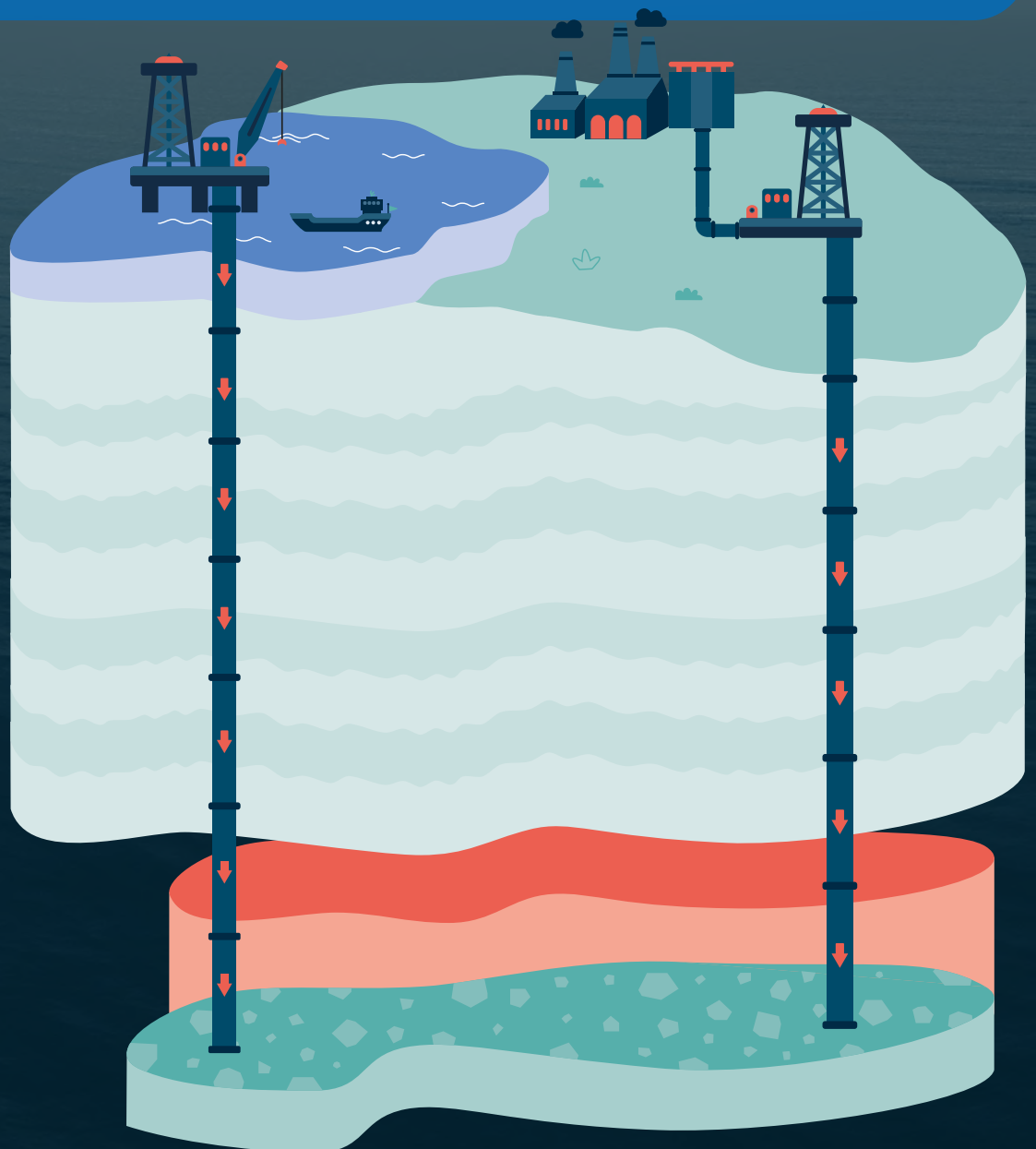


Geologische Speicherung von CO₂: Offshore oder Onshore?

Policy Paper

Juli 2026



Inhalte

A.	Executive Summary	1
B.	Warum ist das relevant?	2
C.	Was sind die Unterschiede zwischen den beiden CO ₂ -Speicherorten?	3
	I. Onshore-Speicherung	3
	1. Ökonomische und transformationspolitische Effekte	3
	2. Geologische und naturräumliche Eignung	6
	3. Wahrnehmung und Akzeptanz	8
	II. Offshore-Speicherung	9
	1. Ökonomische und transformationspolitische Effekte	9
	2. Geologische und naturräumliche Eignung	10
	3. Wahrnehmung und Akzeptanz	12
D.	Statt eines Fazits: Sieben Thesen und Handlungsempfehlungen zu den CO ₂ -Speicherorten	13
E.	Literatur	14

Geologische Speicherung von CO₂: Offshore oder Onshore?

A. Executive Summary

Die Frage, ob CO₂-Speicherung in Deutschland onshore oder offshore entwickelt werden sollte, ist nicht primär eine geologische, sondern vor allem eine industrie-, raumordnungs- und akzeptanzpolitische Entscheidung. Das Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG) schafft erstmals einen rechtlichen Rahmen für beide Optionen, beantwortet aber noch nicht, unter welchen Bedingungen welche Speicherorte aus ökonomischer, technischer und gesellschaftlicher Perspektive am sinnvollsten ist. Dieses Papier kommt zu dem Schluss, dass Deutschland auf einen parallelen Ausbau von Onshore- und Offshore-Speichern angewiesen ist, um die für schwer vermeidbare Emissionen nötigen Injektionskapazitäten rechtzeitig bereitzustellen.

Onshore-Speicherung ist in der Regel kostengünstiger, näher an den Emissionsquellen und kann den Aufbau regionaler CCS-Infrastrukturen beschleunigen. Sie bietet Chancen für lokale Wertschöpfung, kürzere Transportwege und eine breitere sowie zugleich dezentralere Rollout-Logik für CCS. Gleichzeitig ist sie mit Nutzungskonflikten um Flächen, potenziellen Konflikten (etwa mit der Trinkwassernutzung), dem potenziellen Problem zahlreicher Altbohrungen (etwa aus früherer Erdgas- und Erdölförderung) und stärkeren lokalen Akzeptanzrisiken aufgrund einer unmittelbaren Wahrnehmbarkeit verbunden.

Offshore-Speicherung unter dem Meeresboden kann ebenfalls einen wichtigen Beitrag leisten, ist aber in Deutschland durch begrenzte verfügbare Flächen und konkurrierende Nutzungen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee und aufwendigere Monitoringprozesse eingeschränkt. Zwar wird die Offshore-Option häufig als gesellschaftlich weniger kontrovers wahrgenommen, doch fußt dies nicht auf einer überzeugenden wissenschaftlichen Grundlage. Pauschal von höherer Akzeptanz auszugehen, ist nicht ratsam, u. a. da die deutsche Öffentlichkeit – berechtigterweise – sensibel auf Erwägungen des Meeresnaturschutz und geschützter Tierarten reagiert.

Für die politische Praxis folgt daraus: Deutschland sollte die Entwicklung von CO₂-Speichern nicht auf die Speicherung offshore verengen. Stattdessen braucht es auch regionale, raumplanerisch moderierte Speicherstrategien, die Onshore-Potenziale systematisch prüft. Offshore-Potenziale sollten zügig erschlossen und Nutzungskonflikte frühzeitig adressiert werden. Entscheidend sind dabei eine transparente Standortprüfung, partizipative Beteiligungsverfahren und ein verlässlicher Rahmen für Investitionen in die gesamte CCS-Kette.

Kernaussagen des Papiers

- Deutschland braucht rasch Speicherkapazitäten für CO₂, sowohl an Land als auch unter dem Meer.
- Onshore-Speicher sind tendenziell günstiger zu entwickeln, erfordern aber dennoch eine sorgfältige Konflikt- und Risikoprüfung.
- Offshore-Speicher sind für die Entwicklung von Speicherkapazität in Deutschland relevant, aber durch Flächenknappheit und Nutzungskonkurrenzen begrenzt.
- Akzeptanz hängt weniger von der Lage der Speicher als von der konkreten Gestaltung der Projekte und ihrer Einfügung in die Erfordernisse der Transformation der Industrie zur Klimaneutralität ab.
- Eine Onshore- und Offshore-kombinierende Speicherstrategie ist für den Hochlauf von CCS in Deutschland robuster als eine reine Fokussierung auf die Offshore- oder Onshore-Speicherung.

B.

Warum ist das relevant?

International wird die permanente Speicherung von CO₂ im tiefengeologischen Untergrund sowohl an Land wie auch unter dem Meer durchgeführt. Das deutsche Kohlendioxid-Speichergesetz (KSpTG) ermöglicht erstmals Anträge zur Entwicklung von CO₂-Speichern in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und dem Festlandsockel der deutschen Nordsee. Gleichzeitig wurde im KSpTG festgelegt, dass einzelne Bundesländer für ihr Landesgebiet Flächen festlegen können, bei denen eine CO₂-Speicherung auch auf dem Festland möglich ist (sog. Opt-in). Das KSpTG enthält jedoch keine Hinweise auf die ökonomische, technisch-geologische, naturschutzbezogene und gesellschaftliche Umsetzbarkeit der beiden Orten von CO₂-Speichern.

Mit diesem Papier schließen wir diese Lücke und setzen Impulse für weitere entscheidungsvorbereitende Schritte von Bund und Ländern. Dabei geht es nicht darum, bestimmten Speicherorten (onshore oder offshore) den Vorzug zu geben. Aus Sicht des Klimaschutzes ist angesichts der für die schwer vermeidbaren Emissionen Deutschlands benötigten **CO₂-Injektionskapazitäten** klar: Notwendig ist eine rasche Entwicklung von Speichern sowohl onshore als auch offshore in Deutschland ebenso wie der CO₂-Export (vgl. Bellona 2025). Beide Speicheroptionen sind mit hoher Wahrscheinlichkeit günstiger als der Export des CO₂ ins innereuropäische Ausland. Der notwendige Entwicklungsprozess nationaler Speicher kann eine höhere Akzeptanz erfahren, wenn Charakteristika sowie Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Speicherorte transparent diskutiert werden.

Die nachfolgende Kennzeichnung der analysierten Trade-Offs der On- bzw. Offshore-Speicherung mit (+), (+/-) und (-) ist daher im Verhältnis zur jeweils anderen Option zu lesen. Ein (-) bei der Bewertung der wahrscheinlich verfügbaren Speicherkapazitäten offshore bedeutet demnach nicht, dass offshore kein entwicklungsfähiges Potenzial existiert (im Sinne einer absoluten Wertung), sondern lediglich, dass das Onshore-Potenzial in Deutschland wahrscheinlich größer ist (im Sinne einer relativen Wertung).

Opt-in-Klausel (KSpTG §2, Abs. 5)

Durch die sogenannte Opt-in-Option in § 2 Abs. 5 KSpTG wird den einzelnen Bundesländern eine Entscheidung darüber ermöglicht, ob und wo eine permanente CO₂-Speicherung auf ihrem Landesgebiet zulässig ist. Wenn sich das Gebiet über mehrere Länder erstreckt, bedarf es der Zustimmung aller betroffenen Länder oder eines Staatsvertrages. Das bedeutet, dass a) die Entwicklung von Onshore-Speichern Ländersache ist und b) freiwillig erfolgt. Sollten sich einzelne Länder dafür entscheiden, würden die Verfahren (Genehmigungsverfahren, Bergbauberechtigungen, Betriebsüberwachung, Anerkennung von Untersuchungsstellen usw.) von den jeweiligen Landesbergbaubehörden in Zusammenarbeit mit der Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe bearbeitet.

C.

Was sind die Unterschiede zwischen den beiden CO₂-Speicherorten?

I

Onshore-Speicherung

1. Ökonomische und transformationspolitische Effekte

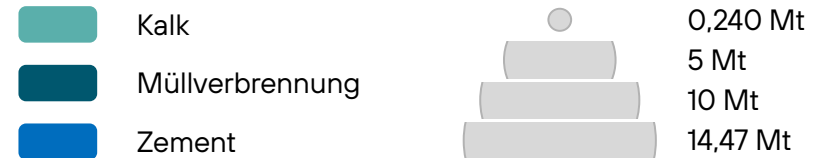
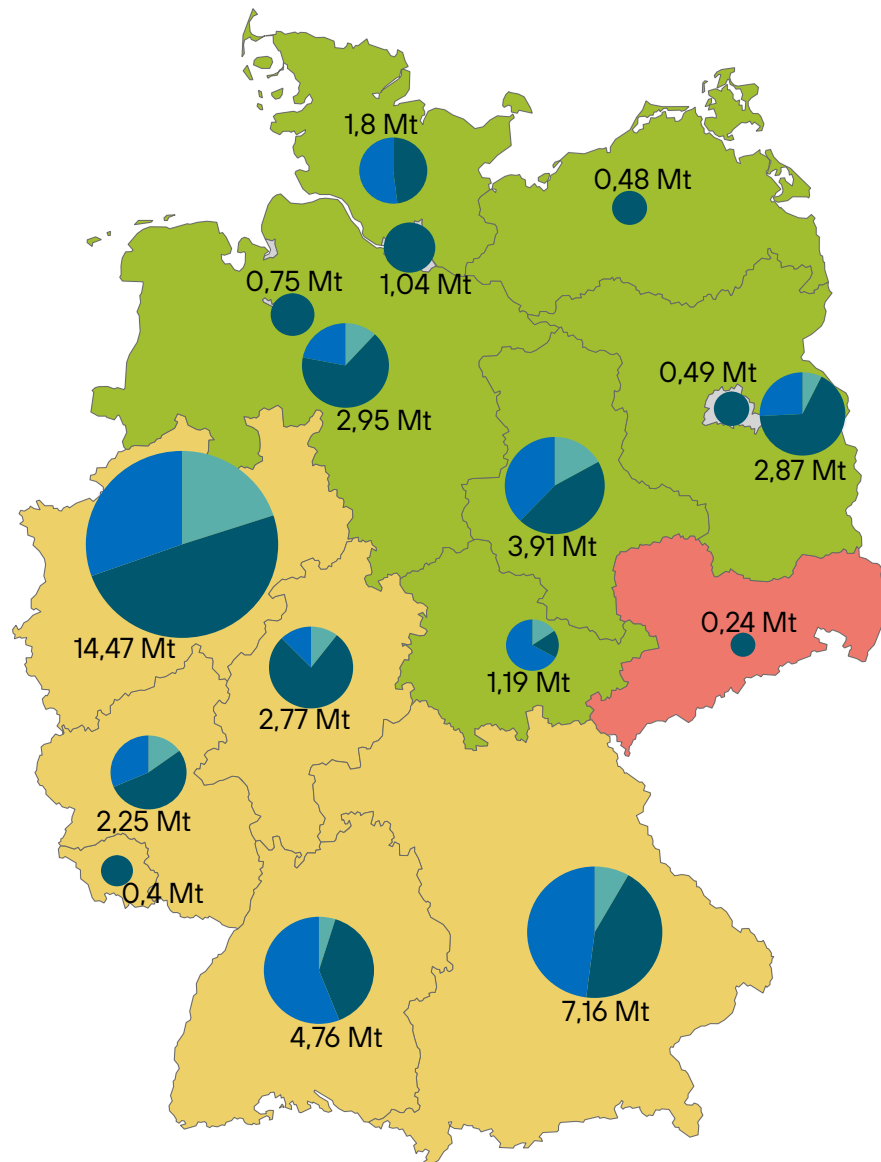
Onshore-Speicher sind i. d. R. günstiger als Offshore-Speicher: Kostenschätzungen weisen eine große Bandbreite auf und bewegen sich für eine Kapazität von 1 Mt CO₂ pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe zwischen 4 und 12€ je Tonne eingespeicherten CO₂ – je nachdem, ob ausgediente Öl- und Gaslagerstätten genutzt werden können oder die Speicherung in salinaren Aquiferen erfolgen soll (vgl. Knopf, 2023). Das Global CCS Institute schätzt die Kosten – in Abhängigkeit von verschiedenen geologischen Einflussgrößen – auf 2 bis 58 \$ (~1,70 bis 49,30€) (Global CCS Institute 2025). Smith u. a. (2021) schätzen für die Onshore-Speicherung in den USA – dem Staat mit der größten Erfahrung bei der Onshore-Speicherung – die Kosten für die Speicherung (2019) bei 1 Mtpa auf ca. 10 bis 35\$ (~ 9 bis 36€ im Jahr 2019). Auf Basis dänischer Daten für die Entwicklung eines Onshore-Speichers (ausgeförderte Erdgaslagerstätte) mit Injektionskapazitäten von 3 Mtpa über 30 Jahre wurden spezifische CAPEX von ca. 85€ t CO₂/a errechnet (Lübbbers u. a. 2026). Das obere Ende der Kostenschätzungen erscheint deutlich realistischer, obgleich bisher nur wenige Kostenschätzungen für die Onshore-Speicherung vorliegen. Onshore-Speicher sind dennoch um vermutlich mindestens ein Drittel günstiger als Offshore-Speicher vergleichbarer Kapazität.

Stärkerer Ausbau von Onshore-Speichern in Deutschland senkt ggf. CO₂-Transportkosten bzw. Systemkosten: Für die Infrastrukturplanung ist zu berücksichtigen, wo sich a) die Emittenten befinden und b) wo geeignete Speicherformationen entwicklungsfähig sind. Grundsätzlich ergibt die Speicherentwicklung onshore in der Nähe von Emissionsquellen und Clustern Sinn, um die Transportdistanz zwischen Abscheide- und Speicherort möglichst gering zu halten. Punktquellen und geeignete Speicherformationen liegen in Deutschland jedoch nicht immer geographisch beieinander. Die Verfügbarkeit stärker lokaler Speicher senkt ggf. mittelbar auch die Systemkosten. Eventuell bietet sie auch die Möglichkeit, regionale Netze und Speicherprojekte zu entwickeln, sodass auf den Bau großer Verbindungspipelines zum Anschluss an das deutsche beziehungsweise gesamteuropäische Netz in wenigen abgelegenen Gebieten ggf. verzichtet werden kann.

Beschleunigung des CCS-Rollouts möglich: Mit der Verfügbarkeit stärker dezentral orientierter Speicherprojekte wäre ggf. auch eine Beschleunigung des Rollouts von CCS in einigen von der Ausbaulogik des Transportnetzes (von Nord-West nach Süd-Ost) entfernteren Regionen verbunden. Eine Entscheidung zugunsten der Onshore-Speicherung macht CCS-bezogene Transformationspfade dann breiter und schneller verfügbar.



Emissionen und Speicherpotenziale auf der Ebene der Bundesländer: Karte



Eigene Darstellung der CO₂-Emissionen aus der Kalk- und Zementindustrie sowie Müllverbrennung nach Sektoren und Bundesland. Die Datengrundlage bildet ein Datenauszug aus der proprietären CaptureMap von Endrava, wobei die Emissionen aus Zement, Kalk und Gips, Energiegewinnung aus Abfall und Verbrennung gefährlicher Abfälle inkludiert wurden. Kalköfen von Zuckerfabriken wurden exkludiert. Die Emissionsdaten stammen größtenteils aus dem Jahr 2024 und basieren je nach Verfügbarkeit auf Angaben des deutschen Pollutant Release and Transfer Register (PRTR), dem ETS oder Schätzungen Endravas mittels Angaben über die Müllverbrennungskapazität der Anlagen. Da die Schätzungen bei der Müllverbrennung auf öffentlich zugänglichen Daten basieren, kann nicht gewährleistet werden, dass die Liste erschöpfend und in allen Fällen aktuell ist. Ebenso haben die der Berechnung zugrundeliegenden Register z. T. unterschiedliche Systemgrenzen.

Es handelt sich bei dieser Darstellung lediglich um aggregierte Emissionsangaben von Punktquellen, wobei nicht überprüft wurde, ob diese technisch zur Abscheidung geeignet sind. Zudem existieren abgesehen von den betrachteten No-Regret-Anwendungsbereichen für CCS auch weitere mögliche CCS-Anwendungen, wie zum Beispiel in der Chemieindustrie. Dennoch zeigt die cursorische Darstellung, dass selbst bei kritischer Betrachtung der mindestens notwendigen CCS-Anwendungsfälle in vielen Bundesländern unmittelbarer Handlungsdruck besteht. Handlungsveranlassung besteht auch, da in vielen Bundesländern – vor allem jedoch in Norddeutschland – Speicherpotenziale bestehen, die zur Speicherung dieser regionaler Emissionen zumindest einen Beitrag leisten könnten.



Emissionen und Speicherpotenziale auf der Ebene der Bundesländer: Datengrundlage

Bundesland	Kalk	Zement	Thermische Abfallverwertung	CCS No-Regret gesamt	Speicherpotenziale
Baden-Württemberg	0,23 Mt	2,66 Mt	1,86 Mt	4,76 Mt	
Bayern	0,59 Mt	3,43 Mt	3,13 Mt	7,16 Mt	
Berlin	0	0	0,49 Mt	0,49 Mt	n. rel.
Brandenburg	0,21 Mt	0,74 Mt	1,92 Mt	2,87 Mt	
Bremen	0	0	0,75 Mt	0,75 Mt	n. rel.
Hamburg	0	0	1,04 Mt	1,04 Mt	n. rel.
Hessen	0,29 Mt	0,34 Mt	2,14 Mt	2,77 Mt	
Mecklenburg-Vorpommern	0	0	0,48 Mt	0,48 Mt	
Niedersachsen	0,35 Mt	0,65 Mt	1,96 Mt	2,95 Mt	
Nordrhein-Westfalen	2,89 Mt	4,41 Mt	7,17 Mt	14,47 Mt	
Rheinland-Pfalz	0,34 Mt	0,71 Mt	1,21 Mt	2,25 Mt	
Saarland	0	0	0,4 Mt	0,4 Mt	
Sachsen	0	0	0,24 Mt	0,24 Mt	
Sachsen-Anhalt	0,66 Mt	1,48 Mt	1,77 Mt	3,91 Mt	
Schleswig-Holstein	0	0,94 Mt	0,87 Mt	1,8 Mt	
Thüringen	0,17 Mt	0,73 Mt	0,19 Mt	1,09 Mt	

Tabelle 1: Angabe in t CO₂; Farbcodierung der Speicherpotenziale: Grün = hohe Potenziale; Gelb = mittlere bis geringe Potenziale; Rot = sehr geringe bis keine Potenziale; n. rel. = keine Eignung, weil Stadtstaat; simplifizierende Einschätzung auf Basis grundsätzlicher Verfügbarkeit potenziell geeigneten Speichergesteins, beruhend auf Zentrum Liberale Moderne (2025).

Höhere Speicherkapazität: Das theoretische Onshore-Speicherpotenzial ist in Deutschland größer als das der Offshore-Speicherung und wird auf 4,4 bis 8,8 Gt geschätzt (Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe 2026). Die Einschätzung der Onshore-Potenziale beruht auf volumetrischen Schätzungen geeigneter Gesteine. Im Unterschied zu den in Deutschland teilweise deutlich besser erforschten Offshore-Speicherpotenzialen sind geotechnische und sozioökonomische Faktoren dabei noch unberücksichtigt. Teilweise haben Landesbehörden bereits mit einer detaillierteren Erfassung regionaler Potenziale begonnen. Beispielsweise liegt für Rheinland-Pfalz ein Potenzialbericht vor (Schäfer u. a. 2026). Insgesamt wird sich nur ein Bruchteil der theoretischen Potenziale realisieren. Dennoch ist es sehr wahrscheinlich, dass die Onshore-Speicherkapazitäten – regional differenziert – die deutschen Offshore-Kapazitäten deutlich übersteigen.

Bestehende Infrastruktur in ausgeförderten Erdgas- und Ölfeldern kann ggf. teilweise genutzt werden und geht z. T. mit geringeren Investitionskosten einher. Über die Eignung ausgefördeter Erdgas- und Ölfelder zur CO₂-Speicherung in Deutschland ist derzeit wenig bekannt. Die im internationalen Vergleich geringe Größe der Felder und die teilweise bestehende Nutzungskonkurrenz zur Wasserstoffzwischenlagerung stellen Restriktionen dar. Das faktisch verfügbare Potenzial kann nur durch wissenschaftliche Untersuchungen näher bestimmt werden, die zügig vorgenommen werden sollten.

Beschränkungen der Geologie durch vorherige Nutzungen: Vor allem in Norddeutschland wurden viele grundsätzlich geeignete geologische Formationen potenziell durch Altbohrungen u. a. aus Jahrzehnten fossiler Öl- und Gasextraktion beeinträchtigt. Während die deutsche Nordsee nur 91 Altbohrungen aufweist – an denen keine Erdgasleckagen nachgewiesen wurden –, existieren ca. 20.000 Altbohrungen an Land, für die bisher keine systematischen Studien zur Bohrlochintegrität vorliegen (Wallmann 2024). Das macht vielerorts umfassendere Untersuchungen zum Zustand der Bohrlöcher erforderlich. Während für neuere Bohrungen regelmäßig ein umfassender Bohrbericht vorliegt, ist dies für die früheren Phasen der Öl- und Gasförderung nur bedingt der Fall. Die im Rahmen der Speicherentwicklung in jedem Fall nötige vollständige Abdichtung nach neuestem technischen Standard erhöht die Kosten und ist womöglich nicht immer möglich – nach Auffassung einiger Expert:innen ist die Dichtigkeit ggü. CO₂ bei von Altbohrungen berührten Speichern noch nicht hinreichend erforscht. Es liegt in der Verantwortung der Betreiber, sicherzustellen, dass die Onshore-Speicherung keine Leckagen aufweist.

Größe der Formation entscheidet über das Entwicklungspotenzial: Die Kosten für die Entwicklung der Speicherkapazität müssen im Verhältnis zur speicherbaren Menge CO₂ stehen. Es kann daher sein, dass kleinere Formationen nicht erschlossen werden, da dies ökonomisch nicht sinnvoll ist. In einigen Bundesländern bestehen nur kleine Formationen. Wenn in den dort entwickelten Speicherprojekten allerdings mit geringer Injektionsrate vorwiegend lokale Emissionen gespeichert werden, könnte die Entwicklungsfähigkeit im Einzelfall positiver bewertet werden.

Landnutzungskonflikte erfordern auch an Land politische und planerische Moderation: Potenzielle Konflikte bestehen beispielsweise mit Aquiferen, die für die Trinkwassernutzung verwendet werden. Es ist sicherzustellen, dass Salzwasser nicht über Migrationspfade in die Trinkwasserreservoir oberflächennaher Grundwasserleiter gelangt und dort zu einer Kontamination des Trinkwassers führt (Kühn 2011). Risiken ergeben sich insbesondere bei flachen Aquiferen. Umfassende geologische Untersuchungen und ausreichende Abstände sind erforderlich – und z. B. besonders relevant bei Vorliegen von Altbohrungen oder in Störungszonen (Ebd.). Potenzielle Raumnutzungskonflikte bestehen auch mit dem – auch für die Energiewende erforderlichen – Ausbau der Tiefengeothermie, beispielsweise im geothermal aktiven Oberrheingraben.¹ Aus diesen Gründen werden einige Gebiete in Deutschland nicht in Frage kommen. Zur besseren Bewertung kann auf bestehende Regulatorik, wissenschaftliche Untersuchungen und die Onshore-Erfahrungen Dänemarks zurückgegriffen werden. Die Nutzungskonflikte sollten im Rahmen eines unterirdischen Raumordnungsverfahrens moderiert werden und bereits frühzeitig bei der Planung von Projekten analysiert werden. Dafür sollten sich Landesnaturschutzämter, -bergbehörden und geologischen Dienste mit den zuständigen Bundesbehörden (etwa der BGR) und auch lokalen Expertiseträger:innen – etwa im Umweltverbänden – koordinieren und die notwendigen Prozesse partizipativ und transparent ausgestalten. Regional sind unterschiedliche Prioritäten denkbar.

Entlastung der Meere möglich durch mehr Auswahl bei Speicherorten: Wenn Speicherkapazitäten an Land ausgebaut werden, wird die Meeresumwelt entlastet. Andernfalls könnte bei zu knappen Speicherkapazitäten in der deutschen AWZ eine Ausweitung der Erlaubniszone erforderlich werden. Das KSpTG ermöglicht bei Speicherkapazitätsknappheit – mit Zustimmung von Bundestag und Bundesrat – die Ausweitung der Gebiete der deutschen Nordsee, für die Anträge zur Entwicklung von CO₂-Speichern gestellt werden können, auch in die unmittelbare Nähe von Meeresschutzgebieten.² Für den Meeresnaturschutz wäre eine solche pauschale Ausweitung fatal. Stattdessen sollten bei der Auswahl geeigneter Speicherstandorte ökologische Kriterien konsequent berücksichtigt werden. Im Zeitverlauf ist es bei fortschreitender Speicherentwicklung wahrscheinlicher, geeignetere Standorte an Land als im Küstenmeer zu identifizieren – obgleich zunächst geeignete Offshore-Speicherorte entwickelt werden können, denn es ist zu erwarten, dass Unternehmen einfachere Standorte zuerst ausbauen werden. Wird die Speicherentwicklung an Land jedoch faktisch ausgeschlossen, führt dies zu einem Ungleichgewicht bei der Standortwahl zulasten der Meeresökosysteme.

Potenziell geringere naturräumliche Eingriffsintensität: Aus einer möglichen Entlastung der Meere folgt die Belastung von Naturräumen an Land. Die spezifischen Herausforderungen der CO₂-Speicherentwicklung, wie etwa die Schallemissionen durch die erforderliche Seismik, stellen sich jedoch durch das andere Trägermedium (Luft statt Wasser) nicht in der gleichen Schwere – wobei auch hier die Exploration die gebotenen naturschutzfachlichen Standards einhalten muss. Ferner treten Risiken wie die lokale Versauerung einzelner Gebiete in der Nähe des Austrittsorts am Meeresboden im Falle einer Leckage durch die einfachere Diffusion und Dispersion des CO₂ in der Luft nicht auf.

Einfacheres Monitoring: Geophysikalische und geochemische Verfahren sind an Land tendenziell technisch einfacher, dichter und flexibler einsetzbar (z. B. seismische Messungen, Boden- und Grundwasserproben, Gasflussmessungen) als unter bzw. über dem Meeresboden und in der Wassersäule.

1 Aufschluss über untersuchungswürdige Gebiete für eine CO₂-Einlagerung und die Gesamtheit hydro- und petrothermischer Potenziale für Geothermie gibt [diese Karte](#) (Leipzig-Institut für Angewandte Geophysik und Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe 2013).

2 § 13 S. 3 i. V. m. § 25 Abs. 3 KSpTG ermöglicht den Beschluss einer Rechtsverordnung über die Ausweitung der Gebiete im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandssockels. Konkret würde dies die Ausweitung des Bereichs für den Betrieb von Anlagen, die der Injektion des Kohlendioxids dienen, über oder auf der Wasseroberfläche sowie im Bereich der Wassersäule und den konkreten Injektionspunkten in den bisher von der 8 km-Abstandszone geschützten Bereich bedeuten. Ergänzend könnten sich dann die zur Speicherung vorgesehenen Gesteinsschichten gemäß § 13 S. 3 KSpTG auch unterhalb von Meeresschutzgebieten erstrecken. Letzteres könnte durch das notwendige Monitoring ggf. den geschützten Naturraum beeinträchtigen. Voraussetzung ist ein vorliegendes Evaluationsergebnis, das einen Mangel an verfügbarer Speicherkapazität quantifiziert gemäß § 44 Abs. 2 Nr. 3a KSpTG. Die praktische Relevanz dieser Regelung ist indes anzuzweifeln, da kaum neue Speicher in diesen zusätzlich zur Verfügung gestellten Gebieten erschlossen werden könnten und sich in Frage kommende Gebiete nicht stark in diese Gebiete erstrecken.

Erleichterte Wahrnehmung lokaler Wertschöpfungspotenziale: Die lokalere Speicherung der CO₂-Emissionen ermöglicht es der Bevölkerung, volkswirtschaftliche Zusammenhänge zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit der deutschen Industrie leichter wahrzunehmen – etwa, wenn das lokale Kalkwerk oder die Müllverbrennungsanlage als Teil ihrer Dekarbonisierungspläne die Onshore-Speicherung im Bundesland bzw. der Region ihres Werks plant. Durch Onshore-Speicherung erreichte Kostenreduktionen kommen der wirtschaftlichen Durchführung ambitionierter Transformationsvorhaben mit überregionaler Ausstrahlungswirkung entgegen. Werksschließung und Standortverlagerungen – etwa in Richtung früherer Anschlussstücke des CO₂-Netzes und in die Nähe von CO₂-Speichern – könnten verhindert werden. Ferner schafft die Onshore-Speicherung direkt vor Ort in begrenztem Umfang Arbeitsplätze.

Empfundene Nähe kann Sorgen und NIMBY-Effekte erzeugen: Öffentlicher Widerstand gegen Infrastrukturprojekte zeigt sich häufig erst, wenn das Projekt für bestimmbar Personenkreise lebensweltlich erfahrbar wird. Bei der CO₂-Speicherung an Land ist das zu erwarten, wenn konkrete sichtbare Installationen entstehen, ggf. auch schon bei Voruntersuchungen, insbesondere aber beim Bau von CO₂-Pipelines – der außerhalb des sachlichen Umfangs dieses Papiers liegt. Die Onshore-Speicherung rückt tendenziell näher an die Lebenswelt der Menschen, wodurch ein „Not in my backyard“-Effekt erzeugt werden könnte (vgl. Braun 2017). Obwohl die CO₂-Speicherung kaum in direkter Nähe zu Wohngebieten erfolgen würde, ist u. a. mit gesundheitlichen Sorgen zum Gefahrenpotenzial von CO₂, aber auch vermuteten Wertminderungen von Immobilien durch Nähe zum Speicher zu rechnen. Bei weiter Entfernung zu den Industrien, die ihr CO₂ einspeichern wollen, besteht ggf. ein fehlender Bezug zur Notwendigkeit des Einsatzes von CCS.

Erste Umfragen rechnen nicht mit geringerer Akzeptanz: Entgegen teilweise von der Politik angenommener „Aus den Augen, aus dem Sinn“-Effekte bei der Offshore-Speicherung hat die deutsche Bevölkerung eine hohe Sensibilität für den Meeresnaturschutz und den mitunter prekären Zustand der deutschen Nordsee sowie der besonderen Bedeutung des Weltnaturerbes Wattenmeer. Verbunden mit vor allem in Küstennähe aktiven Bürger:inneninitiativen ist die Annahme einer von der Öffentlichkeit weitgehend unbeachtet bleibenden Offshore-Speicherung nicht plausibel (siehe Abschnitt im Bereich Offshore). Gleichwohl wäre die Schlussfolgerung, Onshore-Speicherung sei die stets besser akzeptierte Lage der Speicher, verfrüht, da eine NIMBY-Dynamik im Einzelfall die Akzeptanz konkreter Projekte stark beeinflussen kann – denn diese Dynamiken können durch repräsentative Umfragen nicht im Vorfeld bestimmt werden.

II. Offshore-Speicherung

1. Ökonomische und transformationspolitische Effekte

Offshore-Speicher können wirtschaftlich entwickelt werden – sind aber teurer als Onshore-Speicher: Abermals weisen Kostenschätzungen eine große Bandbreite auf und bewegen sich für eine Kapazität von 1 Mt CO₂ pro Jahr in 2.500 bis 5.000 Meter Tiefe zwischen 8 und 20€ je Tonne eingespeicherten CO₂ – je nachdem, ob ausgediente Öl- und Gaslagerstätten genutzt werden können oder die Speicherung in salinaren Aquiferen erfolgen soll (vgl. Knopf, o. J.). Das Global CCS Institute schätzt die reinen Speicherkosten im Dezember 2025 – in Abhängigkeit von verschiedenen geologischen Einflussgrößen – auf 5 bis 147 \$ (~4,27 bis 125,48€) (Global CCS Institute 2025). Agora Industrie errechnete auf Basis der tatsächlichen Kosten erster Projekte und aktueller Marktdaten Kosten von 80 bis 110€ je Tonne eingespeicherten CO₂ (Agora Industrie 2026). Im Rahmen des Forschungsprojekts GEOSTOR wurden für die Untersuchungsgebiete A und B in der deutschen Nordsee Levelized Costs (durchschnittliche Kosten über 30 Betriebsjahre; CAPEX und OPEX; inklusive Hubbetrieb und seeseitigem Transport) zwischen 13 bis 58€ je Tonne eingespeicherten CO₂ geschätzt (GEOSTOR-Konsortium und Wallmann 2025). Das obere Ende der Kostenschätzungen erscheint deutlich realistischer.

Ausschließlicher Fokus auf Offshore-Speicherung verzögert ggf. Verfügbarkeit: Das vielversprechendste geologische Potenzial in der deutschen Nordsee wurde durch das Forschungsprojekt GEOSTOR in den vergangenen Jahren untersucht. Es stellte sich heraus, dass nach Berücksichtigung geologischer und geotechnischer Faktoren sowie dem gesetzlich vorgesehenen Ausschluss von Naturschutzgebieten nur wenige Formationen zur potenziellen Speicherung übrigbleiben (GEOSTOR-Konsortium und Wallmann 2025). Konzentriert sich die Speicherentwicklung auf wenige oder gar nur eine Formation, steigt die Anfälligkeit gegenüber möglichen in der Geologie begründeten Problemen, die im Vorfeld nicht vollständig ausgeschlossen werden können. Auch bei gründlichster Untersuchung des Untergrunds nach aktuellem Stand der Wissenschaft können – z. B. bei der Injektivität³ des Gesteins –, unvorhergesehenen Herausforderungen auftreten, die zu einer verminderten Injektionsrate oder weiteren Verzögerungen führen können. Diese Probleme können häufig technisch gut gelöst werden, z. B. durch eine verringerte Injektionsrate und zusätzliche Speicher-Injektionsbohrungen (vgl. Hansen u. a. 2013). Es verbleibt jedoch stets ein Restrisiko und Verzögerungen sind nicht auszuschließen. Eine stärkere Parallelentwicklung einer Vielzahl von Speicherprojekten senkt das Risiko von kritischen Verzögerungen bei der Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten. Aufgrund der geringen Anzahl in der deutschen AWZ verfügbarer potenzieller Speicher kann diese Parallelentwicklung deutscher Speicherkapazitäten besser erfolgen, wenn absehbar auch Onshore-Speicherprojekte vorangetrieben werden.

3 Injektivität beschreibt, wie „gut“ oder „leicht“ CO₂ in das poröse Speichergestein (z. B. Sandstein) eingebracht werden kann, ohne dass der Druck zu stark ansteigt oder Risse entstehen. Sie hängt u. a. von Durchlässigkeit (Permeabilität), Verbindung zwischen den Poren, Druckunterschieden und Fluid-Eigenschaften ab. Die Injektivität ist ein Maß für die „Fließfähigkeit“ von CO₂ im Reservoir – je höher die Injektivität, desto höher können die Injektionsraten sein, ohne das Reservoir überzubelasten (vgl. May 2024).

Begrenzte, aber entwicklungsfähige Speicherkapazität: Im Rahmen des Forschungsprojekts GEOSTOR berechnete die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) für die in der Nordsee⁴ eine statische bzw. theoretische CO₂-Speicherkapazität⁵ von 0,9 bis 5,5 Gt CO₂. Für das identifizierte Fokusgebiet Henni A werden potenzielle Kapazitäten von 160 bis 685 Mt CO₂ mit einer mittleren geschätzten (sog. P50-)Kapazität von rund 368 Mt CO₂ (GEOSTOR-Konsortium und Wallmann 2025). Die GEOSTOR-Erkenntnisse deuten ferner auf eine wahrscheinlich mögliche Injektion von rund 10 Mt CO₂ pro Jahr hin. Dem stehen (je nach Annahmen zu den Transformationspfaden und -szenarien) etwa 30 bis 60 Mt schwer vermeidbare Industrieemissionen gegenüber, die durch CCS adressiert werden müssen. In diesen Kapazitätsberechnungen sind zudem die im Raumordnungsplan für die deutsche AWZ erkennbaren Nutzungskonflikte – insbesondere mit militärischen Nutzungen – noch nicht berücksichtigt. Berücksichtigt man Meeresraumordnung und Naturschutzgebiete, verbleiben unter den aktuellen Rahmenbedingungen nur noch zwei kleinere Potenzialgebiete mit 69 und 8 Mt P50-Kapazität, die ökonomisch kaum entwicklungsfähig sind. Insgesamt zeigt sich damit, dass nur ein Bruchteil der bisher abgeschätzten theoretischen Offshore-Potenziale tatsächlich nutzbar sein wird. Gleichzeitig sind 10 Mt/a Injektionskapazität ein substanzieller Beitrag zur Deckung der Kapazitätsbedarfe. Es handelt sich daher um ein entwicklungsfähiges Potenzial. Das Unternehmen Exxon Mobil hat kürzlich einen Antrag auf Exploration in der deutschen AWZ gestellt (Stand: Juni 2026). Im Untersuchungsgebiet befindet sich auch das voruntersuchte Fokusgebiet Hennis A.

Keine bestehende Infrastruktur: In der deutschen Hochsee existiert aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit einer Förderung im Unterschied zu anderen Nordsee-Anrainerstaaten keine große Tradition der Förderung von Öl und/oder Gas, die zur Kostensenkung wiederverwendbare Infrastruktur hinterlassen hätte.⁶ Für die Eignung der deutschen Nordsee zur CO₂-Speicherung ist dies aber auch ein Vorteil: Wie bereits oben erläutert, weist die deutsche AWZ in der Nordsee deutlich weniger historische Bohrlöcher auf, deren Zustand und Abdichtung während der Phase der Speicherentwicklung umfassend überprüft werden müssten.

4 Die deutsche Ostsee ist nicht geeignet.

5 Zur Bedeutung dieser Begriffe und der Interpretation der einzelnen Stufen der Abschätzung von Speicherpotenzialen siehe [Bellona 2025](#).

6 Eine Ausnahme sind das in der Hochsee befindliche Gasfeld A4/B6 und die Ölförderplattform Mittelplate. Für das Gasfeld liegt eine erste kursorische Einschätzung des Potenzials zur CO₂-Speicherung vor. Die Lage des Gasfelds im sogenannten „Entenschnabel“, die vergleichsweise geringen Speicherkapazitäten von etwa 25 Mt und die vermutlich nur erreichbaren Injektionsraten von 0,1 Mt/a sprechen allerdings nicht für ein gutes Entwicklungspotenzial abseits eines Betriebs als Pilotprojekt (vgl. Reichetseder und Reinicke 2018). Die Ölförderplattform Mittelplate befindet sich im deutschen Wattenmeer, in dem die CO₂-Speicherung rechtlich ausgeschlossen ist.

Erhebliche Nutzungskonflikte erfordern umfassende raumplanerische Moderation: Die tiefengeologische CO₂-Speicherung steht in Wechselwirkung zu deutlich oberflächennäheren Nutzungen der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Denkbar sind nicht nur Konflikte (z. B. mit der Schifffahrt), sondern auch Co-Nutzungen und Synergien – etwa, wenn lokal produzierte Offshore-Windenergie direkt für die CO₂-Injektion genutzt werden kann (GEOSTOR-Konsortium und Wallmann 2025). Im Vergleich mit anderen Nordsee-Anrainerstaaten sind die für die CO₂-Speicherung theoretisch nutzbaren Flächen in Deutschland allerdings gering. Zudem wurden der bereits viel genutzten AWZ jüngst weitere Nutzungen hinzugefügt, wie z. B. der Ausbau der für die Energiewende essenziellen Offshore-Windenergie. Gegenwärtig sind alle für die CO₂-Speicherung in Frage kommenden Gebiete bereits mit anderen Nutzungen beplant. Beispielsweise befindet sich die aussichtsreichste Formation des im Rahmen von GEOSTOR untersuchten Gebiets A in einem für die militärische Nutzung und Leitungen vorgesehenen Gebiet (sog. Vorbehaltsgebiet) sowie einem von der Schifffahrt genutzten Gebiet (sog. Vorranggebiet).⁷ Bei unveränderter Raumplanung bestünde demnach kaum Potenzial für die CO₂-Speicherung in Deutschland. Dieses Szenario ist jedoch nicht realistisch. In modernen Staaten besteht für sämtliche Flächen eine Raumplanung. Im Zeitverlauf sind die einzelnen Nutzungen unterworfenen Gebiete immer wieder Veränderungen unterworfen. Begleitet sind Raumplanungsverfahren von politischen Verhandlungen zwischen den verschiedenen Nutzungsinteressen. Dieser Aushandlungsprozess muss zwischen den Interessensparteien in der AWZ zügig beginnen und in eine Reform von Meeresraumordnungs- und Flächenentwicklungsplan münden. Auch eine Weiterentwicklung zur Untertageraumplanung erscheint nötig. Nutzbare Potenziale für die CO₂-Speicherung ergeben sich, wenn Möglichkeiten zur Mehrfachnutzung von Flächen stärker berücksichtigt werden.⁸ Dafür bedarf es einer Priorisierung der klimaschutzrelevanten Nutzungen der Nordsee im Austausch mit Militär, Fischerei, Naturschutzverbänden und CO₂-Speicherbetreibern. Von besonderer Bedeutung ist der Meeresnaturschutz, der im KSpTG durch den Ausschluss der CO₂-Speicherung in Schutzgebieten und eine 8 km-Abstandszone zum Injektionsort gewahrt bleibt. Bei der Entwicklung von Speichern muss auch die zusätzliche Belastung der in der deutschen AWZ bereits stark beanspruchten Meeresumwelt berücksichtigt werden. Eine nachhaltige Meeresraumplanung inkludiert die CO₂-Speicherung, reduziert zugleich – soweit möglich – andere Nutzungen, schafft ggf. Ausgleichsflächen und trägt damit zu einer positive Gesamtbilanz aller Meeresumweltziele bei.

Aufwendigeres Monitoring bzw. Überwachung: Beim Offshore-CO₂-Speicher wird das Monitoring über seismische Messungen, Druck und Temperaturdaten im Bohrloch sowie geophysikalische und chemische Beobachtungen am Meeresboden durchgeführt. Die schwer zugängliche Lage der Speicher macht es aufwendiger als an Onshore-Standorten, wo Bohrungen und Oberflächenmessungen eine direktere, einfacher zugängliche Überwachung ermöglichen. Onshore- wie Offshore existieren bereits Erfahrungen und eine fortgeschrittene wissenschaftliche Diskussion (vgl. Fibbi u. a. 2022). Die dauerhaften Überwachungskosten sind trotz der dadurch entstehenden Ewigkeitslasten im Verhältnis zu den Kosten für Abscheidung, Transport und Speicherung eher als gering einzuschätzen – onshore wie offshore.

7 § 7 Abs. 3 Nr. 1 ROG definiert Vorranggebiete als Gebiete „[...] die für bestimmte raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen vorgesehen sind und andere raumbedeutsame Funktionen oder Nutzungen in diesem Gebiet ausschließen, soweit diese mit den vorrangigen Funktionen oder Nutzungen nicht vereinbar sind [...]“ und § 7 Abs. 3 Nr. 2 ROG definiert Vorbehaltsgebiete als Gebiete, „[...] die bestimmten raumbedeutsamen Funktionen oder Nutzungen vorbehalten bleiben sollen, denen bei der Abwägung mit konkurrierenden raumbedeutsamen Funktionen oder Nutzungen besonderes Gewicht beizumessen ist [...]“

8 Weitere Hinweise zur besseren Moderation möglicher Raumnutzungskonflikte finden Sie in unserer [Stellungnahme](#) aus Anlass der Ausschussanhörung zum KSpTG 2025 (Bellona Deutschland 2025a) sowie in der Stellungnahme zur Verbändeanhörung zum Hohe See-Einbringungsgesetz (HSEG) (Bellona Deutschland 2025b).

Speicherung unterhalb der Hochsee liegt zwar außerhalb des lebensweltlichen Erfahrungsraums vieler, damit verbundene Annahmen zur Akzeptanz stehen jedoch nicht auf einer empirischen Grundlage: Die Hochsee ist für die meisten Menschen weit entfernt – verbinden sie mit der CO₂-Speicherung dort doch oft weniger konkrete Alltagsbilder von industriellen Eingriffen vor der Haustür. Dadurch könnte die Offshore-Speicherung für viele weniger sichtbar und weniger emotional aufgeladen als Onshore-Projekte an Land sein. Das kann die Akzeptanz erhöhen, da keine unmittelbar sichtbaren Veränderungen in Siedlungsgebieten oder Naherholungsräumen befürchtet werden. Auch werden konkrete Befürchtungen zu möglichen Gesundheitsgefahren durch Onshore-Leckagen des CO₂ in Wohnortnähe oder Wertminderungen von Immobilien nicht zum lokalen Mobilisierungsfaktor für öffentlichen Protest. Hingegen assoziieren große Teile der politischen Entscheidungsträger:innen mit der Onshore-Speicherung Akzeptanzprobleme. Diese Argumentationskette nimmt die direkte Übertragbarkeit des „Not in my backyard“-Phänomens auf CCS an. Als klassische Diagnose zur öffentlichen Akzeptanz des Ausbaus von Energieinfrastrukturen steht diese Verallgemeinerung empirisch auf wackliger Grundlage. Jüngere sozialwissenschaftliche Forschung zeigt nur noch wenig direkten Zusammenhang zwischen der Nähe zur Energieinfrastruktur (wie z. B. Windenergie) und der Akzeptanz konkreter Projekte in der lokalen Bevölkerung (vgl. Olve u. a. 2025; Konisky u. a. 2021).

Zugleich stellt sich die Frage, ob diese Forschung direkt auf CCS übertragen werden kann. Ein Review CCS-spezifischer sozialwissenschaftlicher Forschung zeichnet ein komplexes Bild der sozialen Akzeptanz von CCS bzw. der CO₂-Speicherung: Relevant ist eine Vielzahl von Variablen, vom Vertrauen in die Technologie und die regulierenden Behörden, über Risikowahrnehmung und [Transformationsnutzen](#) bis zur allgemeinen Technologieoffenheit oder der empfundenen Gerechtigkeit bzw. Fairness möglicher Belastungen durch das Projekt (vgl. Määttä und De Gooyert 2025). Umfassende deutschlandspezifische Untersuchungen der öffentlichen Wahrnehmung von Onshore- und Offshore-Speicherung sind derzeit noch nicht publiziert. Eine höhere Akzeptanz der Onshore-Speicherung in Deutschland sollte jedoch nicht pauschal angenommen werden. Insbesondere die in der deutschen Bevölkerung verbreitete Vorstellung eines besonders sensiblen Meeresraums, verbunden mit unterkomplexen Vorstellungen von Naturverhältnissen und berechtigten Sorgen um emotional präsente geschützte Tierarten wie den Schweinswal, spricht dagegen, pauschal von einer höheren Akzeptanz der Offshore-Speicherung auszugehen. Erste repräsentative Umfrageergebnisse aus dem wissenschaftlichen RamonCo-Projekt weisen auf eine leicht höhere Besorgnis über Offshore-Speicherung im Vergleich zur Onshore-Speicherung hin, die auch auf ein nach wie vor hohes Oppositionspotenzial hindeutet – etwa, wenn eine übergroße Mehrheit die Bereitschaft zeigt, eine Petition gegen ein konkretes Offshore-Speicherprojekt zu unterzeichnen (Otto 2026).

Weitere starke Beanspruchung des Nordens für Energieinfrastruktur: Häufig ist für die Akzeptanz von Infrastrukturprojekten weniger das einzelne Projekt als vielmehr die zeitliche Häufung vieler gleichzeitiger Projekte entscheidend, die ein Gefühl der ungerechten Infrastrukturbelastung und der Überforderung erzeugt. Die Offshore-Speicherung belastet den Norden Deutschlands zusätzlich, der bereits durch viele – für sich genommen meist sinnvolle – klimabezogene Energie- und Infrastrukturprojekte beansprucht ist. Aktivitäten im Kontext der CO₂-Speicherung finden nicht nur offshore statt, sondern sind beim Bau von Hubs und Offshore-Pipelines auch an der Küste wahrnehmbar. Demgegenüber ist der Süden Deutschlands deutlich geringer betroffen.

Statt eines Fazits: Sieben Thesen und Handlungsempfehlungen zu den CO₂-Speicherorten

1. Deutschland weist als dicht besiedeltes und umfassend genutztes Land vielfach **Nutzungskonflikte** auf – onshore wie offshore –, die durch **responsive Stakeholderbeteiligung und Raumplanung effektiv moderiert** werden müssen. Vor allem die Länder sind zuständigkeitsbedingt in der Verantwortung, für transparente und partizipative Prozesse zu sorgen – obgleich auch der Bund koordinative Beiträge leisten kann – z. B. durch die Vorbereitung regulatorischer und administrativer Umsetzungshilfen zu Öffentlichkeitsbeteiligung und Kommunikation.
2. **Offshore wie onshore existieren in Deutschland dennoch für die CO₂-Speicherung geeignete Gebiete, die zügig entwickelt werden sollten** – aus Kosten- und Kapazitätsgründen. In einigen Bundesländern erreichen die Emissionsmengen ein Niveau, das Onshore-CO₂-Speicherung als **regionale industriepolitische Chance** erscheinen lässt.
3. Entscheidungen zum **Opt-in können bereits jetzt effektiv vorbereitet** werden, z. B. durch die Untersuchung der geologischen Eignung der Bundesländer in dezidierten Studien durch die Landesbergbaubehörden und die detaillierte Erfassung der regionalen Emissionsstrukturen in landesbezogenen Carbon Management-Strategien.
4. Wahrnehmungen zur Akzeptanz enthalten häufig falsche Annahme und Kurzschlüsse, die nicht vom Forschungsstand gedeckt sind – **Akzeptanz entscheidet sich eher an konkreten Projekten als an abstrakten Debatten zu möglichen Lagen und Risikoprofilen der Speicher.**
5. **Onshore-Speicherung sollte ein Teil der Entwicklungspläne sein** – nicht in jeder Region und nicht ohne Rücksicht auf Nutzungskonflikte. Dennoch spielt die Onshore-Speicherung für den Hochlauf von CCS in Deutschland eine entscheidende Rolle, wenn ein **kostenoptimaler Pfad** gewählt werden soll. Auch sollte der Klimanutzen von CCS und CCS-basiertem CDR nicht durch die Einschränkung verfügbarer Speicherkapazitäten bereits jetzt gemindert werden. So werden absehbar auch noch weitere Kapazitäten für Negativemissionen bzw. CDR benötigt, die zwar nicht im Fokus dieses Papiers standen, aber bereits jetzt in die Kapazitätsplanungen integriert werden müssen.⁹
6. Zwar ist die CO₂-Speicherkapazität in der Hochlaufphase über bestimmte Zeitphasen ein knappes Gut (vgl. Sundvor u. a. 2026), doch erfordert das nicht nur die **Priorisierung der Anwendungen nach dem Klimanutzen**, sondern gleichzeitig verstärkte Bemühungen beim Aufbau von Speicherkapazität und der Koordination der gesamten CCS-Prozesskette. Dafür sollte ein **gutes Verhältnis von Anreizen und Pflichten** ausschlaggebend sein: Risikoabsicherungsmechanismen und **Differenzverträge (CCfDs)** spielen ebenso eine Rolle wie **Injektionskapazitätsverpflichtungen für öl- und gasfördernde Konzerne**.
7. Entscheidender als die abstrakte Betrachtung der Kapazitäten und Potenziale ist das **zeitliche Matching von Projekten und verfügbarer Injektionskapazität**: Ein **Ausbauplan mit konkreten Ausbaustufen für verschiedene CO₂-Speicherorte in Deutschland** – onshore wie offshore – würde wichtige Orientierung für die Planung von Dekarbonisierungsprojekten bieten. Wenn darin auch Zeitpläne für Erkundung, Genehmigung und Einspeicherung festgelegt sind, wird ein solches Dokument eine zentrale Informationsressource zur Vorbereitung finaler Investitionsentscheidungen. Dafür bedarf es eines zügigen und abgestimmten Handelns von Bundesregierung und speicherbereiten Bundesländern.

⁹ Von besonderer Bedeutung ist daher die effektive Verknüpfung von Aktionsplan Carbon Management und **Langfriststrategie Negativemissionen**.

E.

Literatur

- Agora Industrie, Hrsg. 2026. *Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität*. Agora Industrie. https://www.agora-industrie.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-31_IND_Carbon_Management/394_A-IND_Oekolnst_CCS-in-der-Energiewende_WEB.pdf.
- Bellona. 2025. *CO₂-Speicherkapazität: Von der Potenzialabschätzung zur realistischen Erschließbarkeit*. https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2025/08/Bellona-Policy-Paper_CO2-Speicherkapazität-1.pdf.
- Bellona Deutschland. 2025a. „Stellungnahme Bellona Deutschland Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes“. Stellungnahme. Oktober 10. https://www.bundestag.de/resource/blob/1114800/Stellungnahme_Bellona.pdf.
- Bellona Deutschland. 2025b. „Stellungnahme Zum Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) Und Zur Ratifizierung Der Änderung von Artikel 6 Des Londoner Protokolls“. September 5. <https://de.bellona.org/publication/stellungnahme-hseg-und-londoner-protokoll/>.
- Braun, Carola. 2017. „Not in My Backyard: CCS Sites and Public Perception of CCS“. *Risk Analysis* 37 (12): 2264–75. <https://doi.org/10.1111/risa.12793>.
- Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe. 2026. „Speichermöglichkeiten für CO₂ in Deutschland“. https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung-tieferer-Untergrund/CO2-Speicherung/Speichermoeglichkeiten/Speichermoeglichkeiten_artikel.html.
- Fibbi, Gabriele, Matteo Del Soldato, und Riccardo Fanti. 2022. „Review of the Monitoring Applications Involved in the Underground Storage of Natural Gas and CO₂“. *Energies* 16 (1): 12. <https://doi.org/10.3390/en16010012>.
- GEOSTOR-Konsortium, und Klaus Wallmann. 2025. *CO₂-Speicherung unter der deutschen Nordsee? Ergebnisse aus drei Jahren Forschung*. CDRmare GEOSTOR-Konsortium. <https://doi.org/10.3289/CDRmare.49>.
- Global CCS Institute. 2025. *Cost of CO₂ Storage*. Thought Leadership. Global CCS Institute. <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/12/Cost-of-CO2-Storage-1225.pdf>.
- Hansen, Olav, Douglas Gilding, Bamshad Nazarian, u. a. 2013. „Snøhvit: The History of Injecting and Storing 1 Mt CO₂ in the Fluvial Tubåen Fm“. *Energy Procedia* 37: 3565–73. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.249>.
- Knopf, Stefan. 2023. „Vortrag (BGR)“. 2. Dialog zur Carbon Management-Strategie, Berlin.
- Konisky, David M., Stephen Ansolabehere, und Sanya Carley. 2021. „Proximity, NIMBYism, and Public Support for Energy Infrastructure“. *Public Opinion Quarterly* 84 (2): 391–418. <https://doi.org/10.1093/poq/nfaa025>.
- Kühn, Michael. 2011. „Chancen und Risiken der CO₂-Speicherung“. In *Herausforderung Energie: Ausgewählte Vorträge der 126. Versammlung der Gesellschaft Deutscher Naturforscher und Ärzte e.V. MPRL – Proceedings*. Max-Planck-Gesellschaft zur Förderung der Wissenschaften. <https://doi.org/10.34663/9783945561188-07>.

- Leipzig-Institut für Angewandte Geophysik und Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe. 2013. „Untersuchungswürdige Gebiete für eine CO₂-Einlagerung und Gesamtheit hydro- und petrothermischer Potenziale (Kompilation der Karten A - C) für Geothermie“. https://www.geotis.de/homepage/sitecontent/info/publication_data/final_reports/final_reports_data/Karte_D_Kompilation.pdf.
- Lübbbers, Sebastian, Fabian Muralter, und Lennart Schulz. 2026. *Kostenanalyse für die CO₂-Abscheidung an Punktquellen und direkt aus der Atmosphäre*. Mit Umweltbundesamt und Kirsten op de Hipt. Umweltbundesamt. 68. <https://doi.org/10.60810/OPENUMWELT-7959>.
- Määttä, Senni, und Vincent De Gooyert. 2025. „A Critical Review of Social Scientific Research on Carbon Capture and Storage“. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 208 (Februar): 115063. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115063>.
- May, Franz. 2024. *Geotechnische Implikationen rechtlicher Rahmenbedingungen für die Erkundung und Überwachung von CO₂-Speichern unter dem Meeresboden*. GEOSTOR/BGR. <https://doi.org/10.3289/CDRmare.35>.
- Olve, Krange, Figari Helene, und Kaltenborn Bjørn. 2025. „Wind Power and NIMBYism in Norway: Public Attitudes and Local Resistance“. *Environmental Management* 75 (5): 1299–307. <https://doi.org/10.1007/s00267-025-02121-5>.
- Otto, Danny. 2026. „Risikowahrnehmung und Risikomanagement im Kontext von Carbon Capture and Storage“. Workshop RamonCo–Risk-based framework for assessing CO₂ storage monitoring, Mai 5.
- Reichetseder, Peter, und Kurt Reinicke. 2018. *Erste Eignungsbewertung des Feldes A6/B4 für die Kohlendioxid-Speicherung*. <https://doi.org/10.21268/20180524-0>.
- Schäfer, Frauke, Andreas Eberts, Christian Heinz, u. a. 2026. *CO₂-Speicherpotenziale in Rheinland-Pfalz*. Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. [https://www.lgb-rlp.de/fileadmin/dokumente/pdf/2026/CO₂-Speicherpotenziale_in_RLP.pdf](https://www.lgb-rlp.de/fileadmin/dokumente/pdf/2026/CO2-Speicherpotenziale_in_RLP.pdf).
- Smith, Erin, Jennifer Morris, Haroon Kheshgi, Gary Teletzke, Howard Herzog, und Sergey Paltsev. 2021. „The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling“. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 109 (Juli): 103367. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103367>.
- Sundvor, Ingrid Udd, Rachel Ardiff, Petra Bistričić, u. a. 2026. *The First Year of Article 23. Tracking Compliance, Progress and Perspectives on the CO₂ Injection Capacity Obligation in the EU*. Annual Report Nr. 1. Article 23 Watch. Article 23 Watch. https://article23watch.eu/wp-content/uploads/2026/04/Article-23_Report.pdf.
- Wallmann, Klaus. 2024. „CCS und CO₂-Speicherung unter der Deutsche Nordsee: Chancen und Risiken“. https://www.bsh.de/DE/PRESSE/Veranstaltungen/Termine/MUS/MUS_Nachklapp/_Anlagen/Downloads/MUS-2024/Vortraege/Vortrag_Wallmann.pdf?__blob=publicationFile&v=2.
- Zentrum Liberale Moderne. 2025. „CO₂-Speicherung an Land: Potenziale und Voraussetzungen in Deutschland“. Februar. https://libmodredaktion.fra1.digitaloceanspaces.com/wp-content/uploads/20250317144958/LibMod_PP_CCS-Land.pdf.

BELLONA

Über Bellona

Bellona Deutschland ist eine gemeinnützige Klima- und Umweltorganisation mit dem Fokus auf Klimaschutz in der Industrie. Wir verfolgen einen wissenschaftsbasierten und lösungsorientierten Ansatz. Zentrale Motivation unserer Arbeit ist die systemische Einordnung und Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen, um deren Potenziale und Mehrwerte für den Klimaschutz auszuschöpfen.

Rechtlicher Hinweis

Bellona bemüht sich sicherzustellen, dass die in diesem Bericht enthaltenen Informationen korrekt und frei von Rechten Dritter sind, übernimmt jedoch keine Gewähr oder rechtliche Verantwortung für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Interpretation oder Nützlichkeit der Informationen, die sich aus der Nutzung dieses Berichts ergeben können.

Dieses Werk ist lizenziert unter der Creative Commons Namensnennung – Nicht kommerziell 4.0 International Lizenz (CC BY-NC 4.0). Eine Kopie dieser Lizenz finden Sie unter: <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/deed.de>



Autor

Fabian Liss

Referent Industrielles Carbon Management

fabian@bellonadeutschland.org

+49 (0) 152 0264 8133

Unter Mitarbeit von Eliane Hochsprung

Zitiervorschlag

Bellona Deutschland. 2026. Geologische Speicherung von CO₂: Offshore oder Onshore? Policy Paper. Berlin. <https://de.bellona.org/publication/ccs-offshore-oder-onshore/>