



Ausschussdrucksache 21(16)110-D

(17.03.2026)

Stellungnahme

Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V.

Öffentliches Fachgespräch

zu dem Thema

**CO₂-Abscheidung und -Speicherung
(CCS – Carbon Capture and Storage)**

am 18. März 2026

BVEG-Stellungnahme

CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS – Carbon Capture and Storage) – Öffentliches Fachgespräch

1. Grundsätzliches

Der BVEG bedankt sich für die Möglichkeit, im Rahmen eines öffentlichen Fachgesprächs zum Thema „CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS – Carbon Capture and Storage)“ Stellung nehmen zu können.

Wir begrüßen es sehr, dass mit dem Kohlendioxid-Speicherungs- und Transportgesetz (KSpTG), der Umsetzung des London-Protokolls sowie dem Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) wesentliche gesetzliche Grundlagen jetzt in Kraft getreten sind – auch wenn manche Elemente aus unserer Sicht kritisch zu sehen sind oder zu kurz greifen¹. Damit ist klar: Die Frage nach dem „Ob“ von CCS ist geklärt, es geht nun um das „Wie“ und die konkrete Umsetzung. CCS ist Erreichung der CO₂-Neutralität, zur Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit und zur Gewinnung neuer Wertschöpfung in Deutschland (Speicher, Transport, Export-Hubs) essenziell.

Jetzt geht es darum, ins Handeln zu kommen, um im Interesse der CO₂-emittierenden Industrie wie auch des Klimaschutzes kosteneffiziente Lösungen für die Dekarbonisierung mit CCS bereitzustellen.

Wir möchten noch einmal daran erinnern, dass CCS nach ganz herrschender Meinung schlicht notwendig ist, um die Klimaschutzziele auf deutscher und europäischer Ebene zu erreichen – auch mit Blick auf die durch die CCS-Technologie ermöglichten Negativemissionen².

¹ Siehe hierzu die BVEG-Stellungnahme zur Verbändeanhörung zum Referentenentwurf des „Gesetzes zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes“ vom 4. Juli 2025 ([2025-07-04_BVEG-Stellungnahme-zum-Aenderungsgesetz-des-KSpG.pdf](#)). Beispielsweise geht Deutschland mit der grundsätzlich möglichen Haftungsübertragung auf den Staat mit einem Zeitraum von 40 Jahren über den in der EU-Richtlinie 2009/31 normierten Standard von 20 Jahren hinaus. Ein solches „Goldplating“ europäischer Richtlinien führt zu zusätzlichen Kosten. Ein weiterer problematischer Aspekt sind mögliche Pönalen, die an die im europäischen Net-Zero-Industry Act für Öl- und Gasunternehmen verankerte Verpflichtung zur Schaffung von CO₂-Injektionskapazitäten anknüpfen. Diese sind über die Verordnungsermächtigung des § 25 Abs. 4 KSpTG durch das BMWV bis Mitte des Jahres 2026 zu definieren.

² Dies wird auch durch Agora Industrie/Öko-Institut in Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität, Februar 2026 (J. Somers, M. Koch, R. Mendelewitsch, C. Heinemann, F. Chr. Matthes, S. Krieger), Chart 10, nochmals unterstrichen. Hier wird betont, dass CCS auch die Funktion hat, Restemissionen aus der Landwirtschaft

Nach wie vor wird oft verkannt, was diese Aussage angesichts der Vorlaufzeiten von mindestens zehn Jahren für CCS-Projekte bedeutet. Übersetzt heißt dies: CCS muss neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien und mehr Energieeffizienz rasch und im großen Maßstab vorankommen – die zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendige Größenordnung für den CCS-Hochlauf ergibt sich aus aktuellen Studien.“ Der Hinweis auf den Vorrang erneuerbarer Energien oder von Energieeffizienz ist oftmals Ausdruck einer dahinterstehenden Überzeugung, die sich eher aus ideologischen Überzeugungen und Vorfestlegungen speist als an den klimapolitischen Notwendigkeiten orientiert. Mit dieser Strategie werden die Klimaschutzziele jedoch nicht erreicht. Vielmehr müssen alle notwendigen Maßnahmen jetzt gleichzeitig angegangen werden.

Grundsätzlich ist es richtig, auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz zu setzen, wenn sich diese als wirtschaftlichere Klimaschutzinstrumente erweisen und konkret sowie in ausreichender Menge zur Verfügung stehen. Im Interesse eines starken Wirtschaftsstandorts ist es jedoch nicht richtig, die Industrie auf Lösungen zu verweisen, die im Einzelfall nur „theoretisch“ existieren oder mit sehr hohen CO₂-Vermeidungskosten verbunden sind.

Wir weisen nachdrücklich darauf hin, dass

- jetzt ambitioniert und strategisch die seit langem überfällige Carbon-Management Strategie (CMS) formuliert werden muss, deren übergeordneter Leitgedanke die Ermöglichung eines raschen CCS-Hochlaufs unter Einhaltung von Kosteneffizienz sein muss.

Aus dem „Oberziel“ Kosteneffizienz bei der Implementierung von CCS leiten wir ab, dass

- der Anwendungsbereich von CCS nicht künstlich verengt werden sollte, insbesondere da der „Cluster-Gedanke“ ein erhebliches Kostensenkungspotenzial birgt.
- Onshore-CCS sollte viel stärker als wichtiges „Kostensenkungselement“ berücksichtigt und vorbereitet werden.
- Finanzierungsinstrumente, Garantien, Bürgschaften oder weitere staatliche Unterstützungs- und Koordinierungsleistungen zur Risikominimierung in der Hochlaufphase sind notwendig, jedoch immer im Zusammenhang mit dem Ziel der Kosteneffizienz zu denken, wenn der Erhalt einer wettbewerbsfähigen Industrie und die Einhaltung der Klimaziele angestrebt werden.

Nicht zuletzt möchten wir noch einmal auf die zahlreichen gesetzlichen Regelungen und betrieblichen Maßnahmen der Unternehmen hinweisen, die einen sicheren Speicherbetrieb gewährleisten.

auszugleichen und Negativemissionen zu erreichen. Im Übrigen bestimmt § 3b des deutschen Klimaschutzgesetzes, dass Ziele für technische Senken mit Blick auf die Erreichung der Klimaziele für die Jahre 2035, 2040 und 2045 zu bestimmen sind.

2. Zügig notwendige Carbon-Management Strategie: Kosteneffizienz und rasche Hochskalierung als Maßstab

Der BVEG teilt im Grundsatz die Auffassung anderer Akteure, dass die zügige Ausarbeitung einer Carbon-Management-Strategie von entscheidender Bedeutung ist. Zurecht wird dabei betont, dass es sich hierbei um Implementationsfragen im Bereich der strategischen Governance handelt³. Diese sind vor allem deshalb dringend klärungsbedürftig, weil der Hochlauf von CCS den Aufbau neuer, komplexer Wertschöpfungsketten voraussetzt, die sich durch Komplexität, hohe Kosten und Unsicherheiten auf Seiten der Akteure auszeichnen⁴.

Gerade die Vielfalt der aktuell diskutierten Elemente einer Carbon-Management Strategie⁵ birgt die Gefahr, dass Diskussionen verschleppt werden und keine Priorisierung stattfindet. Wir schlagen daher vor, Kosteneffizienz und den Beitrag zur schnellen Skalierung von CCS als leitende Maßstäbe für die Konkretisierung der Carbon-Management-Strategie heranzuziehen. Der mögliche Beitrag von CCS zur Industriedekarbonisierung und zum Klimaschutz hängt stark davon ab, zu welchen Kosten die Wertschöpfungskette aufgebaut wird. Auch der notwendige staatliche Finanzierungs- und Absicherungsbedarf sinkt, wenn das Thema „Kosteneffizienz“ konsequent in den Mittelpunkt gestellt wird.

Eine jüngere Untersuchung von Agora/Öko-Institut macht deutlich, wie wichtig es ist, die Kosteneffizienz im Blick zu behalten: Bei angenommenen effektiven CO₂-Preisen von 80 bis 120 EUR/t, behaupteten Kosten für die CCS-Prozesskette von 150 bis 300 EUR/t und einem CO₂-Einspeicherbedarf von 45 Mio. t CO₂/Jahr im Jahr 2045 wird eine Kostenlücke von 1,4 bis 9,9 Mrd. EUR/a ausgemacht⁶. Die enorme Spannbreite verdeutlicht angesichts begrenzter staatlicher Fördermittel, wie wichtig es ist, ein möglichst niedriges Kostenniveau anzustreben und hierfür die Voraussetzungen zu schaffen. Zudem sollte Augenmerk darauf gerichtet werden, wie schnell sich die Skalierung von CCS erreichen lässt⁷.

³ Betont etwa im Diskussionspapier Bellona Deutschland, Vom Rechtsrahmen zur Umsetzung: Strategische Herausforderungen nach der Verabschiedung des KSpTG, Fabian Liss / Eliane Hochsprung, März 2026.

⁴ So zurecht Agora / Öko-Institut (Fn.2), Chart 10, unter Verweis auf die Erfahrungen im Wasserstoffbereich.

⁵ Bellona (FN 3) behandelt hier beispielsweise auch Themen wie Normung, Abgase bei Anlagen zur CO₂-Abscheidung, Planungsbeschleunigung, Kreislaufwirtschaft und vieles mehr. Detailliert insbesondere zum Thema Kostenanalyse der CCS-Wertschöpfungskette Agora / Öko-Institut (Fn. 2).

⁶ Agora / Öko-Institut FN. 2, Chart 51. Aus unserer Sicht fallen die Kosten niedriger aus, wenn die hier empfohlenen Ausgestaltungsideen für einen Carbon Management Strategie implementiert werden. Hintergrund ist vor allem, dass die Kostenbetrachtungen von Agora / Öko-Institut aus den Kostenentwicklungen aktueller Einzelprojekte abgeleitet werden. Diese spiegeln aber noch nicht das Stadium einer breiten Hochlaufphase mit entsprechenden „economies of scale“.

⁷ Parallele, aber aus unserer Sicht auf den CCS-Hochlauf übertragbare Überlegungen für das Thema Skalierung / Industrialisierung von CDR (Carbon Dioxide Removal) bei Felix Schenuit, Netto-Null verteidigen, Eine neue Rolle für die CO₂-Entnahme, März 2026.

3. Implementierung von CCS: Leitmaßstab Kosteneffizienz und Ableitungen daraus für die Ausgestaltung einer Carbon-Management-Strategie

Unter dem Leitmaßstab „Kosteneffizienz“ sind folgende Elemente einer CCS-Strategie von besonderer Relevanz:

a) Cluster-Ansatz / keine übermäßige Reduzierung des Anwendungsbereichs von CCS

Der Cluster-Ansatz zeichnet sich dadurch aus, dass Emittenten in Clustern gebündelt sind. Dadurch wird die gemeinsame Nutzung von Abscheide-, Sammel-, Transport- und Speicherinfrastrukturen ermöglicht⁸. Er steht im Gegensatz zum derzeit in Deutschland eher im Fokus stehenden Branchenansatz, bei dem oft auch eine Anwendungsbeschränkung von CCS auf unvermeidbare Restemissionen diskutiert wird.

Ein Cluster-Ansatz wirkt kostensenkend, da er zu einer höheren Auslastung von Transport- und Speicherinfrastrukturen führt. Clusterorientierte Ansätze werden aktuell vor allem in Großbritannien umgesetzt und durch verschiedene Elemente der Risikoabsicherung ergänzt⁹. Besondere Kostensenkungseffekte eines Cluster-Ansatzes würden eintreten, wenn dieser mit der Idee der Onshore-Speicherung verknüpft würde (dazu sogleich unter b)¹⁰.

Aus dem Cluster-Ansatz leitet sich eine weitere Schlussfolgerung ab: Eine zu weitreichende Einschränkung des Anwendungsbereichs von CCS – mit Ausnahme des gesetzlich fixierten Ausschlusses von CCS in Verbindung mit der Stromerzeugung aus Kohle – sollte vermieden werden, da dies die durch einen Cluster-Ansatz ermöglichten „economies of scale“ zunichtemachen könnte.

Gerade die Beschränkung von CCS auf vorab politisch definierte Anwendungsbereiche verteuert das System (und den damit verbundenen Klimaschutzeffekt). Aus dem gleichen Grund sollten Industrieunternehmen nicht (und erst recht nicht zur Aufrechterhaltung eines für notwendig gehaltenen Innovationsdrucks¹¹) verpflichtet werden, auf die CCS-Lösung zu verzichten, nur weil

⁸ Vertieft hierzu „Erfolgsfaktoren für den Hochlauf von CCS-Wertschöpfungsketten in Deutschland“; Frontier Economics (Kurzstudie im Auftrag von Equinor Deutschland GmbH), 25.11.2025, S. 31 f.

⁹ Vgl. dazu Agora / Öko-Institut (Fn. 2), Chart 62. Abzuwägen ist, ob dann Fördermittel gezielt in die Finanzierung bestimmter Cluster fließen sollten und wie dies mit anderen Förderansätzen wie CCfDs korreliert (hierzu Frontier Economics (Fn. 8), S. 31 sowie Bellona (Fn. 3), S. 5.

¹⁰ Vgl. dazu Agora / Öko-Institut (Fn. 2), Chart 62. Abzuwägen ist, ob dann Fördermittel gezielt in die Finanzierung bestimmter Cluster fließen sollten und wie dies mit anderen Förderansätzen wie CCfDs korreliert (hierzu Frontier Economics (Fn. 8), S. 31 sowie Bellona (Fn. 3), S. 5.

¹¹ So explizit noch Positionspapier der SPD-Fraktion zu CCU/S vom 5. Mai 2023, S. 2, wo sogar für einen „dynamischen Ansatz“ bei der Ermittlung unvermeidbarer CO₂-Emissionen votiert wird.

möglicherweise in noch unbestimmter Zukunft alternative Dekarbonisierungsoptionen zur Verfügung stehen.¹²

b) Onshore-Speicherung bereits stärker in den Blick nehmen

Aus Kostensicht ist es notwendig, die Option der Onshore-Speicherung viel stärker in den Blick zu nehmen. Die Onshore-Speicherung würde die Wertschöpfung vor Ort stärken, Transportbedürfnisse reduzieren und damit vor allem dezentrale CCS-Lösungen stärken¹³. Angesichts beschränkter Möglichkeiten der CO₂-Speicherung in der deutschen Nordsee könnte so auch dem Verursacher-Prinzip („polluter pays principle“) Rechnung getragen und die Emissionen dort gespeichert werden, wo sie entstehen.

Die Sicherheit von Onshore-Lösungen wurde unter anderem durch das vom GFZ geleitete Forschungsprojekt zur CO₂-Onshore-Speicherung in Ketzin untermauert¹⁴. Gemäß § 44 Abs. 2 Nr. 3c KSpTG soll der bis zum 31. Dezember 2027 vorzulegende Evaluierungsbericht auch den Stand und die Planungen zur Onshore-Speicherung aufzeigen, insbesondere mit Blick auf das Risiko für küsten- und clusterferne Emittenten, möglicherweise nicht an CO₂-Transportnetze angeschlossen zu werden oder aufgrund weiter Transportwege mit hohen Netzentgelten belastet zu werden.

In Dänemark wird die Entwicklung von Onshore-Speichern bereits aktiv vorangetrieben, weshalb diese Entwicklung intensiv verfolgt werden sollte. Zugleich bietet es sich an, mithilfe von Dialog- und Beteiligungsformaten mit lokalen Stakeholdern bereits jetzt die bei einer Onshore-Speicherung entstehenden Akzeptanzfragen zu sondieren¹⁵. Zu hoffen bleibt, dass die Bundesländer die Möglichkeit eines „Opt-In“ gemäß § 2 Abs. 5 KSpTG rasch nutzen – auch und gerade mit Blick auf die Interessen der lokal ansässigen Industrie sowie des Klimaschutzes. Der Bund sollte hier unterstützend und beratend zur Seite stehen.

c) Staatliche Finanzierungsinstrumente und Koordinierungsleistungen

In der Hochlaufphase von CCS sind CO₂-Differenzverträge das Mittel der Wahl, um Risiken abzufedern und regulatorischen sowie politischen Unsicherheiten zu begegnen. Die Natur dieser Verträge als „atmende Systeme“, die über längere Zeiträume hinweg verlässlich die Preisdifferenz zum jeweiligen

¹² Insofern ist auch Skepsis gegenüber Analysen wie der „Carbon Capture and Storage Ladder“ (E3G / Bellona, Update Februar 2026; Vangenechten / Kobiela) angebracht, in denen Vorhersagen gewagt werden, wie aufgrund technologischer Entwicklungen der Einsatz von CCS jetzt und in Zukunft priorisiert werden sollte.

¹³ Vgl. hierzu epico, Leitlinien für eine Carbon Management Strategie 2.0, Januar 2025, S. 29.

¹⁴ [Faktenblatt-CO2-Ketzin.pdf](#)

¹⁵ So Bellona (Fn. 4), S. 2.

ETS-Preis ausgleichen, wirkt in besonderer Weise risikoreduzierend¹⁶ und kann Belastungen für die öffentlichen Haushalte vermindern.

Alle komplexen Einzelprobleme von Differenzverträgen können hier nicht diskutiert werden. CO₂-Differenzverträge haben den größten Effekt, wenn beim Aufbau der CCS-Wertschöpfungskette generell der Ansatz der „Kosteneffizienz“ verfolgt wird (s.o.). Dies maximiert die Klimaschutzwirkung. Es sollte jedoch eine Einschränkung gelten: Bei bestimmten Branchen mit sektorspezifisch hohen Vermeidungskosten sollte das Ausschreibungsdesign auf diese Besonderheiten Rücksicht nehmen und nicht Branchen mit technologisch bedingt niedrigeren Abscheidekosten gegen solche mit höheren antreten lassen.

Ansonsten gilt jedoch, dass die entsprechenden Förderrichtlinien das Ausschreibungsdesign so ausrichten sollen, dass ein technologieoffener Wettbewerb um die kostengünstigste CO₂-Vermeidung entsteht. Es steht damit etwa nicht im Einklang, grünen Wasserstoff durch die Formulierung nachteiliger Ausschreibungsbedingungen für blauen Wasserstoff (mit Einsatz von CCS) zu bevorzugen. Grundsätzlich notwendig ist außerdem eine ausreichende und stabile finanzielle Ausstattung des Instruments „CO₂-Differenzverträge“.

Weitere mögliche staatliche Koordinierungsleistungen mit kostensenkender Wirkung könnte etwa eine zentrale CCS-Koordinierungsstelle sein¹⁷ – eine solche Rolle nimmt in Norwegen die staatliche Gassnova ein – oder eine Minderheitsbeteiligung des Staates an allen CCS-Projekten, wie sie in Dänemark durch den staatlichen Nordseefonds erfolgt.

d) Zulassung integrierter Angebote und Schutz von „first-movern“

Eine kostensenkende Wirkung in der Hochlaufphase könnte auch durch das Zulassen vertikaler Integration erreicht werden, um Schnittstellenrisiken zu reduzieren und Investitionen zu beschleunigen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass marktbeherrschende Stellungen und das Ausnutzen von Marktmacht in der Hochlaufphase unwahrscheinlich sind. Zudem konkurrieren zu Beginn unterschiedliche Transportmodi für CO₂ (LKW, Schiff, Zug und leitungsgebundener Transport) miteinander¹⁸. Solche Regelungen bieten auch einen gewissen Schutz für „First Mover“, die bereits in CCS-Projekte investiert haben und hier ihre Geschäftsmodelle entwickelt haben.

¹⁶ Jüngst hierzu Bellona Policy Paper, CO₂-Differenzverträge als Basis für Investitionssicherheit, März 2026. Zu Recht wird hier betont, dass das Instrument aktuelle Unsicherheiten wie die Weiterentwicklung des ETS-Preises angesichts aktueller Abschwächungsdiskussionen ebenso adressiert wie das „First-Mover“ Problem.

¹⁷ Vgl. zu diesem Punkt Frontier Economics (Fn. 11), S. 28, mit dem Vorschlag, dieser Koordinierungsstelle die Rolle zuzuweisen, Planungsprozesse zu moderieren, den Austausch von Interessengruppen zu begleiten und Kommunikationsprozesse zu steuern.

¹⁸ Ausführlicher zu diesem Punkt Frontier Economics (Fn. 11), S.29 f., die in diesem Zusammenhang auch dafür plädieren, lediglich eine Missbrauchsaufsicht statt einer regulatorischen Vorab-Beschränkung einzuführen.

e) Aktiv das Potenzial von CCS für Negativemissionen nutzen

Die Rolle von CCS als Ermöglicher dringend benötigter Negativemissionen (die Erzielung von Negativemissionen ist auch Zielsetzung nach § 3 Abs. 2 Satz 2 Klimaschutzgesetz) wird häufig unterschätzt. Dies gilt beispielsweise für den Bereich der thermischen Abfallbehandlung, bei der der biogene Anteil der Emissionen etwa 50 Prozent beträgt. Aber auch im Zement- und Kalkbereich sind durch den Einsatz von CCS bei zunehmendem energetischem Einsatz von Bioenergie erhebliche Negativemissionen erzielbar. Eine Vergütung hierfür findet im aktuellen System nicht statt. Hier muss dringend über Lösungen nachgedacht werden, die diese „Klimaschutzleistung“ vergüten. Eine Möglichkeit wäre hier etwa der Einbezug in das ETS-System.

4. Exkurs: Sicherheit der CO₂-Speicherung

CCS ist eine sichere und erprobte Technik¹⁹. Die Idee, CO₂ in geologische Formationen zu injizieren, ist nicht neu: Seit den 1950er Jahren wird CO₂ in Erdöllagerstätten geleitet, um einen Teil des darin verbliebenen Erdöls zu fördern. Das dabei gewonnene praktische Wissen bildete die Grundlage für die Einführung der geologischen Speicherung als Klimaschutzmaßnahme. Die Methode wird in sogenannten „Salinen Aquiferen“ (salzwasserführenden Schichten) sowie in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten angewendet. Zahlreiche F&E-Projekte wurden als Ergänzung zur in der Erdöl- und Erdgasindustrie vorhandenen Expertise im Umgang mit CO₂ durchgeführt. Sie dienen der Untersuchung besonderer Charakteristika von CO₂-Speichern. Die erste kommerzielle CO₂-Speicherung ist bereits seit 1996 in Norwegen in Betrieb (Sleipner) – sicher und störungsfrei.

Aus einem CO₂-Speicher ist aus folgenden Gründen kein signifikanter CO₂-Austritt zu erwarten: Bei ausgeförderten Kohlenwasserstofflagerstätten wurde die Fähigkeit, Kohlenwasserstoffe in großen Mengen und unter hohem Druck über Jahrtausende gegenüber der Oberfläche zu isolieren, faktisch bewiesen. Dieser Mechanismus, der für Kohlenwasserstoffe gilt, ist auf CO₂ übertragbar.

Saline Aquifere befinden sich in der Regel in Tiefen von mehr als 2.000 Metern und werden von mehreren nahezu undurchlässigen Deckschichten überlagert. Diese blockieren den vertikalen Fluss von CO₂ in Richtung Oberfläche.

Gleichwohl muss vor jedem Speicherprojekt eine umfassende Risikobewertung stattfinden²⁰. Hier werden Ereignisse, Prozesse und besondere Merkmale, die für CO₂-Leckagen relevant sind, hinsichtlich Eintrittswahrscheinlichkeit, Schweregrad der Ereignisse und Maßnahmen zur Vermeidung analysiert. Solche Risikobewertungen simulieren Zeitspannen von bis zu 10.000 Jahren nach Abschluss eines Speicherprojekts.

Internationale Erfahrungen zeigen, dass bei einem gut geplanten Speicherprojekt keine oder nur unbedeutende Mengen an CO₂ in die Atmosphäre entweichen. Auch bei mehr als 100.000 Jahre alten natürlichen CO₂-Lagerstätten war keine signifikante Korrosion des Deckgesteins feststellbar. Leckagerisiken bei Altbohrungen (aus der Erdöl-/Erdgasförderung) gelten ebenso wie die Auswirkungen von CO₂ auf die Geostatik als gut kontrollierbar.

¹⁹ So auch explizit BMWK, FAQ zu CCS, 2024, S. 4 [faq-ccs-ccu.pdf](#)

²⁰ Ganz grundsätzlich bedeutet eine Einstufung als sicher nicht, dass keine Risiken bestehen (zu den Risiken der CO₂ Speicherung z.B. DGMK Forschungsbericht 887, Wissenschaftliche Studie zum nationalen und internationalen technischen Stand der Speicherung und des Pipeline Transports von CO₂, Ganzer, Jaeger, Hagemann, Lüddecke, 2025, S. 52 (auch mit detaillierter Darstellung der Überwachungstechniken und Überwachungsstrategien für einzelne Projekte); ausführlich auch Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum CO₂-Speichergesetz, 2022, S. 113 ff.

Nach herrschender Meinung der Experten überwiegen jedenfalls die Risiken einer unkontrollierten Freisetzung von CO₂ die Risiken, die durch die ansonsten stattfindende Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre entstehen würden.

Die sehr umfassenden gesetzlichen Vorgaben minimieren die Risiken. Dazu gehören:

- die Notwendigkeit eines Planfeststellungsverfahrens für Kohlendioxidleitungen und -speicher (§§ 4, 11 KSpTG), bei dem für Speicher unter anderem die Langzeitsicherheit einschließlich des Schutzes des Grundwassers nachzuweisen ist (§ 13 KSpTG),
- vorzulegende Sicherheitsnachweise (§ 19 KSpTG) sowie ein Überwachungskonzept (§ 20 KSpTG).
- eine detailliert ausgestaltete Aufsicht durch die Behörden (§ 28 KSpTG) sowie
- umfassende Haftungsregeln (§ 29 KSpTG).
- die Verpflichtung zur Einbringung einer „Deckungsvorsorge“ mit Blick auf eine mögliche Haftung (§ 30 KSpTG).

Vor diesem Hintergrund²¹ überrascht es nicht, dass laut Einschätzung des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) nur 0,001 % des gespeicherten CO₂ aus geeigneten Strukturen voraussichtlich entweichen werden²².

Der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) vertritt die Interessen der deutschen Erdgas- und Erdölproduzenten, der Betreiber von Untergrundspeichern, der branchenspezifischen Dienstleister sowie die Interessen an der wirtschaftlichen Nutzung von Geoenergie.

Der Verband ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestages und der Bundesregierung unter der Registernummer R001164 sowie im europäischen Transparenzregister unter der Registernummer 152508741853-07 eingetragen.

²¹ Zusätzliche „Anleitungen“ etwa für die Bereiche „Risk Management“, „CO₂-Monitoring“ und „Deckungsvorsorge“ werden durch nicht bindende „Guidance Dokumente“ der Kommission (neu aufgelegt 2024) bereitgestellt, siehe etwa European Commission: Directorate-General for Climate Action, *Guidance document 1 – CO₂ storage life cycle and risk management framework*, Publications Office of the European Union, 2025, <https://data.europa.eu/doi/10.2834/9476302>

²² IPCC, Climate Change 2022, Mitigation of Climate Change, Working Group III contribution, S. 654.