anreizmechanismen.
- Wechselwirkungen v. a. mit Einzelförderprojekten und Klimaschutzverträgen sind unbedingt zu beachten.

Nur der CO₂-Preis und grüne Märkte sind langfristig nachhaltige Finanzierungsinstrumente. Andere Ansätze sollten auf den Hochlauf beschränkt werden.



- Erhebliche Kostenlücken sind zu schließen.
- Vielfältige Flankierungsmechanismen sind möglich, systematische und strategische Ansätze aber dringend notwendig.
 - Nur CO₂-Bepreisung und grüne Märkte sind langfristig nachhaltige Mechanismen
 - Die Vermeidungsförderung könnte für teure Vermeidungsoptionen jenseits eines Übergangsmodells auch längerfristig eine Rolle spielen.
 - Investitions- und Betriebskostenförderung dienen allenfalls als kurzfristige Übergangsoptionen.
- Klare Abfolgen und Übergangsstrategien sind notwendig.

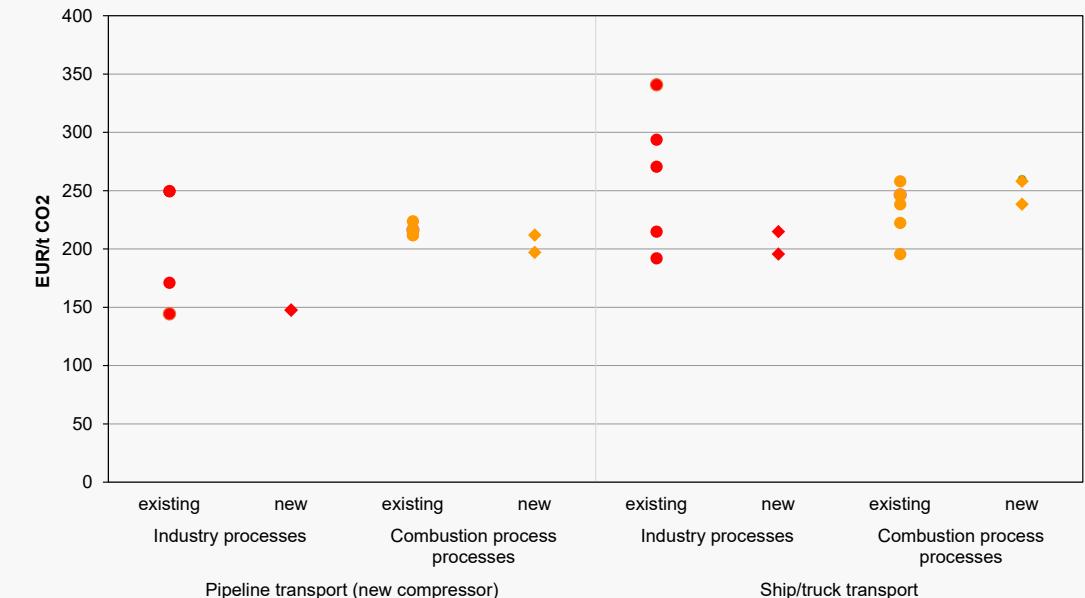
Deep Dive: Der niederländische SDE++-Mechanismus enthält viele relevante Regelungen, die Anregungen für die Regulierung in anderen Ländern und der EU bieten.

SDE++: ein Produktions-/OPEX-Förderinstrument

- Förderinstrument in NL für innovative Klimaschutztechnologien (erneuerbare Energien, CO₂-arme Wärme- und CO₂-arme Produktionsverfahren, auch CCS)
- Technologieoffenes Konzept im Rahmen definierter Kategorien, konzipiert als Ergänzung u.a. zum EU-ETS
- Differenzkostenverträge für Ausgleich zum Marktpreis (bei CCS zum CO₂-Marktpreis), OPEX-Beihilfe für bis zu 15 Jahre
- Mehr-Runden-Ausschreibungen (2025: fünf Gebotsrunden) mit steigenden Höchstpreisen, Teilnahme und Preiskorrekturen an mehreren Ausschreibungsrunden möglich
- Angebotsreihung für Zuschläge nach Eingang der Förderanträge und nach Förderintensität, fester Budgetdeckel
- Bei CCS-Projekten: Vergütung am Punkt der CO₂-Entstehung, Entsorgungskette muss von dort organisiert und kontrahiert werden.
- Technologie(ketten)spezifische Höchstpreise auf Grundlage detaillierter Businessfall-Kalkulationen

- Gesamtkostenansatz für unterschiedliche CCS-Anlage und Prozessketten-Konfigurationen (Abscheidung, Transport, Transfer und Speicherung): 150 bis 350 EUR/t CO₂ (2024)
- Industrieprozesse, gasförmiger Abtransport und CCS an Neuanlagen oft mit niedrigeren Kosten

Orientierungswerte (Base Rates) für verschiedene CCS-Konfigurationen liegen zwischen 150 und 350 EUR/t CO₂



Eine leistungsstarke Infrastruktur ist die Grundlage für den CCS-Hochlauf. Jedoch sind viele Grundsatzentscheidungen noch nicht getroffen.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Hintergrund

- Ausreichend leistungsstarke Infrastrukturen (Transport, Speicher) sind unabdingbar.
- CCS-spezifische Herausforderungen:
 - Unterschiedliche Transportmodi mit unterschiedlicher Flexibilität und unterschiedlichen Risikoprofilen konkurrieren miteinander (v. a. Pipeline versus Bahntransport). Dies erlaubt zwar ein multimodales Vorgehen, erfordert aber Koordinierung (Hub-Modelle).
 - Erwartbare und angestrebte Mengengerüste für die verschiedenen Zeithorizonte und Transportmodi sind deshalb nur schwer abzuschätzen.
 - Bezuglich der Geschäfts- bzw. Regulierungsmodelle müssen in einigen Bereichen (v. a. Pipelines, Merchant-Modelle, reguliertes Netz etc.) Grundsatzentscheidungen getroffen bzw. zumindest antizipiert werden, auch mit Blick auf zu Ziel-Modellen kompatiblen Phasenansätzen.
 - In einigen Bereichen sind von der Europäischen Union Vorgaben zu grundsätzlichen Infrastrukturfragen annonciert worden, konkrete und mit den Ansätzen bei Strom, Gas oder Wasserstoff vergleichbare Rahmenbedingungen vor allem für die Regulierung existieren jedoch noch nicht.

Wichtige gesetzliche Grundlagen für die Planung und Genehmigung der Infrastruktur wurden und werden aktuell geschaffen.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Planung und Genehmigung von CO₂-Speichern

- Umfangreicher übergreifender Handlungsbedarf (auf EU-Ebene): Umsetzung der Art. 20, 21, 23 und 24 des EU Net-Zero Industry Act (NZIA) mit umfangreichen Fact-finding-Prozessen mit Ergebnissen bzw. weiteren Legislativvorschlägen ab 2027/2028
- Planfeststellung für CO₂-Speicher ist mit Novelle des Kohlendioxid-speicherung-und-transportgesetzes (KSpTG) adressiert.
- Andere Genehmigungsvoraussetzungen (Raumordnung, Wasserrecht etc.) sind anderweitig rechtlich geregelt.
- Jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf

Planung und Genehmigung des leitungsgebundenen CO₂-Transports

- Übergreifender Handlungsbedarf (auf EU-Ebene): Umsetzung des Art. 22 des EU Net-Zero Industry Act (NZIA)
- Planfeststellung für CO₂-Leitungen ist mit Novelle des Kohlendioxid-speicherung-und-transportgesetzes (KSpTG) adressiert.
- Andere Genehmigungsvoraussetzungen (Raumordnung etc.) sind anderweitig rechtlich geregelt.
- Jenseits dessen kein vordringlicher Handlungsbedarf

Wichtige gesetzliche Grundlagen für die Planung und Genehmigung der Infrastruktur wurden und werden aktuell geschaffen.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Planung des nichtleitungsgebundenen Transports (Zug, Schiff)

- Beim Transport von CO₂ per Schienengüterverkehr wird in den Einzelanalysen zum **Bundesverkehrswegeplan 2040** ein Transportvolumen von bis zu 14,5 Mio. t CO₂ für möglich gehalten.
- Die Unwägbarkeiten zur Entwicklung der **Trassenpreise** für den Gütertransport mit der Bahn stellen ein erhebliches Kostenrisiko für die gesamte CCS-Prozesskette dar, wenn der CO₂-Transport auf der Schiene zum Tragen kommen könnte/soll.
- Im Rahmen der **Nationalen Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen** sollen bis 2028 die Hafenplanungen für Deutschland die Entwicklung der Häfen als Knotenpunkte des Carbon-Managements im Rahmen der Carbon-Management-Strategie und die Anschlüsse an das europäische CO₂-Netz berücksichtigen.
- In beiden Bereichen besteht noch erheblicher Spezifikationsbedarf.

Während im Speicherhochlauf aktuell Merchant-Modelle vorherrschen, ist der Regulierungsrahmen für die Transportinfrastruktur noch offen.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren



Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur



Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards



Regulierungs- und Finanzierungsmodell für CO₂-Speicher

- Grundsatzentscheidung Merchant-Modelle (EU-Staaten) versus reguliertes Modell (z. B. UK) auch im Sinne eines Zielmodells noch nicht getroffen, es verbleibt (längerfristiger) Konzeptions- und Handlungsbedarf.
- Nach EU-Vorgaben (EU-CCS-Richtlinie, NZIA) derzeit nur allgemeine Vorgaben: transparente und nicht-diskriminierende Verfahren zum Speicherzugang

→ Empfehlungen zur Regulierung von CO₂-Speichern

- Keine gesonderte Finanzierung von Speichern, sondern grundsätzlich Finanzierung über Emittentenseite
- Notwendigkeit eines spezifischen De-Riskings für Speicherprojekte ist zu diskutieren; vor dem Hintergrund der NZIA-Verpflichtungen ist dessen Notwendigkeit deutlich zu hinterfragen, die Pönalensetzung (Art. 23 Nr. 13 NZIA) ist entscheidend.
- Unter der Voraussetzung, dass bis auf weiteres Merchant-Modelle vorherrschen, wird eine sorgfältige Analyse der Marktmacht-Entwicklungen vorgenommen und basierend darauf wird ein möglicherweise notwendiges Ziel-Regulierungsmodell (Tarifregulierung, vertikales Unbundling etc.) empfohlen.

Während im Speicherhochlauf aktuell Merchant-Modelle vorherrschen, ist der Regulierungsrahmen für die Transportinfrastruktur noch offen.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Regulierungsmodell für den leitungsgebundenen CO₂-Transport

- Grundsatzentscheidung Merchant-Modelle (in einigen EU-Staaten) versus reguliertes Modell (z. B. UK siehe Deep Dive auf nächster Folie) auch im Sinne eines Zielmodells noch nicht getroffen, es verbleibt (längerfristiger) Konzeptions- und Handlungsbedarf.
- Nach Art. 21 EU-CCS-Richtlinie derzeit nur allgemeine Vorgaben: transparente und nicht-diskriminierende Verfahren zum Infrastrukturzugang

Grundmodelle

- Bei **Merchant-Modellen**: aktuelles Modell; derzeit sind flexible Modelle umgesetzt (Open Season etc.), große Rolle von Fördermaßnahmen.
- Bei **reguliertem System**: langfristiges Modell; derzeit konzeptionell bzw. prozedural noch nicht spezifiziert (Bedarfsermittlung: heuristischer Aufbau versus CO₂-Kernnetz versus NEP CO₂), ggf. Vorschriften für horizontales und vertikales Unbundling)

→ Empfehlung zur Regulierung von leitungsgebundenem CO₂-Transport:

Erarbeitung von Phasenmodellen auf Basis eines stringenten Zielmodells für ein reguliertes System (Fördermechanismen und andere Regelungen sollten den Übergang zu einem regulierten Modell nicht verhindern), EU-Verankerung als zentraler Entscheidungsparameter

Grundlagenfaktor Infrastruktur

Deep Dive Regulierungsmodell für Pipelines und Speicher: TRI-Modell in UK

Das T&S Regulatory Investment Model (TRI) als umfassendes Infrastrukturregulierungsmodell in UK

- Grundansatz: regulierte Regionalmonopole für Onshore/Offshore-Pipelines und Speicher (*Regulated Asset Base*-(RAB-) Ansatz)
- Regulierungsbehörde Ofgem erteilt Lizenzen, über die ein regionales Monopol für Transport- und Speicherleistungen an regulierte private Unternehmen *Transport and Storage Companies* (T&S Cos) vergeben wird (mit spezifischen Verpflichtungen verbunden).
- T&S Cos werden in einem Ausschreibungsprozess ausgewählt.
- T&S Cos werden einem *Economic Regulatory Regime* (EER) unterworfen, nach dem die diversen Effizienzstandards unterliegenden Kosten (*Regulated Asset Base*), eine regulierte Eigenkapitalrendite (WACC, in der Anfangsphase erhöhte Werte) sowie weitere Betriebskosten abgedeckt werden können. Auf dieser Basis werden Tarife ermittelt, die von den Unternehmen, die CO₂ abscheiden, zu tragen sind.
- Ergänzung durch verschiedene Risikoabsicherungsinstrumente
 - *Revenue Support Agreement* (RSA) zur Absicherung von Nachfragerisiken (Schließung von Erlöslücken bei Unterauslastung)

- *Government Support Package* (GSP) zur Absicherung von unwahrscheinlichen, aber mit hohen Auswirkungen verbundenen Risiken (politische Eingriffe, Haftungs- und Regulierungsfälle etc.), die marktseitig nicht getragen werden können
- *Supplementary Compensation Agreements* (SCA) und *Discontinuation Compensation Agreements* (DCA) zur Absicherung gegen vorzeitige Projektbeendigungen oder grundlegenden Politik-Änderungen; für SCA muss eine Gebühr bezahlt werden
- *Decommissioning Shortfall Agreements* (DSA) zur Abdeckung von Finanzierungslücken in den Stilllegungsfonds, falls Rückstellungen und Lizenzmechanismen nicht ausreichen
- Die verschiedenen Mechanismen gelten über die technische Lebensdauer der Anlagen (im Regelfall 25 Jahre) und für die Nachschließungsphase der Speicheranlagen (zusätzlich 20 Jahre).
- Ab 2035 kann das Modell für Speicher durch wettbewerbliche Ansätze abgelöst werden, für Pipelines soll das Regulierungsmodell dauerhaft verfolgt werden.

Während die Schließung der Kostenlücken bei den Emittenten ansetzen sollte, kann ein zusätzliches De-Risking bei der Transportinfrastruktur notwendig sein.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

Finanzierungsmodell für den leitungsgebundenen CO₂-Transport

- Optionen unabhängig vom Regulierungsmodell
 - Indirekt über Finanzierung auf der Emittentenseite (keine Adressierung infrastrukturspezifischer Risiken)
 - Vergünstigte Finanzierungsoptionen (Bürgschaften, finanzielle Absicherungen etc.)
 - Staatliche Beteiligungen und entsprechende Finanzierungskonditionen (nach dem Beispiel der deutschen LNG-Terminals)
 - Direkte Förderung über Zuschüsse etc.
- Option für reguliertes Modell
 - Intertemporale Kostenallokationsmodelle mit staatlicher Absicherung (nach dem Beispiel des Amortisationskontos für das Wasserstoffkernnetz in Deutschland)

→ Empfehlung zur Finanzierung von leitungsgebundenem CO₂-Transport:

Grundsätzliche Finanzierung über Emittentenseite und spezifisches De-Risking über staatliche Beteiligung, Erarbeitung eines Zielmodells für die Regulierung des CO₂-Netzes

→ Empfehlung zur Finanzierung von anderen Transportwegen (jenseits von Pipelines)

Grundsätzliche Finanzierung über Emittentenseite, spezifisches De-Risking angesichts der Flexibilität der Transportoptionen jenseits von Pipelines nicht vordringlich (Begründbarkeit von Ausnahmen zu diskutieren)

Der Aufbau robuster Zertifizierungssysteme ist bereits weit fortgeschritten, allerdings fehlen im EU-ETS Regelungen zum Umgang mit biogenem CO₂.

2

Schaffung der
Marktgrundlagen

Aufbau belastbarer Anreiz-
mechanismen für Ankersektoren

Vorausschauender Aufbau
einer Basis-Infrastruktur

Aufbau robuster Zertifizierungs-
systeme; Normen und Standards

- Zertifizierung umfassend geregelt
 - Mit EU-CCS-Richtlinie für CO₂-Speicher
 - Mit Monitoring und Reporting-Verordnung (MRR) für den EU-ETS umfassend geregelt (Weitergaberegelung für CO₂)
 - Im Gefahrgutrecht für die dort erfassten Tätigkeiten umfassend geregelt
- Handlungsbedarf: im EU-ETS noch keine Regelungen und damit keine Anreize für Speicherung von biogenem CO₂ (im Kontext von Bio-CCS bzw. BECCS)¹

Zusätzlich zu den Marktgrundlagen müssen in der Frühphase des Hochlaufs spezifische Herausforderungen gezielt adressiert werden, die dem Zielmodell nicht widersprechen.

3

Schaffung des Marktaufbaus

Preistransparenz durch pragmatische Ansätze

Marktmachtbegrenzung und Etablierung von Midstreamern

Pragmatische Lösungen bzgl. First-Mover-Nachteile

Markttransparenz

→ Handlungsbedarf: Markttransparenz bisher in keiner Weise adressiert

→ **Empfehlung:** Bei allen Förderprogrammen sollte die Verpflichtung zur Übermittlung von Preisen und Vertragsbedingungen an eine neutrale Stelle eingeführt werden. Die Daten sollten anonymisiert veröffentlicht werden (vgl. entsprechende KSV-Verpflichtungen für H₂-Preismeldungen).

Begrenzung von Marktmacht und Initiierung eines Midstream-Segments

→ Handlungsbedarf: noch nicht adressiert

- diskriminierungsfreier Infrastruktur- und Speicherzugang
- Zulässigkeit vertikale Integration/vertikales Unbundling bei Netzen und Speichern
- De-Risiking bei Fristen- und Mengen-Transformation (Plattformmodelle, Absicherungsinstrumente für Midstream-Akteure etc.)

→ **Empfehlung:** entsprechende Themensammlung, Strategiebildung und Roadmaps notwendig, auch um explizit auf die Etablierung von Midstream-Akteuren hinzuwirken

Umgang mit Early-Action- bzw. First-Mover-Nachteilen

→ Handlungsbedarf: nicht systematisch analysiert und angegangen, allenfalls zufällige Synergien

→ **Empfehlung:** entsprechende Themensammlung, Strategiebildung und Roadmaps notwendig

Adressierung des breiteren Rahmens: in fast allen Bereichen Klärungs-, Strategiebildungs- und Handlungsbedarf

4

Adressierung des breiteren Rahmens

Innovationsförderung entlang der gesamten Wertschöpfungskette

Vereinheitlichung und Verschlankung aller Verfahren

Verbesserung der Grundlagen für int. Kooperation/Handel

Innovationsförderung für die gesamte Wertschöpfungskette

- u. a. zur Identifikation bzw. Umsetzung von Kostensenkungspotenzialen, zur Erhöhung der Transportsicherheit und zur Sicherung bzw. Verbesserung der Speicherintegrität
- Handlungsbedarf: ständig, kleinteilig

→ **Empfehlung:** weitere Themensammlung und Roadmaps sinnvoll

Vereinheitlichung und Verschlankung aller Verfahren

- u. a. zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren (z. B. nach dem Vorbild der Pakete für Beschleunigungsmaßnahmen bei Stromnetzinfrastrukturen oder im Bereich Wasserstoff)
- Handlungsbedarf: ständig, kleinteilig

→ **Empfehlung:** weitere Themensammlung und Roadmaps sinnvoll

Verbesserung der Grundlagen für int. Kooperation/Handel

- u. a. zur pragmatischen Umsetzung von grenzüberschreitenden Pipelines sowie der Erschließung und Nutzung von Speichern außerhalb der EU
- Handlungsbedarf: ständig, kleinteilig

→ **Empfehlung:** weitere Themensammlung und Roadmaps sinnvoll

Schlussfolgerungen und politische Handlungsempfehlungen für den regulatorischen Rahmen: Es braucht einen integrierten Ansatz

- 1** CCS ist für das Erreichen der Klimaneutralität wichtig, der Beitrag ist aber mit Blick auf Kosten und Entwicklungszeiten von Speichern, Transportinfrastrukturen und Abscheideanlagen begrenzt. Die Fokussierung der CCS-Anwendungen ist vor diesem Hintergrund notwendig und sollte in den CCS-Politikmaßnahmen berücksichtigt werden.
- 2** Es braucht einen integrierten Ansatz: Die Gewährleistung der Zulässigkeit, die Schaffung der Marktgrundlagen und die Initiierung des Markthochlaufs sollten parallel und aufeinander abgestimmt angegangen werden.
- 3** Die größte Herausforderung für den Hochlauf sind die Schließung der Kostenlücke und die Bereitstellung entwicklungsfähiger Modelle für die Planung, Regulierung und Finanzierung der Infrastruktur. Dabei sind Phasenmodelle und eine „Schnellstart-Strategie“ notwendig.
- 4** Schrittweise und pragmatische Schaffung und Entwicklung der Marktgrundlagen sind sinnvoll und notwendig, klare Zielmodelle für die Markstrukturen und transparente Roadmaps für die Marktinitialisierung und den Markthochlauf sind notwendig. Hierfür sind transparente Stakeholderprozesse (z. B. nach dem Vorbild der PKNS) erforderlich.
- 5** Die Initiierung eines Marktes ist bisher kaum adressiert, sollte aber bei allen Ansätzen von Anfang an mitgedacht werden. Dazu zählen die Herstellung von Preistransparenz, die Etablierung von Midstream-Akteuren zum Umgang mit Counterparty-Risiken und die Lösung der First-Mover-Disadvantage-Problematik.

Methodik

Methodik zur Bestimmung des Hochlaufs der Einspeicherleistungen

- Der mögliche Hochlauf der Einspeicherleistung wurde auf Basis der in Betrieb, im Bau oder in Planung befindlichen Projekte (Projektpipeline) ermittelt.
- Eine Datenbank mit diesen Projekten wurde auf Basis der folgenden Literatur erstellt:
 - European Commission (2024): Tumara, D.; Uihlein, A.; Hidalgo, G. I. Shaping the future CO₂ transport network for Europe, Publications Office of the European Union, Luxembourg. Online verfügbar unter <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC136709>.
 - IOGP - International Association of Oil & Gas Producers (2025): CO₂ Storage Projects in Europe (May 2025). Online verfügbar unter https://iogpeurope.org/wp-content/uploads/2025/05/CO2-Storage-Projects-in-Europe-map_May25.pdf.
 - Clean Air Task Force: Europe Carbon Capture Activity and Project Map. Online verfügbar unter <https://www.catf.us/ccsmapeurope/>.
 - Global CCS Institute (2024): The Global Status of CCS: 2024. Australia. Online verfügbar unter <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Global-Status-Report-6-November.pdf>.
- Die Datenbank wurde zudem mit Informationen aus Projektwebsites sowie Berichten von Drittanbietern oder Nachrichtenartikel abgeglichen und ergänzt.
- Anpassung der Primärdaten:
 - Eine Herausforderung bestand darin, abzuschätzen, wann je Projekt mit einer ersten Einspeicherung zu rechnen ist. Die verfügbaren Informationen zu einzelnen Projekten waren mit Stand 2025 zum Teil veraltet. Wenn beispielsweise noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen wurde, kann nicht davon ausgegangen werden, dass z. B. in den nächsten zwei Jahren eine erste Einspeicherung erfolgt.
 - Aus diesem Grund haben wir die Projektenwicklung die Primärdaten wie folgt angepasst¹:
 - Projekte mit Planungsstand 2025 „planning“ → erste Einspeicherung im Jahr 2031 möglich
 - Projekte mit Planungsstand 2025 „early development“ → erste Einspeicherung im Jahr 2030 möglich
 - Projekte mit Planungsstand 2025 „advanced development“ → erste Einspeicherung im Jahr 2028 möglich

Quellenangaben

Quellenangaben und Erläuterungen zu CO₂-Transport

Pipeline

Kosten und Transportkapazität: auf Basis von ZEP (2011). Hier wird keine *Right-of-Way*-Kosten berücksichtigt, und es wird einfaches Terrain angenommen. WACC: 8 %; Die Kosten sind spezifisch für Deutschland, jedoch lediglich inflationsbereinigt; tatsächlich dürften sie deutlich höher liegen, da Stahl der wichtigste Inputfaktor ist. Zudem sind oberhalb von 1 Mio. t CO₂/a starke Skaleneffekte hinterlegt; unklar ist, wie notwendige Verdichterstationen berücksichtigt wurden.

Binnenschiff

Kosten: Element Energy (2018) liefert Werte für den Transport von 1 Mio. t CO₂/a über 600 km für unterschiedliche Schiffsgrößen; Skaliert man die entsprechenden Werte und hinterlegt einen WACC von 8 % ergeben sich Kosten von: 1.000 t Schiff: 0,08 EUR/tkm; 2.000 t: 0,06 EUR/tkm; 4.000 t: 0,05 EUR/tkm; ab 8.000 t: 0,04 EUR/tkm; Für die Binnenschifffahrt wurde der Wert für das 1.000 t Schiff verwendet.

Transportkapazität: Detaillierte Informationen zu Binnenschiffen liegen nicht vor, daher wurden Werte für kleine Hochseeschiffe hinterlegt. Binnenschiffe haben aufgrund des geringeren Seegangs geringere Anforderungen an das Schiffsdesign; andererseits muss das Schiffsdesign an die besonderen Gegebenheiten (geringer Tiefgang, niedrige Aufbauten wegen Brücken) berücksichtigen.

Zug

Kosten: untere Bandbreite von 0,07 EUR/tkm basierend auf VDZ (2024); obere Bandbreite 0,15 EUR/tkm basierend auf Myers et al. (2024) und bezieht sich auf ein Transportmenge von 0,1 Mio. t CO₂/a ; Dabei wurden die Trassengebühren auf die für Deutschland auf Basis des [Trassenfinders](#) getroffene Abschätzung von rund 0,01 EUR/tkm angepasst. Darüber hinaus wurde die Transportgeschwindigkeit auf rund 80 km/h angepasst; es würde ein WACC von 8 % und eine Amortisationsdauer von 10 Jahren hinterlegt.

Transportkapazität: basierend auf Fichtner (2024).

Quellenangaben und Erläuterungen zu CO₂-Transport

Quellenangaben:

Element Energy (2018): Shipping CO₂ – UK Cost Estimation Study, commissioned by BEIS, Cambridge.

https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c07a24f40f0b67052a55bf9/BEIS_Shipping_CO2.pdf

Fichtner (2024): Grundlagen für die CO₂-Speicherung in der deutschen Nordsee im industriellen Maßstab (Transport und Speicherung).

<https://oceanrep.geomar.de/60910/1/BMBF->

Fkz%2003F0893F Fichtner GEOSTOR Grundlagen%20f%C3%BCr%20CCS%20in%20der%20Nordsee DOI%2010.3289.pdf

Myers et al. (2024): The cost of CO₂ transport by truck and rail in the United States. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2024.104123>

VDZ (2024): Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_CO2-Infrastruktur-Deutschland.pdf

ZEP (2011): The Costs of CO₂ Transport. <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/2025/07/CO2-Transport-Report-.pdf>

Impressum und Kontakt

Agora Industrie

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
D-10178 Berlin

T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-industrie.de
mail@agora-industrie.de

Agora Industrie

Projektleitung:

Julian Somers

julian.somers@agora-industrie.de

Mathias Koch

mathias.koch@agora-industrie.de

Öko-Institut

Projektleitung:

Felix Chr. Matthes

f.matthes@oeko.de

Roman Mendelevitch

r.mendelevitch@oeko.de

Christoph Heinemann

c.heinemann@oeko.de

Publikationsnummer: 394/01-A-2026/DE

Version: 1.0

Title picture: Glaser | Adobe Stock

Die Verantwortung für die Inhalte des Hauptteils liegt bei
Öko-Institut. Agora Industrie hat die Zusammenfassung verfasst.

Bitte zitieren als:

Mendelevitch, R.; Heinemann, Ch.; Matthes, F. Chr.; Krieger, S.;
Somers, J.; Koch, M. (2025): Carbon Capture and Storage (CCS)
in der Energiewende zur Klimaneutralität – Der infrastrukturelle
und regulatorische Rahmen für CO₂-Transport und -Speicherung.
Im Auftrag der Agora Industrie. Berlin, Freiburg.