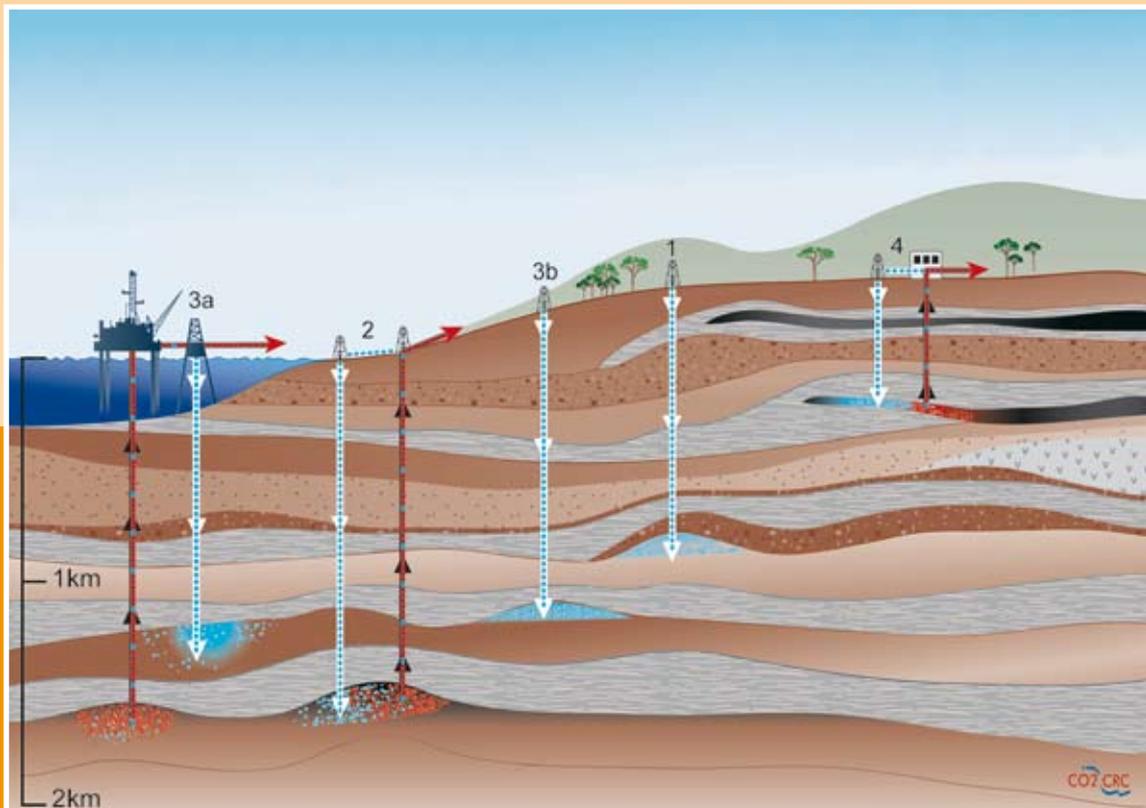




Geologische CO₂-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption

Technologien, Konzepte, Perspektiven

Manfred Fishedick
Andrea Esken
Hans-Jochen Luhmann
Dietmar Schüwer
Nikolaus Supersberger



Wuppertal Spezial 35

Geologische CO₂-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption

Technologien, Konzepte, Perspektiven

Manfred Fishedick

Andrea Esken

Hans-Jochen Luhmann

Dietmar Schüwer

Nikolaus Supersberger

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH

Studie im Auftrag der Deutsche Shell, Hamburg.
Wir danken Herrn Dr. Jörg Adolf, Deutsche Shell, sowie
Herrn Dr. Wolfgang Heidug, Shell International, für die
ausführliche Diskussion und wertvolle Anregungen.

© Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Grafik, Satz, Gestaltung: VisLab Wuppertal Institut
Umschlag: VisLab Wuppertal Institut, unter Verwendung eines Bildes von
Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO2CRC)
Druck: Ley+Wiegandt, Wuppertal
auf 100% Recyclingpapier ›ÖkoArt matt‹

ISBN 978-3-929944-73-0

Inhalt

1 Einleitung	5
2 Klimapolitischer Hintergrund	6
a. Aktuelle Klimadiskussion im Überblick	6
b. Treibhausgasemissionen und Emissionsquellen	6
c. Handlungsoptionen der Klimapolitik	9
3 Technologieoption CCS	11
a. Mögliche Anwendungsfelder von CCS	11
b. Verfahren der CO ₂ -Abtrennung	12
c. CO ₂ -Transport und Infrastruktur	14
d. Optionen und Potenziale der CO ₂ -Speicherung	15
e. Bisherige Erfahrungen mit CCS	19
4 Technische, wirtschaftliche und ökologische Erfolgsvoraussetzungen für CCS	20
a. Langzeitstabilität der Lagerung	20
b. Ökonomische Tragfähigkeit	21
c. Ökologische Tragfähigkeit	22
d. Systemkompatibilität	23
e. Brückenfunktion von CCS	23
5 Institutionelle Rahmenbedingungen für die CCS-Technologien	25
a. Generelle rechtliche Rahmenbedingungen	25
b. Spezifische haftungsrechtliche Fragen	26
c. CCS und Kyoto-Instrumente	27
d. Gesellschaftliche Akzeptanz	28
6 Schlussfolgerungen und Ausblick	29

Literatur- und Quellenverzeichnis

1 Einleitung

Als Carbon Capture and Storage (CCS) wird die Abtrennung von Kohlendioxid aus Rauchgas-, Brenngas- oder Industriegasströmen und dessen anschließende langfristige Verwahrung in geeigneten Lagerstätten bezeichnet. Die vorliegende Broschüre setzt sich mit diesen neuen Technologien auseinander. Sie bereitet den heute verfügbaren Sachstand auf und beschreibt die Entwicklungsperspektiven. Sie geht dabei sowohl diagnostisch als auch analytisch vor und zeigt die noch offenen Fragen für die Bewertung dieser Technologielinie sowie die noch notwendigen Handlungsschritte für ihre Umsetzung auf.

Die Broschüre erscheint zu einem Zeitpunkt, zu dem CCS immer mehr in den Focus der klimapolitischen Diskussion gelangt und durchaus kontrovers gesehen wird. Auf der einen Seite steht die klare Hoffnung, dass die Technologien die Chance für eine klimaverträgliche Nutzung fossiler Energieträger eröffnen und damit den Einsatz von Erdöl, Erdgas, vor allem aber Kohle auch in einem strengeren Klimaregime ermöglicht. Entsprechend sind mittlerweile weltweit vielfältige F&E-Projekte gestartet worden und verschiedene Demonstrationsvorhaben in der Umsetzung oder in Planung. Auf der anderen Seite wird den Technologien (vor allem der Speicherung von CO₂) aufgrund ökologischer Bedenken erhebliche Skepsis entgegengebracht.

In diesem Kontext erläutert Kapitel 2 zunächst den klimapolitischen Hintergrund und damit die wesentliche Motivation für die Weiterentwicklung und Einführung von CCS. Kapitel 3 stellt die Technologien in ihren verschiedenen Prozessschritten vor, nennt Anwendungsbeispiele und verweist auf bisherige Erfahrungen. In Kapitel 4 werden die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Ausgangsvoraussetzungen (die notwendigen Erfolgsfaktoren) für die Umsetzung von CCS in der Praxis identifiziert. Kapitel 5 diskutiert spiegelbildlich dazu die institutionellen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die notwendig sind, um für potenzielle Investoren die rechtlichen Grundlagen vorzugeben sowie wirtschaftliche Anreize auf der Basis der Einbindung in die nationalen und internationalen Klimaschutzmechanismen zu schaffen. Kapitel 6 schließt die Broschüre mit einem zusammenfassenden Ausblick ab und stellt die Handlungserfordernisse zusammen.

2 Klimapolitischer Hintergrund

Die menschengemachte Erderwärmung stellt eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar. Der zunehmende Wissensstand über Ursachen und Konsequenzen, über den aktuellen Zustand des Klimas sowie die Grenze des noch zu tolerierenden Klimawandels zwingen zum schnellen Umsteuern. CCS wird heute neben anderen Technologien als eine Option genannt, die einen signifikanten Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen leisten kann. Dieses Kapitel beschäftigt sich vor diesem Hintergrund mit der Beschreibung des klimapolitischen Handlungsbedarfs und stellt das Potenzial von CCS als Klimaschutzelement aus der Sichtweise unterschiedlicher Institutionen dar.

a) Aktuelle Klimadiskussion im Überblick

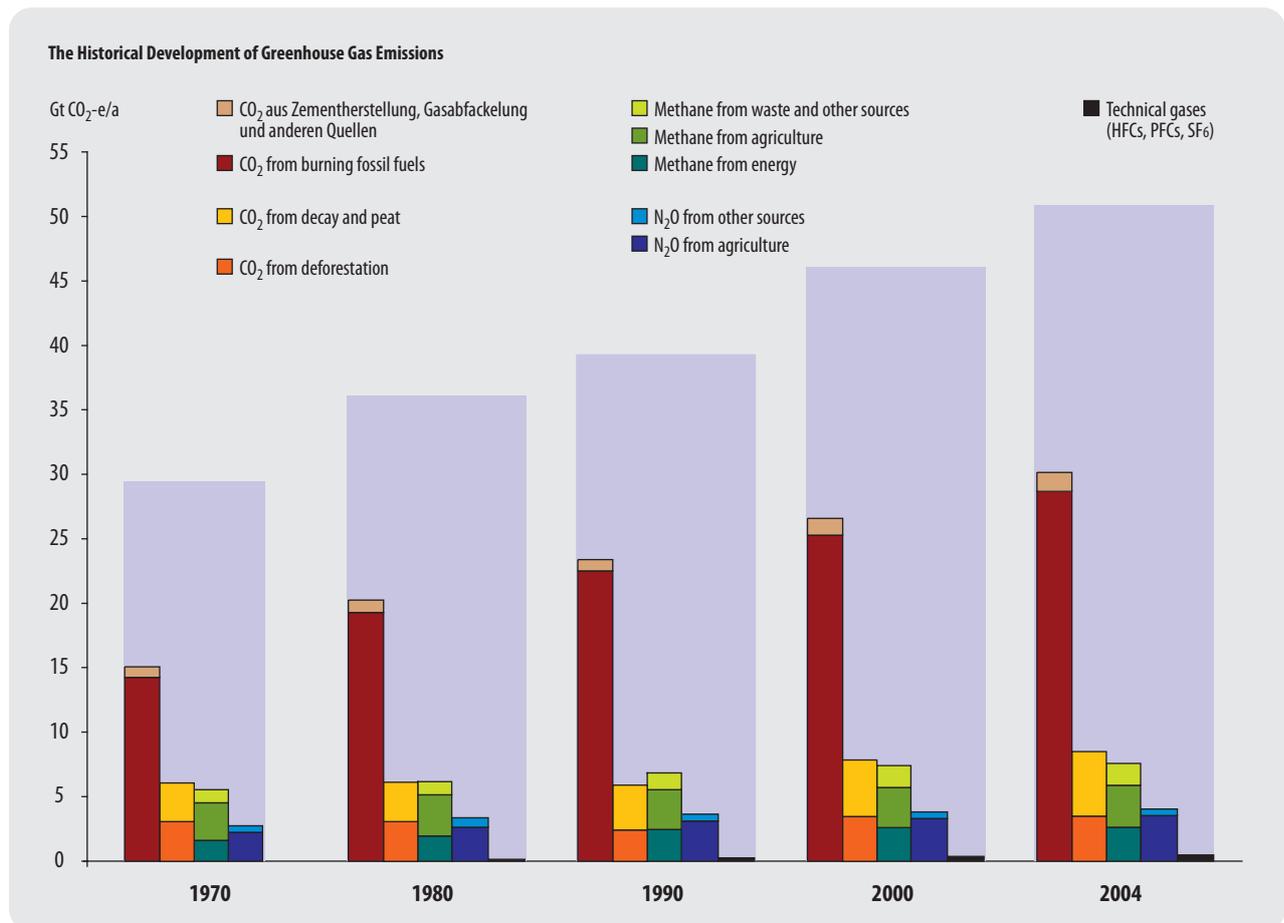
Der Anstieg der Erdmitteltemperatur während der letzten ca. 100 Jahre beträgt empirisch belegbar 0,8 °C. Dies ist nach jüngsten Erkenntnissen des internationalen Expertengremiums IPCC (Intergovernmental Panel of Climate Change) zu maximal 10 Prozent ein Effekt des natürlichen und zu mindestens 90 Prozent ein Effekt des anthropogenen Beitrags zum Klimawandel (IPCC 2007), welcher überwiegend aus einem Anstieg der Konzentration von Treibhausgasen (THG) in der Atmosphäre resultiert. Das bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzte Kohlendioxid (CO₂) spielt dabei eine besondere Rolle.

Bei einer Verdopplung der CO₂-Konzentration steigt die globale Durchschnittstemperatur nach Einschätzung des IPCC voraussichtlich um 2,0 bis 4,5 °C; die beste Schätzung ("best estimate") liegt bei etwa 3,0 °C und damit um rund 0,5 °C höher als in früheren Abschätzungen. Die potenziellen Auswirkungen des Klimawandels haben demnach an Geschwindigkeit gewonnen.

In Auslegung von Artikel 2 Klimarahmenkonvention (UNFCCC) und in Einklang mit den Empfehlungen der Klimawissenschaft hat der Europäische Rat einen Wert des Temperaturanstiegs gegenüber vorindustrieller Zeit um 2 °C als maximal tolerable Grenze festgelegt (European Council 2005). Als Konsequenz dieser Vorgabe sind die Entscheidungen des EU-Gipfels im März 2007 zu sehen, den Treibhausgasausstoß der EU bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent gegenüber dem Niveau des Jahres 1990 zu senken (European Council 2007). Sollten sich andere Industrieländer zu vergleichbaren Emissionsreduzierungen bekennen und auch die fortgeschrittenen Entwicklungsländer sich ihrer Verantwortung entsprechend verpflichten, will die EU selber ihren Treibhausgasausstoß um 30 Prozent verringern. Um dieses Ziel zu erreichen, ist als erster Schritt ein verbindliches Ausbauziel für die erneuerbaren Energien (Primärenergieanteil von 20 Prozent im Jahr 2020 sowie 10 Prozent Biokraftstoffanteil) beschlossen worden. In dem Aktionsplan für die Jahre 2007 bis 2009 werden zudem die deutliche Steigerung der Energieeffizienz und die Weiterentwicklung der CO₂-Abscheidung und -speicherung als wichtige Aufgaben genannt.

b) Treibhausgasemissionen und Emissionsquellen

Unter sämtlichen Ursachen des anthropogenen Klimawandels spielen die energiebedingten CO₂-Emissionen eine besondere Rolle. **Abbildung 1** stellt einen Überblick über die zeitliche Entwicklung und den aktuellen Stand des Ausstoßes der gesamten relevanten Treibhausgasemissionen dar. Dabei wird die Treibhausgaswirkung, die je nach Molekül



spezifisch deutlich höher liegt als beim CO₂, in so genannten CO₂-Äquivalenten (CO₂e) dargestellt. Von den im Jahre 1990 ausgestoßenen Treibhausgasen in Höhe von 38,7 Gt CO₂e/a entfallen etwa 21 Gt/a auf energiebedingtes CO₂, das bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzt wird. Weitere 8 Gt/a sind der Entwaldung zuzurechnen und 9 Gt/a sind Nicht-CO₂-Gase, darunter vor allem Methan (aus anaeroben Kohlenstoffumsätzen, insbesondere von Wiederkäuern sowie aus dem Reisanbau).

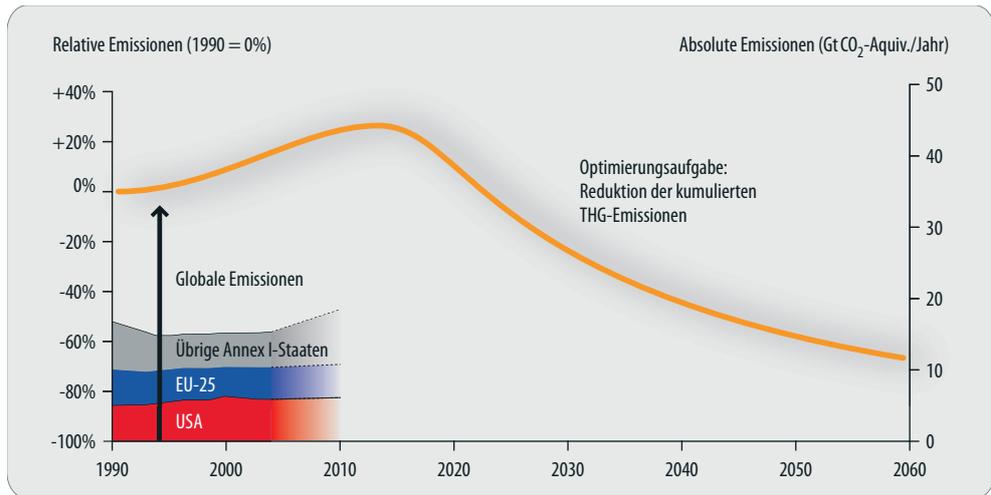
Bis zum Jahr 2004 sind die Treibhausgasemissionen auf 51 Gt CO₂e/a angestiegen. Die Zuwächse sind dabei nicht zuletzt auf den Anstieg der energiebedingten CO₂-Emissionen zurückzuführen. Setzt sich diese Entwicklung fort, ist der zuvor genannte tolerable Grenzwert des Temperaturanstiegs nicht einzuhalten. Hierzu bedarf es einer deutlichen Trendumkehr: Der Anstieg der Treibhausgasemissionen muss zunächst gebremst und dann sukzessive zurückgeführt werden. Aus heutiger Sicht erscheint das 2 °C-Ziel nur dann erreichbar, wenn die globalen Emissionen längerfristig auf unter 10 Gt CO₂e/a gesenkt werden können (Abbildung 2). Für das Jahr 2050 scheint als Zwischenschritt unter diesen Bedingungen ein Emissionsniveau von 15 Gt CO₂e/a angemessen; dies entspricht gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 1990 mehr als einer Halbierung. Für die Industrieländer, die nach Ansicht des EU-Rates eine Führungsfunktion beim Klimaschutz einnehmen sollten, bedeutet dies eine Verringerung des Treibhausgasausstoßes um 60 bis 80 Prozent bis zur Mitte dieses Jahrhunderts.

Über Erfolg oder Nichterfolg entscheidet aufgrund des mit zeitlicher Verzögerung durch eine Temperaturerhöhung auf den Treibhausgasausstoß reagierenden Klimas dabei aber weniger die Höhe der Emissionen in einem Zieljahr als der Verlauf der Emissionen. Es ist die Summe aller Emissionen, die die für den Klimawandel entscheidende Größe Treibhausgaskonzentration bestimmt. Anders ausgedrückt ist anzustreben, die Fläche unter der Kurve in [Abbildung 2](#)

Abbildung 1:
Historische Entwicklung der
Treibhausgasemissionen
(nach IPCC 2007)

Abbildung 2:

Notwendiger Rückgang der Treibhausgasemissionen (nach Meinshausen 2006)

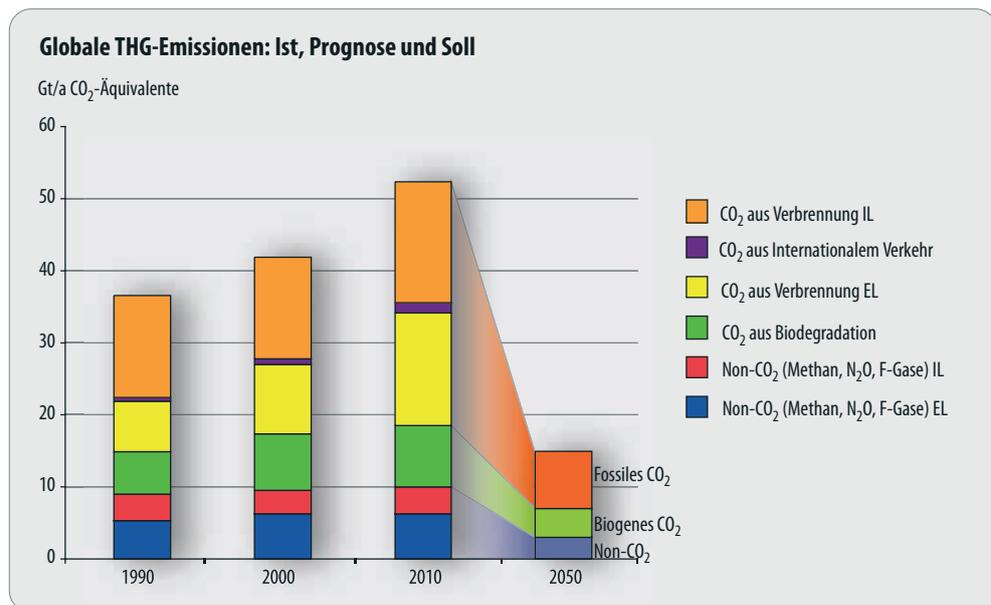


als Maß für die kumulierten Emissionen möglichst gering zu halten. Für die Begrenzung des Klimawandels geht es damit nicht nur darum, den Trend (des Emissionsanstiegs) zu brechen, sondern dass der bis heute erreichte hohe Emissionssockel schleunigst abgebaut wird.

Eine einfache Beispielrechnung macht den Unterschied deutlich: Aus dem Anstieg der Emissionen in den beiden Jahrzehnten 1990–2010 resultieren zusätzliche Emissionen von kumuliert 80 Gt. Aus dem bereits 1990 erreichten Emissionsniveau ergibt sich über 20 Jahre gerechnet aber ein stetiger Emissionsfluss in Höhe von 39 Gt/a, also – über die gesamte Zeitspanne betrachtet – knapp 800 Gt. Die Konsequenz daraus: Den weiteren Emissionsanstieg zu stoppen, ist nur ein Teil der Herausforderung (Abbildung 3); das bis dato erreichte Niveau deutlich zu senken, ist die eigentliche Aufgabe. Für beide Aufgaben zusammen müssen entsprechende Maßnahmen ergriffen und (auch) technologische Optionen entwickelt und eingeführt werden.

Abbildung 3:

Globale Treibhausgasemissionen in der zeitlichen Entwicklung, Abschätzung für 2010 und Zielgröße für das Jahr 2050 (Quelle: Wuppertal Institut 2007)



c. Handlungsoptionen der Klimapolitik

Mit welchen Handlungsoptionen Schritte in die skizzierte Richtung gemacht werden können, zeigt **Abbildung 3** am Beispiel der energiebedingten CO₂-Emissionen. Sie stellt eine europäische Projektion für einen möglichen Rückgang der globalen energiebedingten CO₂-Emissionen dar (CEC 2007). Danach wird im Jahre 2030 durch eine Kombination verschiedener Optionen insgesamt eine Minderung um 12 Gt CO₂/a gegenüber einem Business-as-Usual-Pfad für erreichbar gehalten und etwa ab dann von einem Rückgang der Emissionen gegenüber dem Ausgangsniveau des Jahres 1990 ausgegangen. Ob eine derartige Entwicklung zur Einhaltung des 2 °C-Ziels ausreichend ist, erscheint zwar unklar, einen wesentlichen Schritt in diese Richtung stellt sie in jedem Fall dar.

Neben der Effizienzsteigerung, dem Brennstoffwechsel (insbesondere von Kohle zu Erdgas), dem Ausbau erneuerbarer Energien und einem eher nur begrenzten Beitrag der Kernenergie wird auch von CCS ein maßgeblicher Beitrag zur Emissionsminderung erwartet. Die **Abbildung 4** macht dabei deutlich, in welcher Rangfolge die EU die verschiedenen Lösungsbeiträge sieht und wann mit ihrer Verfügbarkeit gerechnet wird. An erster Stelle steht die Erhöhung der Energieeffizienz, die relativ schnell mit substantiellen Beiträgen wirksam wird. Es folgt der Umstieg von Kohle auf Erdgas, dem verhältnismäßig frühe Minderungseffekte zugeschrieben werden können. An dritter Stelle steht der Ausbau erneuerbarer Energien, mit etwas Differenz im Volumen und zeitlichem Abstand. Am Ende rangieren die großtechnischen Lösungen, die Kernenergie mit einem insgesamt relativ geringen Beitrag sowie die Abscheidung des CO₂. Dessen Anteil – bleibt es bei der Höhe der angestrebten Minderungsbeiträge – wird sich im Jahre 2035 bereits auf sein Maximum eingestellt haben und dann von den erneuerbaren Energien im Volumen ihres Lösungsbeitrags überholt werden.

Neben der Zukunftsprojektion der EU gibt es eine Reihe von anderen Analysen, die sich mit der Frage der Machbarkeit signifikanter Emissionsminderungen auf globaler Ebene auseinandersetzen. Im World Energy Outlook 2006 der Internationalen Energie Agentur (IEA) wird im Rahmen eines „Alternative Policy Scenario (APS)“ ein auf der Umsetzung von heute in den

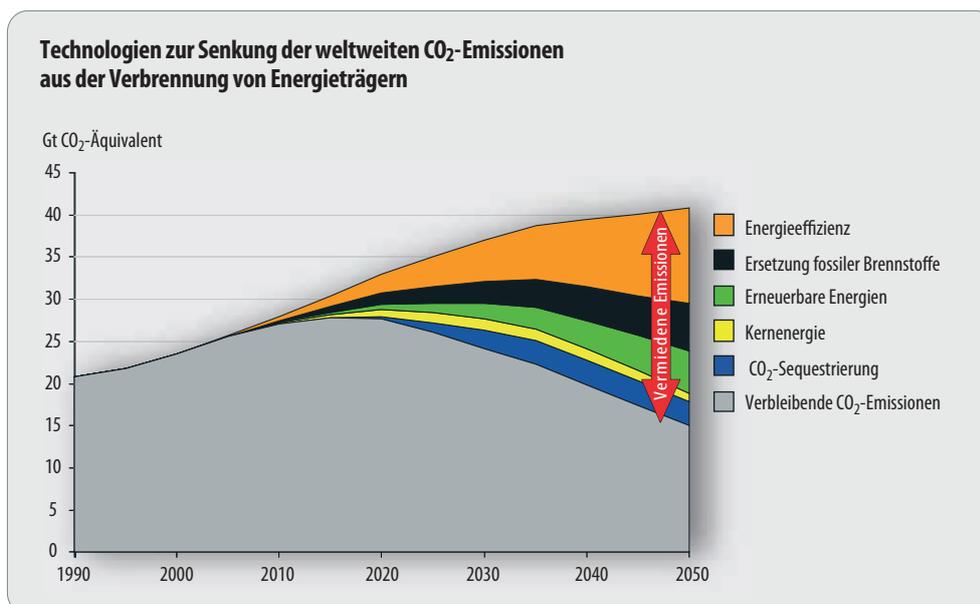


Abbildung 4: Beiträge von Klimaschutzoptionen zur Minderung verbrennungsbedingter CO₂-Emissionen nach Vorstellungen der EU (nach CEC 2007)

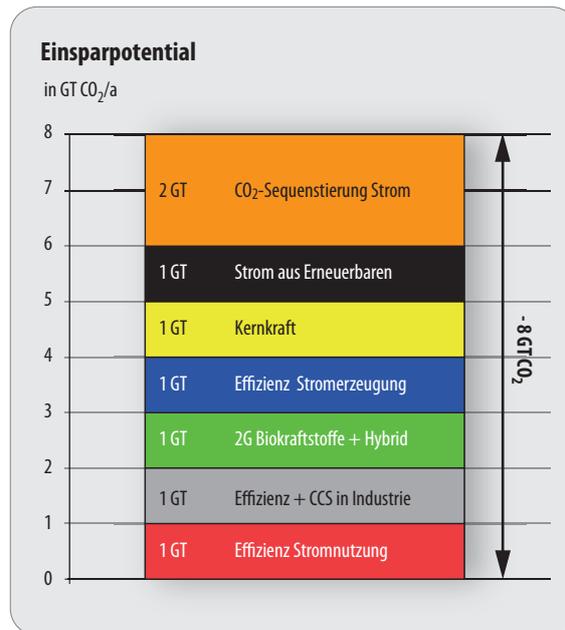


Abbildung 5:

Mögliche zusätzliche CO₂-Minderungsbeiträge gegenüber dem „Alternative Policy Scenario“ (APS) im Rahmen des „Beyond Alternative Policy Scenario“ (BAPS) für das Jahr 2030 (nach IEA 2006)

einzelnen Ländern bereits in Diskussion befindlichen Klimaschutzmaßnahmen basierender Entwicklungspfad skizziert. Die energiebedingten CO₂-Emissionen würden hierdurch gegenüber dem Business-as-Usual-Pfad um 6,3 Gt im Jahr 2030 verringert, dennoch bliebe es im APS bei einem absoluten Anstieg der Emissionen von 26 Gt im Jahr 2004 auf 34 Gt im Jahr 2030. Aufgrund der bisher noch unzureichenden Erfahrungen mit der Umsetzung von CCS ist die CO₂-Abtrennung und -speicherung als Handlungsoption in das APS bewusst noch nicht eingeführt worden. Als eine Art „ergänzende Technologie“ misst die IEA ihr in ihrem zweiten Szenario, dem „Beyond Alternative Policy Scenario“ (BAPS), allerdings mit einem Minderungspotenzial von 2 Gt CO₂ diese Bedeutung zu (Abbildung 5). Mit der Umsetzung dieser zusätzlichen Maßnahmen könnten die Emissionen im Jahr 2030 auf dem heutigen Niveau stabilisiert werden.

Die beiden betrachteten Szenarioansätze zeigen deutlich, dass die generelle Notwendigkeit und absolute sowie relative Bedeutung der einzelnen Handlungsoptionen für den Klimaschutz ganz entscheidend von der gesetzten Zielmarke für die Reduktion des CO₂-Ausstoßes abhängen. Geht man von noch ehrgeizigeren Zielen aus, wie es die Erreichung des 2° C-Zieles nahelegt, müssten die Beiträge der betrachteten Optionen mithin noch größer sein als in den beiden Zukunftspfaden skizziert.

3 Technologieoptionen CCS

Das Kapitel gibt einen Überblick über die verschiedenen Prozessschritte der CO₂-Abscheidung und -speicherung, zeigt potenzielle Anwendungsfelder auf und stellt die bisherigen Erfahrungen dar. Explizit werden vor allem die verschiedenen Speicheroptionen benannt, die verfügbaren globalen und nationalen Speicherpotenziale skizziert und in ihrer Bedeutung bewertet.

a. Mögliche Anwendungsfelder von CCS

CCS basiert auf großtechnischen Einheiten und ist aus diesem Grund lediglich für große Emissionspunktquellen sinnvoll einsetzbar. Neben dem Kraftwerksbereich als klassischem Anwendungsfall trifft dies auf unterschiedliche industrielle Anwendungen zu, in denen kohlenstoffhaltige Brennstoffe zur Energieversorgung eingesetzt werden (z.B. Stahlindustrie) bzw. chemische Produkte (z.B. Ammoniakproduktion) oder Brenn- und Kraftstoffe hergestellt werden. Dabei können in der Industrie sogar deutlich günstigere Ausgangsbedingungen vorliegen, da CO₂ hier zum Teil in höherer Konzentration auftritt als im Rauchgas von Kraftwerken (Tabelle 1).

Für die Vielzahl kleiner dezentraler CO₂-Quellen jenseits des Kraftwerksbereichs (z.B. Autos, Hausheizungssysteme) steht CCS aus heutiger Sicht für den direkten Einsatz nicht zur Verfügung. Indirekt ergeben sich jedoch perspektivisch Anknüpfungsmöglichkeiten für CCS über die zentrale Erzeugung kohlenstoffarmer Kraft- oder Brennstoffe (z.B. Wasserstoffherzeugung (H₂) auf der Basis von Kohlevergasung mit CO₂-Abtrennung).

Anlagentyp	Typische CO ₂ -Konzentration im Abgas
Zementwerk	15–25 Prozent
Eisen- und Stahlwerk	15–20 Prozent
Ammoniak-Produktion (Abgas)	8 Prozent
Ammoniak-Produktion (reines CO ₂)	100 Prozent
Raffinerie	3–18 Prozent
H ₂ -Produktion (Abgas)	8 Prozent
H ₂ -Produktion (reines CO ₂)	100 Prozent
Petrochemische Anlage	8–13 Prozent
Kraftwerk (Rauchgas)	3–15 Prozent

Tabelle 1: Typische CO₂-Konzentrationen in Abgasen für verschiedene Anlagentypen (nach ECOFYS 2004, kursiv: eigene Ergänzungen)

b. Verfahren der CO₂-Abtrennung

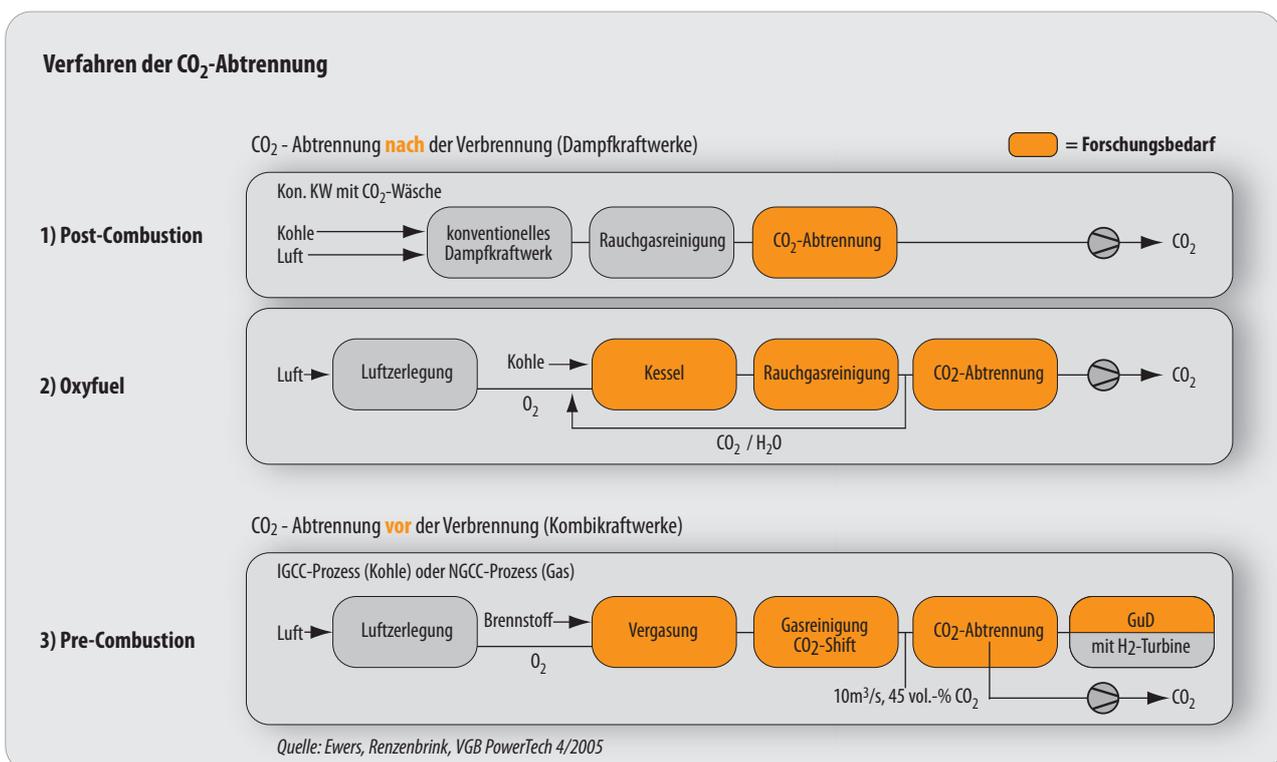
Bei den Überlegungen zur CO₂-Reduzierung bei der Stromerzeugung stehen vor allem Kohle-Kraftwerke im Mittelpunkt des Interesses, da ihre spezifischen CO₂-Emissionen vergleichsweise am höchsten sind. Weltweit sind dementsprechend die meisten Demonstrationsprojekte in diesem Bereich angesiedelt.

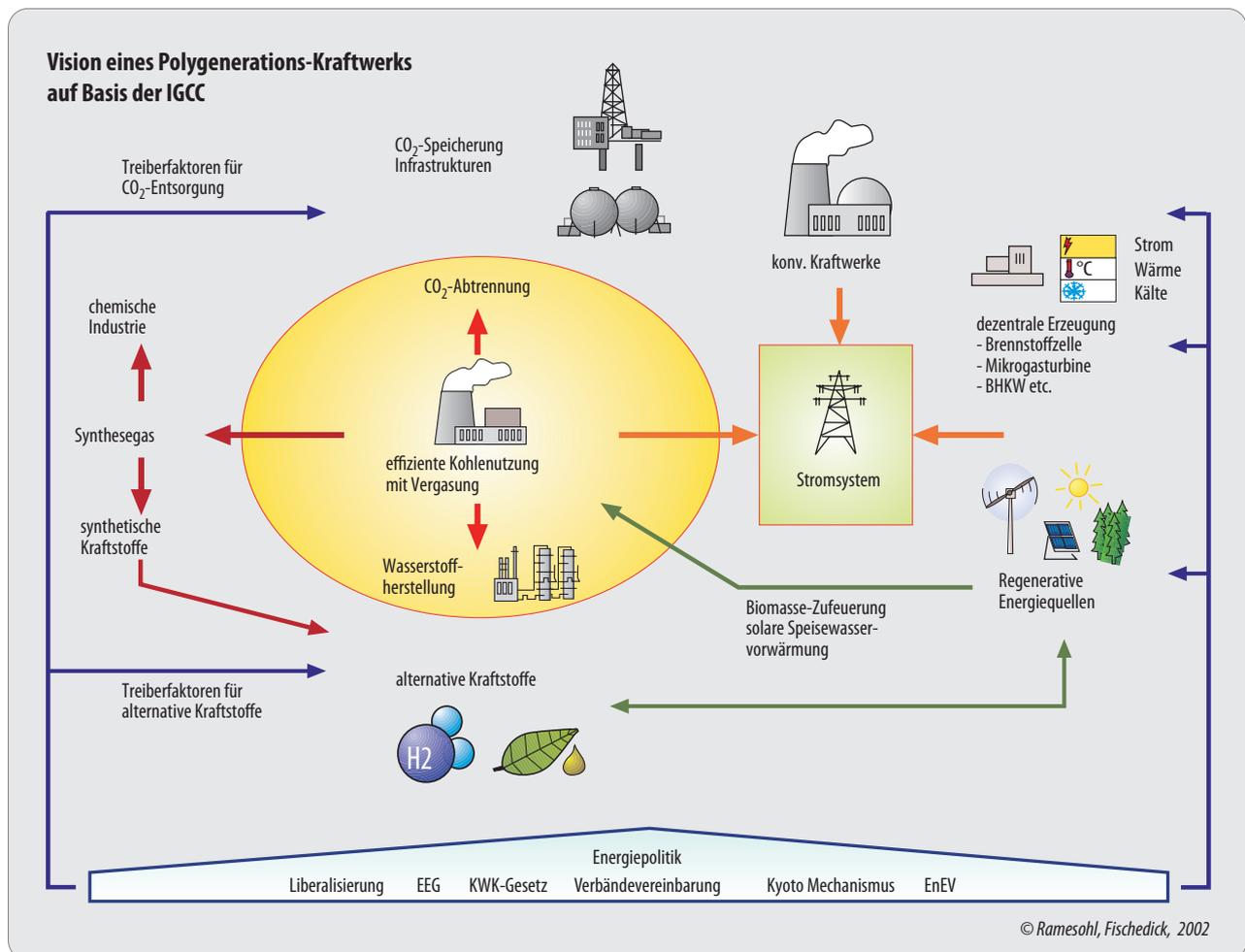
Auch wenn die Technologie der CO₂-Abtrennung im kleineren industriellen Maßstab (insbesondere im Bereich der chemischen Industrie) bereits als erprobt gilt, kann sie für den Einsatz im Kraftwerksbereich bisher nicht „von der Stange“ gekauft werden. Erhebliche Entwicklungsanstrengungen sind vor allem für das „Upscaling“ auf Kraftwerksmaßstab etwa um den Faktor 10 und die Verringerung des Energieeigenbedarfs notwendig. Im großtechnischen Maßstab geht man daher davon aus, dass CCS erst ab 2020 zur Verfügung stehen wird. Aus technologischer Sicht kommen mittelfristig drei Optionen für die CO₂-Abtrennung in Betracht (Abbildung 6).

Die Technik der *Abtrennung von CO₂ nach der Verbrennung* mittels chemischer Rauchgaswäsche (*Post Combustion*) ist die am weitesten ausgereifte Technik. Sie ist zugleich aber verhältnismäßig teuer, energieintensiv und erfordert einen erheblichen Flächenbedarf. Für die Rauchgasbehandlung werden zudem sehr große Mengen umweltrelevanter chemischer Waschsubstanzen (z.B. MEA = Monoethanolamine) benötigt. Als nachgeschaltete Einheit steht das Verfahren dabei prinzipiell auch für die Nachrüstung bestehender konventioneller Kraftwerke zur Verfügung.

Das *Oxyfuel-Verfahren*, d.h. die Verbrennung von Kohle in reinem Sauerstoff statt in Luftumgebung, befindet sich derzeit noch in der Demonstrationsphase. Vorteile des Oxyfuel-Verfahrens sind minimierte Rauchgas-Energieverluste, minimierte Stickoxidemissionen und insbesondere die vereinfachte Abtrennung (Kondensation) des CO₂ aus den Rauchgasen, da der gesamte Luftstickstoff entfällt. Der apparative und energetische Aufwand vor der Verbrennung erhöht sich mit der notwendigen Installation einer Luftzerlegungsanlage dagegen deutlich.

Abbildung 6:
CO₂-Abscheideverfahren
im Überblick





Die CO_2 -Abtrennung vor der Verbrennung (Pre Combustion) in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (Integrated Gasification Combined Cycle IGCC und Natural-Gas-Combined-Cycle-Kraftwerken NGCC) ist im Vergleich zur CO_2 -Rauchgasabscheidung das flexiblere aber auch weniger ausgereifte Verfahren. Bei diesem Verfahren wird Kohle in mehreren Schritten zu Kohlendioxid und Wasserstoff vergast (bei Erdgas spricht man von Reformierung). Das gereinigte Prozessgas kann dann hocheffizient in einer kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlage verstromt werden. Probleme bereitet bisher vor allem die für den Kraftwerksmaßstab noch nicht hinreichende Verfügbarkeit der Anlagen. Bisherige kommerzielle Erfahrungen mit der Technik liegen aus zwei größeren europäischen Anlagen (Puertollano in Spanien und Buggenum in den Niederlanden) und aus den USA vor.

Grundsätzlich besteht bei IGCC die Möglichkeit einer hohen input- und outputseitigen Flexibilität. Neben Kohle können beispielsweise bei der Feststoffvergasung auch Biomasse und Sonderbrennstoffe zur Anwendung kommen. Das Produktportfolio basiert nicht nur auf dem Hauptprodukt Strom, je nach weiteren anzuschließenden Verfahrensschritten (z.B. Fischer-Tropsch-Synthese) können aus den Zwischen- oder Endprodukten auch Kraftstoffe bereitgestellt werden (z.B. Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe). Über IGCC mit CCS kann entsprechend ein Link zur Kraftstoffwirtschaft geschaffen werden (Abbildung 7).

Neben den genannten Verfahren sind verschiedenste Optionen in der Entwicklung (z.B. verbesserte Luftzerlegung, Wasserstoffmembranen, neue Kraftwerkskonzepte mit integrierten Sauerstoffversorgungssystemen), die vor allem auf eine Reduktion des energetischen Eigenbedarfs und Kostenverbesserungen ausgerichtet sind. Ihr Einsatz ist allerdings erst mittel- bis längerfristig zu erwarten.

Abbildung 7: Vision eines Polygenerationskraftwerks mit verschiedenen Eingangsprodukten und verschiedenen Ausgangsprodukten auf der Basis der integrierten Vergasungstechnologie (IGCC)

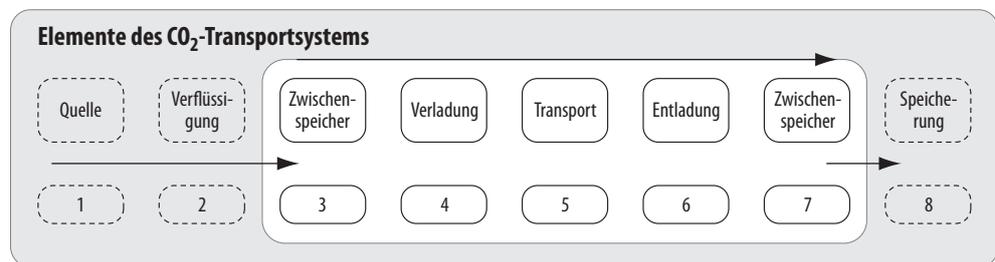
c. CO₂-Transport und -Infrastruktur

* „Überkritisch“ bezeichnet in der Thermodynamik einen sehr dichten Zustand oberhalb des so genannten „Kritischen Punktes“, bei dem eine klare Phasenabgrenzung zwischen dem flüssigen und dem gasförmigen Zustand nicht mehr möglich ist.

Der Aufbau einer Transportinfrastruktur ist ein wesentlicher Faktor in einem zukünftigen CCS-Regime. Fragen zur Transportinfrastruktur spielen eine wichtige Rolle bei Entscheidungen zu potenziellen Kraftwerks- sowie Speicher-Standorten. Es handelt sich um ein klassisches Optimierungsproblem, in das als Zielparameter die Minimierung von CO₂-Transport, Stromtransport, Brennstofftransport, Transportkosten sowie ökologischer und sozialer Auswirkungen eingeht. Neben der Transportstruktur selber können auch Zwischenspeicher notwendig sein (Abbildung 8).

Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CO₂-Transport in großem Maßstab nur die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker als relevante Optionen in Betracht. Das CO₂ wird dabei zur Minimierung des Transportaufwandes im überkritischen Zustand transportiert.*

Abbildung 8:
Elemente des CO₂-
Transportsystems
(Quelle: Schlattmann 2006)

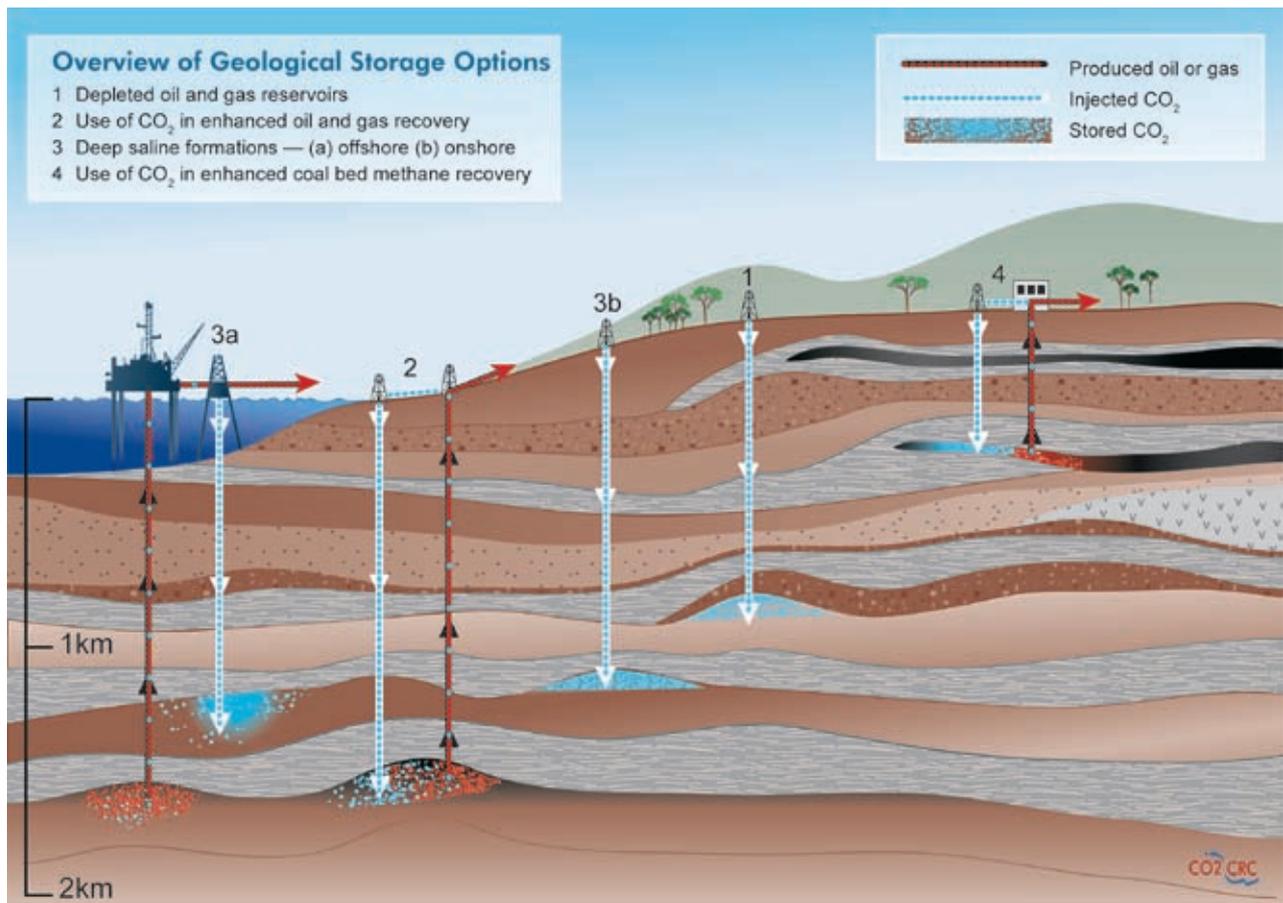


Erläuterungen:

- 1: Kraftwerk zur Stromerzeugung
- 2: Erforderlich bei CO₂-Transport im flüssigen bzw. überkritischen Zustand
- 3+7: Erforderlich bei CO₂-Transport mit diskontinuierlicher Abnahme (LKW / Bahn / Schiff), nicht zwingend per Pipeline
- 8: Geologischer Speicher

Tabelle 2:
Eignung der verschiedenen
Verkehrsträger für den
CO₂-Transport und deren
Charakteristik
(Quelle: Wuppertal Institut)

Verkehrs-träger	Kapazität	Saisonale Verfügbarkeit	Kosten Euro/t (250 km)	Notwendige Infrastruktur an der Quelle/Senke	Bemerkungen
Seeschiff	< 50 Mt/a	Ja	< 1	Fast nie gegeben	Erfordert meist multi-modalen Transport
Binnenschiff	< 10 Mt/a	Saisonal beschränkt (Hoch- und Niedrigwasser)	rd. 1	Teilweise gegeben	Binnenschiffe nicht hochseetüchtig, zeitliche Beschränkungen
Pipeline	< 100 Mt/a	Ja	rd. 1,5 fkt.(Durchm.)	Fast immer Neubau (hohe Investitionen)	25 Jahre Nutzungsdauer, höhere Kosten in Ballungsräumen
Eisenbahn	< 1,2 Mt/a	Ja	rd. 5	Überwiegend gegeben	Lärm
LKW	< 0,5 Mt/a	Winterlich beschränkt, Staus	rd. 25	Immer gegeben	Kosten, Lärm und Emissionen, zeitliche Beschränkung



Ein Vorteil der Pipeline ist, dass sie kontinuierlich und in sehr großen Mengen CO₂ relativ umweltverträglich und zu akzeptablen Kosten transportieren kann. Ein Nachteil ist, dass mit hohem Aufwand erst ein neues Pipelinennetz verlegt werden muss. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entladeinfrastruktur und setzen je nach Standortbedingungen in aller Regel einen multimodalen Transport voraus (Tabelle 2).

Abbildung 9:
Mögliche geologische
CO₂-Speicheroptionen
(nach IPCC 2005;
Bild: CO2CRC)

d. Optionen und Potenziale der CO₂-Speicherung

CO₂ kann der Atmosphäre grundsätzlich durch unterschiedliche Verfahren entzogen und gespeichert werden. Die Speicherung in geologischen Formationen, z.B. leere Öl- und Gasfelder, Salzwasser führende Grundwasserleiter sowie perspektivisch auch tiefe Kohleflöze, ist aus ökologischer und ökonomischer Sicht heute die attraktivste Option (Abbildung 9). Eine Besonderheit stellt das Enhanced Oil Recovery (EOR) dar, d.h. die Nutzung von CO₂ zur Erhöhung der Ausschöpfungsrate von Ölfeldern (vgl. Kasten).

Im Gegensatz zur geologischen Speicherung kann die industriemäßige Verwertung (z.B. Kohlensäureproduktion, Trockeneis Herstellung, Rohstoff für Polymerchemie) nur in einem kleinen Umfang erfolgen. Darüber hinaus wird das CO₂ dabei der Atmosphäre nicht vollständig entzogen, sondern zeitversetzt wieder freigesetzt. Ein Nettoeffekt wird überhaupt nur dann erzielt, wenn durch das CO₂ eine technische Produktion (d.h. eigens für den industriellen Zweck) an anderer Stelle substituiert würde.

Die Bindung von CO₂ im marinen Umfeld in direkter Form (Einlagerung in der Tiefsee) bzw. in indirekter Form (z.B. Algenbildung) wird derzeit aufgrund hoher Widerstände (Frage der Dauerhaftigkeit, unzureichende Kenntnisse der Auswirkungen auf marine Ökosysteme)

Exkurs: Enhanced Oil Recovery (EOR)

Bei der Erdölproduktion kommen zahlreiche Techniken zum Einsatz, um die Ausbeute von Ölfeldern zu steigern. Zu diesen gehört auch die Einpressung von CO_2 , wodurch der Druck innerhalb der Lagerstätte erhöht wird. Zusätzlich diffundiert CO_2 in das Erdöl und macht es flüssiger, es kann daher leichter extrahiert werden. Insofern lässt sich mit diesem Verfahren ein ökonomischer Nutzen erzielen. Die Nutzung von CO_2 für EOR führt damit einerseits zu einer Steigerung der Ölausbeute (und zur Erzielung von Einnahmen), andererseits kann auf diese Weise Kohlendioxid dauerhaft in geologische Formationen eingebracht und damit der Atmosphäre entzogen werden. Letzteres gilt zumindest für den Teil des CO_2 , der sich nicht mit dem Öl mischt und gefördert wird.

Aufgrund der wirtschaftlichen Anreize wird EOR häufig als Einstiegsoption für CCS angesehen. EOR generiert aber nur dort Zusatzgewinne, wo eine kostengünstige Infrastruktur aufgebaut werden kann (geringe Leitungsentfernungen etc.). Enhanced Oil Recovery mit Kohlendioxid wird weltweit an verschiedenen Stellen bereits eingesetzt (z.B. im Weyburn-Ölfeld in Kanada) und kann als etabliert gelten. Mit dem dem EOR entsprechenden Enhanced Gas Recovery (EGR) gibt es bisher keine praktischen Erfahrungen, es existieren bis heute lediglich Simulationsansätze.

respektive geringer Effizienz nur sporadisch (vor allem in Japan) weiter verfolgt. CO_2 kann auch durch den gezielten Anbau von Biomasse (z.B. durch Waldaufforstung – CO_2 -Speicherung nur für einige Jahrzehnte) gebunden werden. Darüber hinaus werden (speziell in den USA) Verfahren zur Bindung von CO_2 an Silikaten diskutiert (sog. Mineralisierung), die jedoch mit einem hohen Energieaufwand und hohen zu deponierenden Stoffmengen verbunden sind.

Aus heutiger Sicht kommen realistischerweise damit in erster Linie geologische Optionen für die Speicherung von CO_2 in Frage. Über die Größe der Speicherpotenziale liegen aufgrund vieler Unsicherheitsfaktoren derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Letztendlich kann jenseits grundsätzlicher Überlegungen nur eine Einzelfallbetrachtung Aufschlüsse über die Speicherfähigkeit geben. Abschätzungen des IPCC (2005) zufolge wird das weltweite Speicherpotenzial auf 1 678 bis 11 100 Gt CO_2 beziffert, als technisch nutzbar werden 2 000 Gt CO_2 eingestuft. Im Vergleich dazu lag der globale CO_2 -Ausstoß im Jahr 2005 bei 27,3 Gt CO_2 .

Das Speicherpotenzial für Deutschland wird bei Jahresemissionen von rund 0,86 Gt CO_2 in der Gesamtheit auf 19 bis 48 Gt CO_2 abgeschätzt (Tabelle 3). Bei einer Konzentration auf die besonders interessant erscheinenden Speicheroptionen ausgeförderte Gasfelder und saline Aquifere (in Summe weisen diese ein Potenzial von 14,3 bis 30,5 Gt CO_2 auf) liegt rein rechnerisch die statische Reichweite der CO_2 -Speicherung in Deutschland zwischen 28 und 60 Jahren. Diese Rechnung bezieht sich auf die punktförmigen CO_2 -Emissionen in Deutschland (Stand 2005: 393 Mt/a) und berücksichtigt einen durchschnittlichen Energiemehrbedarf durch die Abscheidung von 30 Prozent.

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeit- stabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungs- konflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+	+	+	+ (+)	-	+
	2,3–2,5**					
Tiefe saline Aquifere	++	+	--	+	-	(+)
	12–28**					
Tiefe Kohleflöze	+ (+)	+	--	-	-	-
	3,7–16,7					
Ausgeförderte Ölfelder	--	+	++	++	-	+
	0,11					
Salzkavernen	--	--	k. A.	+	--	--
	0,04					
Stillgel. Kohle- bergwerke	+	--	--	--	--	-
	0,78					

* Die Kostenbewertung beinhaltet nur die Speicherkosten ohne Abscheidung, Verdichtung und Transport (nach ECOFYS 2004, BGR, eigene Ergänzungen)

** Zahlen nach May et al. 2005

Bewertungshinweise:

- Kriterium wird negativ/bzw. als sehr problematisch eingestuft
- noch grundsätzliche Schwierigkeiten bestehen, sind aber ggf. lösbar
- + gute Bewertung bzw. geringe Hindernisse
- ++ sehr gute Bewertung
- () Klammern geben Unsicherheiten an bzw. müssen hier Einzelfallprüfungen stattfinden
- k.A. keine Angabe

Geografisch sind die Speichermöglichkeiten in Deutschland sehr ungleich verteilt. Günstige Bedingungen liegen vor allem im Norddeutschen Becken vor und damit in zum Teil erheblicher Entfernung von den großen Punktquellen (vor allem den Kraftwerken), die momentan insbesondere im Rheinland, im nördlichen Ruhrgebiet und der Lausitz konzentriert sind. Nennenswerte Speichermöglichkeiten ergeben sich aber perspektivisch auch jenseits der deutschen Grenze etwa durch eine Kooperation mit den Niederlanden mit ihren großen Erdgasfeldern.

Prinzipiell kann die Speicherung von CO₂ in geologischen Strukturen mittels vieler bereits in der Öl- und Gasindustrie sowie beim Umgang mit flüssigen Abfallstoffen angewandter Verfahren und technologischer Prozessschritte erfolgen. Bohr- und Injektionsverfahren, Computersimulationen über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden müssen aber den speziellen Anforderungen der CO₂-Speicherung angepasst werden. Hier besteht noch ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Das von der EU geförderte Projekt CO₂SINK in Ketzin nahe Berlin soll die Erkenntnisse über das Verhalten von CO₂ in Untergrundspeichern und dessen Kontrollierbarkeit verbessern (vgl. www.CO2sink.org) und damit zur Klärung der oben genannten noch offenen Fragen beitragen.

Tabelle 3:
Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien (Quelle: Wuppertal Institut)

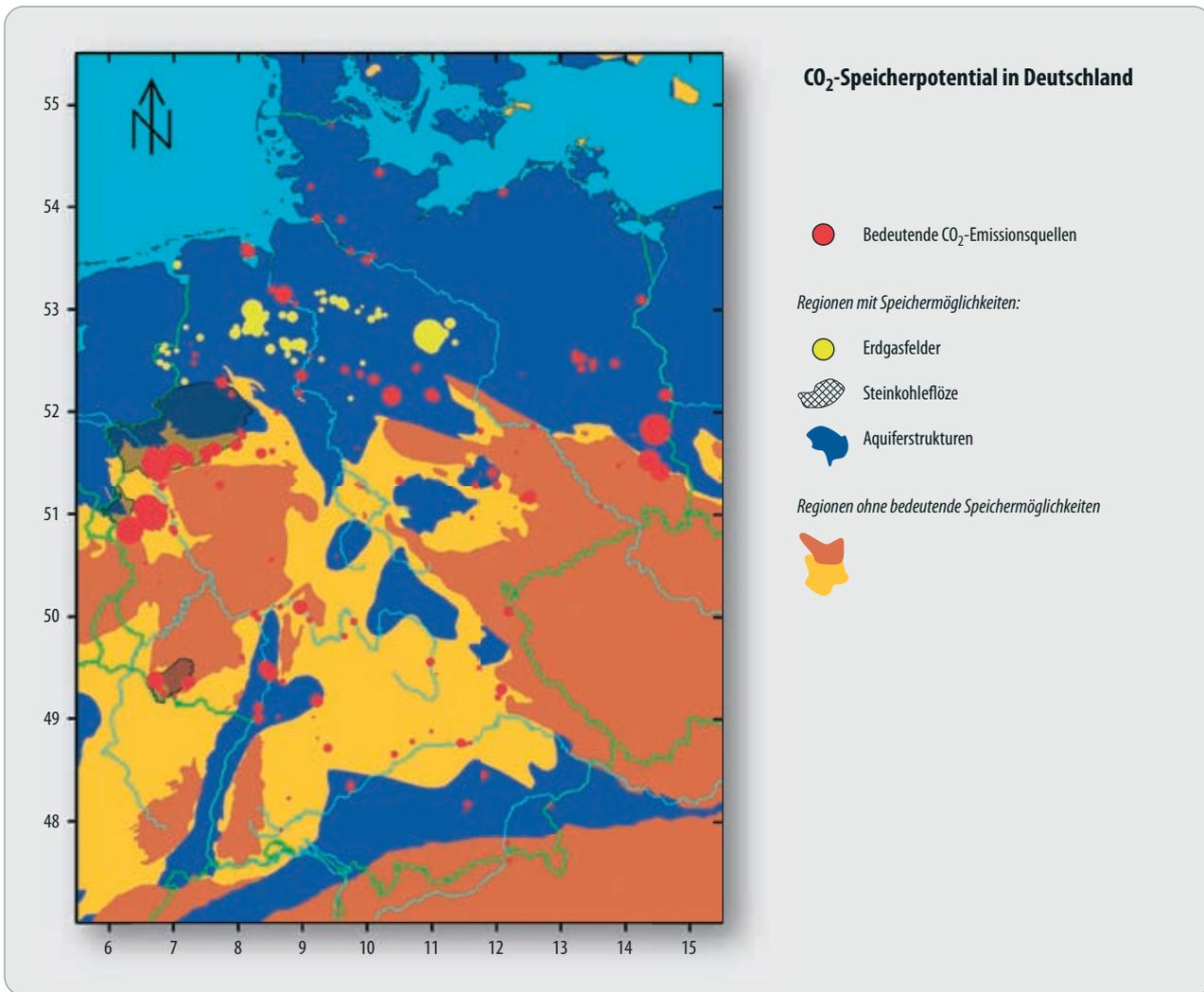


Abbildung 10:
CO₂-Speicherpotenzial in
Deutschland und dessen
geografische Verteilung
(Quelle: BGR)

e. Bisherige Erfahrungen mit CCS

Bisher liegen in verschiedenen Ländern großtechnische Erfahrungen mit der Speicherung von CO₂ vor. In den USA wird bereits seit den 1970er Jahren CO₂ zur verbesserten Ölförderung in Öllagerstätten verpresst. Jährlich werden dort etwa 35 Mio. t CO₂ gespeichert, die Verteilung erfolgt über ein Pipeline-Netz von rund 3 000 km Länge. Auch im Weyburn-Ölfeld in Kanada dient CO₂ seit dem Jahr 2000 dem Enhanced Oil Recovery (EOR). Das CO₂ stammt aus einer Vergasungsanlage aus North-Dakota (USA), es wird über ein Pipeline-System angeliefert und verbleibt nach der Verpressung im entleerten Ölfeld (jährlich werden rund 1,8 Mio. t CO₂ eingespeichert, die gesamte Speichermenge soll ca. 20 Mio. t CO₂ betragen).

Langjährige Praxis ist die Speicherung von CO₂ auch in Norwegen. Dort wird seit 1996, nicht zuletzt ausgelöst durch die Einführung einer CO₂-Steuer, im Slepner-Erdgasfeld (offshore) CO₂ abgetrennt und jährlich rund 1 Mio. t CO₂ in ein Salzwasser führendes Aquifer über einem Erdgasfeld eingespeichert. Auch für das bei der Erdgasgewinnung mitgeförderte CO₂



aus dem norwegischen Snohvit-Gasfeld wird seit 2006 ein Aquifer als Speicherort genutzt. In Algerien wird seit 2004 (In-Salah-Gasfeld) das bei der Erdgas-Förderung anfallende CO₂ in ein bereits entleertes Gasfeld eingespeichert. Der Speicher soll insgesamt 17 Mio. t CO₂ aufnehmen, die jährliche Speicherrate beträgt 1,2 Mio. t.

Zahlreiche weitere Projekte (vor allem Demonstrations- und Forschungsprojekte) zu CCS befinden sich in der Planung und werden in den kommenden 10 bis 20 Jahren eine entscheidende Rolle für die Weiterentwicklung dieser Technologien spielen. Sie werden zeigen, ob CCS die notwendigen technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Bedingungen erfüllen und welche Rolle CCS im Energiesystem national und international spielen kann.

Abbildung 11: Erfahrungen mit CO₂-Transport und Speicherung in den USA/Kanada (nach IPCC 2005)

4 Technische, wirtschaftliche und ökologische Erfolgsvoraussetzungen für CCS

Das Kapitel 4 beschreibt die technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Ausgangsvoraussetzungen (die notwendigen Erfolgsfaktoren) für die Umsetzung von CCS in der Praxis. Es zeigt, wie CCS in die bestehenden Systeme eingebunden werden kann, aber auch, welche Fragen für die Umsetzung von CCS noch zu beantworten sind.

a. Langzeitstabilität der Lagerung

Zur sicheren Speicherung von Kohlendioxid sollten nur solche Reservoirs ausgewählt werden, die durch geeignete Deckschichten überlagert werden. Nur so würde durch Leckagen (Bruchstellen im Gestein o. ä.) aufsteigendes CO₂ durch multiple Barrieren aufgehalten bzw. abgefangen werden können. Günstige Voraussetzungen für eine stabile Speicherung ergeben sich in solchen geologischen Formationen, die man als stratigraphische und strukturelle Falle bezeichnet (Fall A in [Abbildung 12](#)). Das injizierte CO₂ wird dabei vertikal und lateral von der Abdichtformation umschlossen. Liegt nur eine stratigraphische Falle vor, kann sich das injizierte CO₂ prinzipiell unterhalb der Abdichtformation lateral bewegen.

Neben der Anlagerung des CO₂ in den Porenräumen durch Kapillarkräfte (strukturelle und stratigraphische Anlagerung) sorgen auf der Zeitachse noch verschiedene andere Prozesse dafür, dass das CO₂ in der Speicherstätte verbleiben kann. Ein Teil des CO₂ löst sich im salzhaltigen Porenwasser. Damit kommt es nicht mehr als eigenständige Phase vor und kann aufgrund der fehlenden statischen Auftriebskräfte nicht ausgetrieben werden. Im nächsten Schritt werden spezifische Ionen gebildet und langfristig kann es zu einer Mineralisierung (Karbonatbildung) zumindest von Teilen des CO₂ kommen. Durch die Mineralisierung erfolgt ein dauerhafter Einschluss des CO₂, allerdings kann dieser Prozess 1 000 und mehr Jahre dauern und auch nur Teile des CO₂ erfassen.

In der Praxis erfordert die Auswahl geeigneter Speicherstätten eine spezifische Risikoanalyse und ein Risikomanagement. Im Rahmen der Risikoanalyse ist eine Identifizierung, Klassifizierung und Bewertung aller möglichen Faktoren notwendig, die die Sicherheit des Speichers beeinflussen können. Über Szenarien wird eingeschätzt, welche möglichen

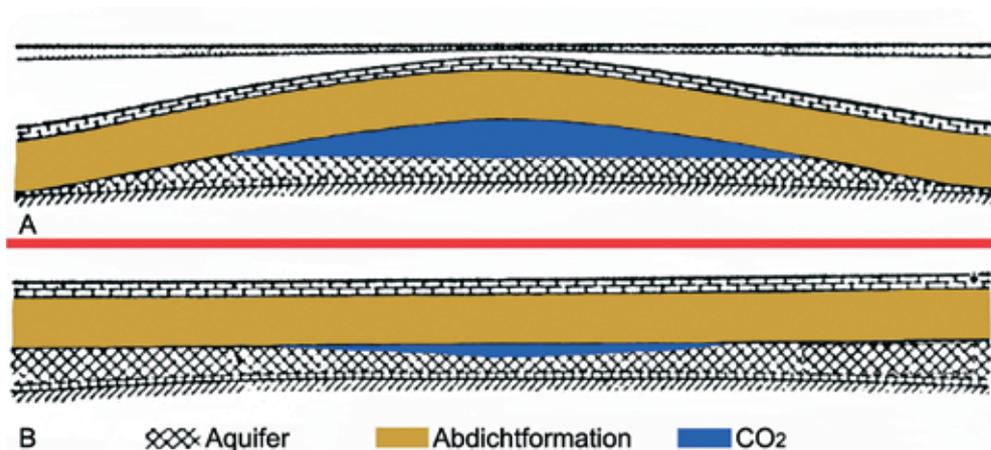


Abbildung 12:
Geologische Voraussetzungen für eine stabile Speicherung Fall A: Stratigraphische und Strukturelle Falle, Fall B: Stratigraphische Falle (Quelle: Wuppertal Institut/ Geologischer Dienst 2006)

Ereignisse auftreten können, die zu Leckagen führen würden. Die Risikoeinschätzung arbeitet dabei soweit es geht mit deterministischen Ansätzen. Aufgrund von Unsicherheiten in Bezug auf verschiedene Parameter (z.B. Permeabilität der Strukturen) erfolgen aber auch probabilistische Abschätzungen. Das Risikomanagement nimmt die Ergebnisse der Risikoanalyse auf und versucht sie z.B. im Rahmen der sorgfältigen Auswahl von Speicherstandorten und vorbereitenden Maßnahmen zur Verringerung der Leckagerisiken zu übersetzen.

Geht man von einer entsprechenden Selektion der Speicherstätten aus, wird nach Schätzungen des IPCC der Prozentsatz der in der Speicherstätte verbleibenden CO₂-Menge nach 100 Jahren höchstwahrscheinlich noch 99 Prozent betragen (IPCC 2005). Selbst nach 1000 Jahren sei der Verbleib von 99 Prozent des eingespeicherten CO₂ noch als wahrscheinlich zu betrachten. Das IPCC verwendet dabei für den Begriff „höchstwahrscheinlich“ eine Wahrscheinlichkeitsrate zwischen 90 und 99 Prozent und für „wahrscheinlich“ von 66 und 90 Prozent. Das Umweltbundesamt plädiert in seiner kritischen Auseinandersetzung mit CCS dafür, dass eine maximale jährliche Leckagerate von 0,01 Prozent nicht überschritten wird. Dies bedeutet rein rechnerisch, dass nach 1000 Jahren noch 90,5 Prozent des einst eingespeicherten CO₂ im Speicher verblieben sind (UBA 2006).

b. Ökonomische Tragfähigkeit

CCS hat sich kostenseitig mit anderen Klimaschutzoptionen zu messen. Heute ist der Verfahrensschritt der CO₂-Abtrennung innerhalb der CCS-Prozesskette der kostenbestimmende Faktor. Eine Auswertung von 17 Fallstudien aus sieben europäischen Ländern im Rahmen des GESTCO-Projektes* ergibt für die Abtrennung einen Kostenanteil von über 60 Prozent an den über alle Betrachtungsfälle gemittelten durchschnittlichen Gesamtkosten von 54 EUR/tCO₂ (Abbildung 13). Für einige Sonderfälle in chemisch-industriellen Anwendungen – insbesondere bei der Ammoniak- und Wasserstoffproduktion – können die Abtrennungskosten deutlich niedriger liegen.

Insgesamt ist die Bandbreite bei den CO₂-Vermeidungskosten durch CCS aufgrund der verschiedenartigen Anwendungsfälle und nach wie vor bestehenden Unsicherheiten sehr groß, wie auch die Abschätzung der IEA in Tabelle 4 anschaulich illustriert: Während bei einigen EOR-Projekten Nettoerlöse von bis zu 40 EUR/tCO₂ durch CO₂-Sequestrierung erzielt werden können, müssen bei ungünstigeren Konstellationen (z.B. kleinere Nicht-EOR-Projekte mit großer Transportentfernung) möglicherweise bis zu 100 EUR/tCO₂ investiert werden.

* Untersucht wurden sechs verschiedene Anlagentypen (Erdgas-GuD, Steinkohle-Kraftwerk, H₂-Produktion, Erdgas-Kraftwerk, Öl-Raffinerie, NH₃-Produktion) für vier verschiedene Produkte (Strom, Öl, NH₃, H₂) mit drei verschiedenen Abscheideverfahren (Post-Combustion, Pre-Combustion, reine CO₂-Quellen) und drei verschiedene Speicheroptionen (Aquifer, Öl-/Gasfelder, Kohleflöze).

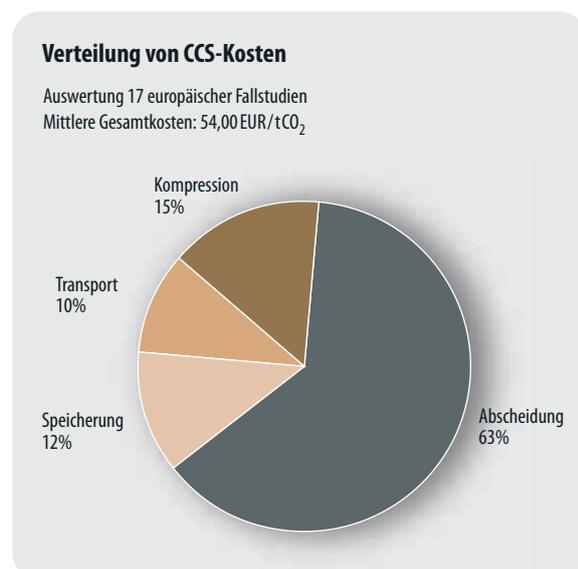


Abbildung 13: Verteilung der durchschnittlichen CCS-Kosten für Abscheidung, Kompression, Transport und Speicherung aus dem GESTCO-Projekt (nach GESTCO 2004)

Tabelle 4:

Bandbreite der CO₂-Vermeidungskosten
(Quelle: IEA 2004)

	Kosten [US\$/t CO ₂]	Unsicherheiten
CO ₂ -Abtrennung (inkl. Verdichtung)	5 – 50 (heute) 5 – 30 (zukünftig)	Untere Schätzung für reine Gasströme, die nur komprimiert werden müssen; obere Schätzung für chem. Rauchgaswäsche in GuD-Kraftwerken
CO ₂ -Transport	2 – 20	Abhängig von Transportkapazität und Entfernung
CO ₂ -Speicherung	2 – 50	Untere Schätzung für Aquiferspeicher im Megatonnen-Bereich; obere Schätzung für bestimmte ECBM-Projekte
CO ₂ -EOR (onshore)	-55 – 0	Potenzielle Erlöse bei EOR-Projekten
Summe	-46 – 120	

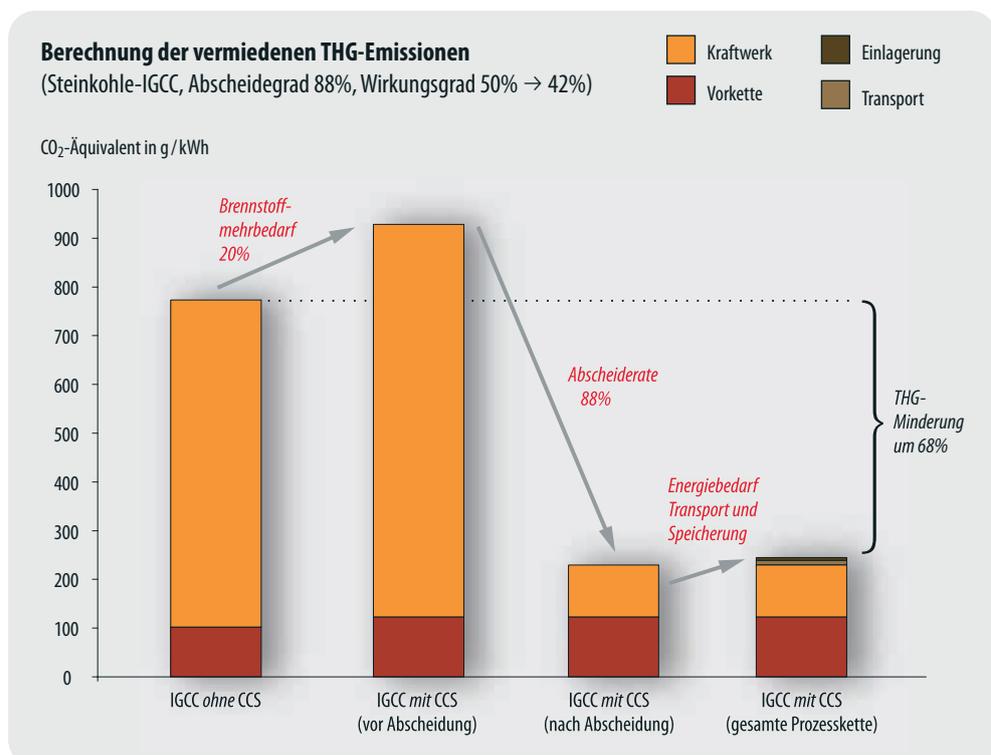
Ziel verschiedener Forschungs-, Demonstrations- und Pilotvorhaben ist es, die Kosten deutlich zu reduzieren, damit CCS eine konkurrenzfähige Klimaschutzoption werden kann. Für den Bereich der Stromerzeugung werden seitens der Industrie für die gesamte Prozesskette aus diesem Grund maximale Zusatzkosten (d.h. inkl. Transport und Speicherung) von 20 EUR/tCO₂ angestrebt.

c. Ökologische Verträglichkeit

Hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit ist jenseits der potenziellen Gefahren durch die Freisetzung von CO₂ in erster Linie auf den hohen Energieeigenbedarf der CO₂-Abscheidung hinzuweisen. Hiermit ist eine signifikante Wirkungsgradminderung verbunden, die im

Abbildung 14:

Treibhausgasminderung und verbleibende Emissionen bei der CO₂-Abtrennung und Speicherung in CO₂-Äquivalenten (nach Wuppertal Institut et al. 2007)



Kraftwerksbereich 8 bis 10 Prozentpunkte und mehr betragen kann (dies ist gleichbedeutend mit einer Erhöhung des Brennstoffbedarfs um bis zu 30 Prozent). Aus diesem Grund macht die CO₂-Abscheidung nur in solchen Kraftwerken Sinn, die über einen hohen Ausgangswirkungsgrad verfügen. Über technologische Verbesserungen muss es zudem Ziel sein, den Eigenbedarf für die Abscheidung und die damit verbundenen Umweltwirkungen so weit es geht zu reduzieren.

Abbildung 14 zeigt zusammenfassend, welche Abscheideraten im Rahmen einer Gesamtbetrachtung durch CCS am Beispiel eines modernen Steinkohlekraftwerkes über die gesamte Prozesskette betrachtet erzielt werden können. Geht man von derzeit typischen CO₂-Abscheideraten am Kraftwerk von 88 Prozent aus, ermittelt sich über die gesamte Prozesskette betrachtet (inkl. vorgelagerte Prozesskette) ein CO₂-Reduktionspotenzial von 78 Prozent. Vor diesem Hintergrund ist die Bezeichnung „CO₂-freies“ Kraftwerk irreführend; treffender ist die Bezeichnung „CO₂-arm“, selbst wenn in der Zukunft der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann. Bezieht man das gesamte Portfolio der Treibhausgasemissionen in die Betrachtung ein (d.h. insbesondere CH₄, das als Grubengas während der Kohleförderung freigesetzt wird) ermittelt sich für das betrachtete Beispiel ein Reduktionspotenzial von 68 Prozent.

d. Systemkompatibilität

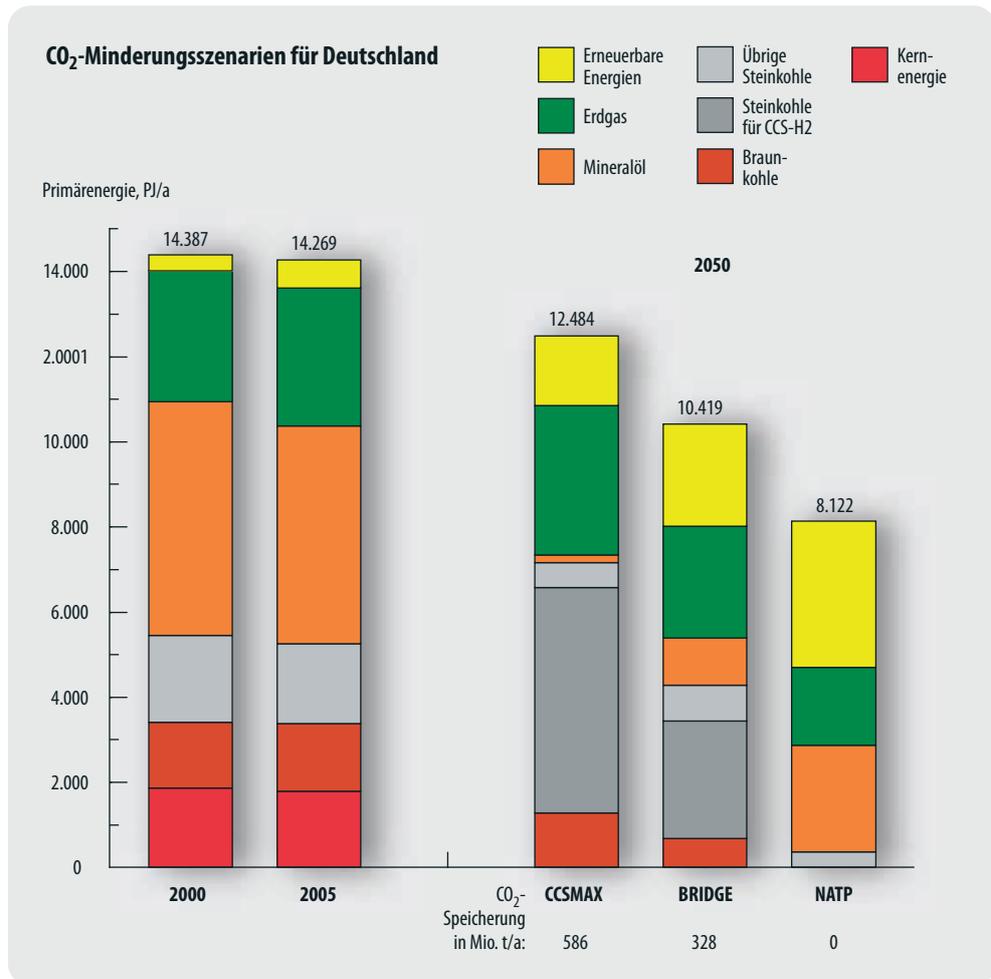
Die Entscheidung über die Umsetzung von CCS hängt neben technischen und ökonomischen Fragestellungen sowie institutionellen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen auch von strukturellen Aspekten ab. Wesentliche Ausgangsvoraussetzungen für die Einführung sind die Systemkompatibilität und die Passform zu anderen Klimaschutzstrategien. Direkte negative Wechselwirkungen, sieht man von einer potenziellen Nutzungskonkurrenz zur Tiefengeothermie ab, scheint es aus heutiger Sicht zu anderen Klimaschutzstrategien kaum zu geben. Für einige strategische Klimaschutzfelder bleibt CCS als ergänzende Optionen außen vor. Dies gilt vor allem für den Ausbau der dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung. Andere Klimaschutzstrategien wie die Effizienzsteigerung oder der Ausbau erneuerbarer Energien könnten sogar an zusätzlicher Attraktivität gewinnen, erhöht CCS doch die Kosten der fossilen Energienutzung signifikant. Aus dem Blickwinkel des Klimaschutzes lässt CCS erstmalig einen Kostenvergleich „auf nahezu gleicher Augenhöhe“ zu, indem die Kosten für CO₂ vollständig eingepreist werden. Schließlich kann CCS auch mit anderen Klimaschutzstrategien direkt kombiniert werden, so z.B. mit der Biomassevergasung, und dort zu einer doppelten Dividende beitragen.

e. Brückenfunktion von CCS

Vorliegende Szenarioanalysen für Deutschland zeigen, dass CCS unter Einbeziehung engagierter Klimaschutzziele heute in erster Linie eine Brückenfunktion für den Übergang in eine durch erneuerbare Energien geprägte Energiewirtschaft zukommen könnte. Unstrittig scheint, dass aufgrund der begrenzten fossilen Energieträger (bei CCS kommt noch ein Brennstoffmehrbedarf hinzu) aber auch der begrenzten CO₂-Speicherpotenziale auf lange Sicht nur die erneuerbaren Energien im Verbund mit einer deutlich effizienteren Nutzung von Energie die Basis einer nachhaltigen Energieversorgung bilden können. CCS könnte aber eine wertvolle technologische Zusatzoption sein, wenn sich herausstellt, dass sich der Ausbau erneuerbarer Energien verzögert und auch die Umsetzung der quantitativ hohen und volkswirtschaftlich in weiten Teilen rentablen Energieeinsparoptionen aufgrund von Widerständen und Hemmnissen bei den gegebenen Akteurskonstellationen und damit verbundenen Interessenlagen nicht wie gewünscht umsetzen lassen. In **Abbildung 15** ist ein derartiges Szenario (Szenario BRIDGE) dargestellt. Im Verhältnis zum Szenario NATP kommt es

Abbildung 15:

CO₂-Minderungsszenarien
(Ziel: 80 Prozent Minderung
gegenüber dem Jahr 1990
bis 2050) für Deutschland
(Wuppertal Institut et al.
2007)



mit einem geringeren Ausbautempo bei der Nutzung erneuerbarer Energien aus und erfordert auch eine geringere Ausschöpfungsrate der Energieeinsparpotenziale. Im Verhältnis zu einer maximal auf CCS setzenden Strategie (Szenario CCSMAX) muss deutlich weniger CO₂ gespeichert werden, was eine Umsetzung in der Praxis realistischer erscheinen lässt (im Jahr 2050 sind dies 328 respektive 586 Mio. t CO₂/a).

Für die systemanalytische Bewertung von CCS ist zu berücksichtigen, dass die Abtrennungstechnologie großmaßstäblich für Kraftwerke erst nach 2020 zur Verfügung stehen dürfte. Angesichts des in diesem Zeitraum in Deutschland bereits umzusetzenden Kraftwerk-ersatzprogramms sind neben der integrierten Neubauplanung eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung auch die Möglichkeiten der Nachrüstung (ggf. auch nur von Teilströmen des Rauchgases) sorgfältig zu analysieren und in die heutige Investitionsentscheidung so weit es geht mit einzubeziehen (Auslegungsmöglichkeiten als „capture ready“-Kraftwerk). Energiewirtschaftlich macht eine Nachrüstung aufgrund des stark steigenden Eigenbedarfs nur bei solchen Kraftwerken Sinn, die über einen hinreichenden Wirkungsgrad verfügen. CCS ist insofern immer in Kombination mit höchsten Anstrengungen zu sehen, den Gesamtwirkungsgrad der Anlagen zu steigern.

Jenseits der Überlegungen für Deutschland zeigt ein einfacher Blick auf China die mögliche Bedeutung von CCS für den globalen Maßstab. Auch hier kann CCS eine Brückenfunktion zukommen. Nach derzeitigen Planungen werden in China nach Angaben der IEA jedes Jahr 20 bis 25 GW an Kohlekraftwerksleistung zugebaut (IEA 2004). Dies entspricht rund drei Viertel der überhaupt in Deutschland in Steinkohlekraftwerken installierten Leistung.

5 Institutionelle Rahmenbedingungen für die CCS-Technologien

CCS ist eine neue Technologie, auf die bislang noch keine institutionellen Rahmenbedingungen zugeschnitten sind. Unter institutionellen Rahmenbedingungen sind hierbei sowohl rechtliche Aspekte als auch regulatorische Bedingungen zu verstehen. Von besonderer Bedeutung, nicht zuletzt für die Akzeptanz, sind klare Regelungen bezüglich einer langfristigen Haftung für die mit der Speicherung verbundenen Risiken. Schließlich sind hinreichende wirtschaftliche Anreize notwendig, um CCS marktfähig umsetzen zu können. Hierbei spielt die Einbindung von CCS in die Kyoto-Instrumente eine besondere Rolle. Für die Investoren ist neben der wirtschaftlichen Perspektive die Rechtssicherheit eine immannente Voraussetzung für ihren Entscheidungsprozess.

a. Generelle rechtliche Rahmenbedingungen

Die Anforderungen an die Regulierung sind vielfältig und in der Zusammenschau im nachfolgenden **Kasten** zusammengefasst. Auf einige spezielle Aspekte wird anschließend detaillierter eingegangen. Rechtliche Fragen müssen zwangsläufig die Struktur des verfassten Staatensystems spiegeln. Klarstellungen sind daher auf den drei Ebenen international, regional (z.B. EU) und national notwendig, und das zueinander komplementär und unter Berücksichtigung der in verschiedenen Regionen und Nationalstaaten in aller Regel unterschiedlichen Zusammenhänge.

Für die Diskussion von Regulierungserfordernissen ist mit Blick auf die CCS-Technologien zwischen den einzelnen Prozessschritten Abtrennung, Transport und Speicherung zu unterscheiden. Für die rechtliche Bewertung (z.B. Abfall- oder Bergrecht) entscheidend

Ziele für die Regulierung

- Klare rechtliche Einordnung der verschiedenen Prozessschritte.
- Konsistenz und Kompatibilität zwischen dem internationalen und jeweiligen nationalen Rechtsrahmen.
- Kriterien für die Auswahl geeigneter Speicher.
- Planungs- und Rechtssicherheit für alle Beteiligten, indem die Verpflichtungen (inkl. Haftungsfragen) und Rechte klar und transparent geregelt sind.
- Beteiligung der relevanten Akteure bei der Festlegung des Regulierungsprozesses im Rahmen eines geeigneten Konsultationsverfahrens.
- Einschluss von Verfahren der Risikoeinschätzung und des Risikomanagements in den Genehmigungsprozess.
- Monitoring und Reporting über alle Prozessstufen (CO₂-Abtrennung, Transport, Speicherung) in Übereinstimmung mit den für CCS-spezifischen „2006 IPCC Guidelines on Greenhouse Gas Inventories“ für einen (z.B. für das Emissionshandelssystem) hinreichenden Zeitraum.

sind dabei bereits die gewählten Begrifflichkeiten. So kann es sehr unterschiedliche rechtliche Einordnungen zur Folge haben, je nachdem ob man von Lagerung, Ablagerung oder Deponierung spricht. Gleichmaßen gilt dies für die Wahrnehmung der Technologie in der Öffentlichkeit, die sich sehr stark auch an den mit der rechtlichen Einordnung verbundenen Begrifflichkeiten und Analogien orientiert. Entsprechend folgt die Literatur zu Regulierungsfragen erheblich unterschiedlichen Sichtweisen, die durch die Begriffswahl bestimmt sind. Lagerung z.B. bietet an, grundsätzlich davon auszugehen, dass das Abfallrecht keine Rolle spielt, während Deponierung das genaue Gegenteil intendiert. Im Einzelnen sind mit Blick auf CCS die folgenden Rechtsgebiete betroffen bzw. ist CCS unter Beachtung der in diesen Gebieten aufgestellten Schutzregeln zu entwickeln.

- Die *Abtrennung/Abscheidung* unterliegt in erster Linie nationalem Recht, in Deutschland im Wesentlichen dem Immissionsschutzrecht – das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren hat konzentrierende Wirkung und bezieht andere Schutzgüter bzw. Rechtsgebiete (Bodenschutz-, Wasser-, Abfall-, Naturschutz- und Umweltverträglichkeitsrecht) ein. Eine grundsätzliche Anpassung des Immissionsschutzrechtes scheint mit Blick auf die eigentliche Abtrennanlage als Nebeneinrichtung des Kraftwerksprozesses aus heutiger Sicht nicht notwendig. Ungeklärt hingegen ist die Frage, wie das Produkt der Abtrennung, das CO₂, einzuordnen ist – als Abfall, Nebenprodukt oder als Emission. Heute gültige Regelwerke kennen zum Teil keine passende Kategorie für das aus dem Rauchgas abgeschiedene CO₂. So umfasst beispielsweise das Abfallrecht keine gasförmigen Stoffe, die nicht in Behältnissen (z.B. in Fässern) gelagert werden. Rechtssicherheit ist diesbezüglich für alle Akteure wichtig.
- Beim *Transport* gabeln sich die Rechtsgebiete in Abhängigkeit davon, ob die endgültige Lagerung in Deutschland oder auf anderweitigem Territorium (insbesondere unterhalb des Meeresbodens) vorgesehen und dementsprechend Schiffstransporte zur logistischen Kette zu rechnen sind. Für die Anwendung des Transportrechts ist wiederum die Klärung wichtig, ob eine abfallrechtliche Einordnung des abgeschiedenen CO₂ (und seiner Begleitgase) erfolgt.
- Im Bereich der *Speicherung* ist die Einlagerung unter dem Meeresboden hinsichtlich der betroffenen bzw. einschlägigen Rechtsgebiete vergleichsweise gut studiert. Es geht um die UN-Seerechtskonvention (UNCLOS), die Londoner Konvention (zur Lagerung von Abfall in und unter der Tiefsee), die OSPAR-Konvention (zum Schutz des Meeres im Nordost-Atlantik) sowie HELCOM (dasselbe im Ostseegebiet). Auf der letzten Sitzung der Vertragsstaaten der London Konvention Ende 2006 wurde die Einbeziehung von CO₂ beschlossen (IEA 2006). Notwendig sind noch spezifische Bestimmungen über die erforderliche Reinheit des CO₂. Auch im Rahmen der OSPAR-Konvention sind Gespräche über die Einbeziehung von CCS bereits weit fortgeschritten. Hingewiesen sei in diesem Zusammenhang noch auf eine dringend notwendige Regelung. Das bisherige Verfahren unterstellt regelmäßig seriöse Absichten der Betreiber, ohne zu bemerken, dass dem Tun unseriöser Betreiber Vorschub geleistet wird, wenn man die Geltung des Abfallrechts versucht in Abrede zu stellen. Die offensichtliche Missbrauchsmöglichkeit besteht nämlich darin, eine CO₂-Emission auf nationalstaatlichem Territorium zu vermeiden, indem man es abscheidet, es dann auf internationales Territorium verbringt und es dort in die Atmosphäre entlässt, ohne dass es einem Völkerrechtssubjekt als Emission zuzurechnen wäre – völlig in Übereinstimmung mit den Regeln der UNFCCC.

Bei der Speicherung auf nationalem Hoheitsgebiet (in Deutschland) ist aufgrund der prinzipiellen Vergleichbarkeit mit der Erdgasspeicherung (auch wenn die Zwecke der Einspeicherung unterschiedlich sind: bei der Erdgasspeicherung ist die spätere Wiederverwendung das Ziel, bei der CO₂-Speicherung die möglichst dauerhaft sichere Lagerung) vor allem das Bergrecht zu betrachten. Dies muss aber wiederum je nach Einordnung des CO₂ im Zusammenspiel mit dem oder auch im Spannungsverhältnis zum Abfall- und Immissionsschutzrecht erfolgen. Aber auch Wasser- (bei Einleitung in Aquifere) und Bodenschutzrecht sind einschlägig.

b. Spezifische haftungsrechtliche Fragen

Der transparenten, nachvollziehbaren Klärung haftungsrechtlicher Fragen kommt vor allem mit Blick auf die Akzeptanz der CO₂-Speicherung eine entscheidende Bedeutung zu. Grundsätzlich ist der Betreiber für auftretende Gefahren und Schäden seiner Aktivitäten (also hier die Speicherung des CO₂ und die durch das CO₂ danach ausgehenden Gefahren) verantwortlich. Wie weit diese Verantwortung für den Zeitraum nach dem Ende der Einspeicherung reicht, ist derzeit aber ungeklärt. Eine dauerhafte Verantwortung ist schon aus praktischen Gründen nicht möglich, so dass letztendlich keine Alternative zu einer Staatshaftung besteht. Allerdings bedarf es dazu einer geeigneten Form einer privaten Risikovorsorge, um die potenziellen Lasten für den Staat so gering wie möglich zu halten. Die Entscheidung zwischen der Dauer der privatrechtlichen Haftung und des Zeitpunktes der Übernahme der Verantwortung durch die Allgemeinheit muss pragmatisch getroffen werden. Vorliegenden Vorschlägen zufolge könnte dies ein Zeitraum von 30 Jahren nach der Stilllegung sein (Öko-Institut 2007).

Haftungsregelungen sind nicht nur für die nationale Ebene notwendig, sondern auch im internationalen Kontext, soweit eine grenzüberschreitende Verbringung des CO₂ erfolgt. Die Verantwortlichkeiten müssen dabei in den bereits angesprochenen Vereinbarungen geregelt werden.

Neben der rechtlichen Regelung von Haftungsfragen sind auch andere Vorschläge in der Diskussion, etwa durch die Herausgabe von Bonds starke monetäre Anreize für eine sorgfältige Auswahl des Speichers zu setzen (Edenhofer 2004). Gleichmaßen gilt dies auch für die Bildung von Rückstellungen, wobei hier zum Beispiel Analogieschlüsse zum Braunkohlebergbau (Rückstellungen für eine Rückbildung der Abbaustätten) gezogen werden.

c. CCS und Kyoto-Instrumente

Für die Umsetzung von CCS in der Praxis ist von entscheidender Bedeutung, inwieweit aus den vorliegenden Klimaschutzabkommen oder unter Zuhilfenahme der bestehenden nationalen und internationalen Mechanismen hinreichende wirtschaftliche Anreize entstehen. Dabei kommt insbesondere dem Europäischen Emissionshandelssystem und dem Clean Development Mechanism (CDM)* eine zentrale Bedeutung zu. Letzterer ist insofern entscheidend, als dass hierüber gerade diejenigen Länder mit stark steigenden CO₂-Emissionen wie China und Indien adressiert werden können.

EU-Emissionshandelssystem (EU ETS)

Das Europäische Emissionshandelssystem ist fokussiert auf große CO₂-emittierende Feuerungsanlagen. Wird einer solchen Feuerungsanlage in Zukunft eine CO₂-Abscheidung nachgeschaltet, so emittiert die Anlage in der Folge deutlich weniger CO₂ in die Atmosphäre. Man könnte also meinen, CCS sei gleichsam automatisch in das EU-Emissionshandelssystem integriert. Ein Bedarf zur Anpassung des Regulationssystems Emissionshandel bestehe daher nicht.

Real aber werden die CO₂-Emissionen von Feuerungsanlagen nicht gemessen. In Wirklichkeit ist die Feststellung der Emissionen von CO₂ auf eine indirekte Weise operationalisiert und in den Monitoring Guidelines unter der UNFCCC festgeschrieben worden. Damit sind sie wiederum leitend für das Monitoring auf unteren staatlichen Ebenen: Es wird der einer Feuerungsanlage zugeführte Brennstoff festgestellt und auf dieser Basis werden die Emissionen bei der Verbrennung unter der Annahme errechnet, dass jeglicher Kohlenstoff im Brennstoff oxidiert und in die Atmosphäre, wie üblich, entlassen wird.

* Unter CDM versteht man eine projektförmig durchgeführte Treibhausgasminderungsmaßnahme in einem bisher nicht (nach Kyoto-Protokoll) zur Treibhausgasminderung verpflichteten Staat durch einen verpflichteten Staat (oder einem Unternehmen aus diesem Staat), wobei sich letzterer die erreichten Minderungen ganz oder teilweise anrechnen lassen kann.

Festlegungen zu CCS im Rahmen der IPCC Guidelines

Für das System der Feststellung von Treibhausgasemissionen von jeweiligen Staatsgebieten aus ist das IPCC verantwortlich. Es normiert das Berichtsverfahren der Vertragsstaaten in seinen sog. Monitoring Guidelines. Das IPCC hat im April 2006 in Port Louis (Mauritius) die zweite Revision dieser Guidelines verabschiedet, unter dem Titel „2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“ (IPCC 2006). Darin ist die Behandlung von CCS enthalten (Volume 2, Chapter 5).^{*} Wesentliche Strukturentscheidungen sind also gefallen – sie werden die Berichtssysteme untergeordneter Gebietskörperschaften wie der EU prägen.

Strukturell war zwischen zwei Optionen zu entscheiden: CCS gemäß dem „Quellen“-Ansatz zu bilanzieren oder nach dem „Senken“-Ansatz. Letzterer hätte bedeutet, die Deponierung von CO₂ in Analogie zur Behandlung von biologischen Senken zu normieren. Das IPCC hat sich für den „Quellen“-Ansatz entschieden. Die drei Prozessschritte werden als eigenständige (potenzielle) Quellen angesehen, wie auch der Herstellung von Treibstoff in einer Raffinerie nicht die Emissionen bei der Rohölförderung und dem -transport zur Raffinerie zugeschrieben werden.

Der spezifische und problematische Punkt ist die Deponierung. Hierzu hat der IPCC entschieden, zunächst lediglich die „geologische Deponierung“ vorzusehen. Davon sind vier Arten vorgesehen:

- CO₂-Speicherung in salinaren Aquiferen,
- CCS in Verbindung mit Enhanced Oil Recovery (EOR),
- Enhanced Gas Recovery (EGR),
- Enhanced Coal-Bed Methane Recovery (ECBM).

Darüber hinaus hat der IPCC entschieden, dass aktuelle Emissionen aus der Lagerstätte festzustellen und zu berichten seien. Die Guidelines geben relative klare Hinweise darauf, wie dies erfolgen könnte. Für weitere Informationen vgl. www.ipcc-nggip.iges.or.jp.

Wird in das so gestaltete Bilanzierungssystem eine CO₂-Abscheidetechnologie eingeführt, dann steht diese quer zu der bislang leitenden Grundphilosophie zur Bestimmung der CO₂-Emissionen. Der Prozess, diese veränderten Bilanzierungsbedingungen herbeizuführen, ist auf IPCC-Ebene mit der Entwicklung entsprechender Guidelines vollzogen worden (vgl. **Kasten** oben). Die EU-Kommission ist in der Vorbereitung einer CCS-Direktive, die Mitte 2007 fertiggestellt werden soll. Diese umfasst auch den Vorschlag von der jeweils autorisierten Behörde, so genannte „Site Permissions“ für Lagerstätten ausstellen zu lassen, die dann erst eine Beteiligung am Emissionshandel ermöglichen würden.

Es geht in der Diskussion nicht allein um die Korrektur der nun als Bruttowerte erkannten Emissionswerte an der Feuerungsanlage, also dem Teil der CCS-Prozesskette, an dem eine Abscheidung stattfindet. Hinzu kommen die weiteren Prozessschritte Transport und endgültige Lagerung, die nun zu neuen (potenziellen) Emittenten werden und die in das Monitoringsystem als mögliche Quellen aufgenommen werden müssen. Mit Blick auf die vom IPCC verabschiedeten Guidelines muss entschieden werden, ob Emissionen aus diesen Elementen als (qua CCS virtuell verbundenem) Teil der ursprünglich emittierenden Anlage geführt werden sollen oder als völlig unabhängige, isolierte Produktionsprozesse. In der bisherigen Systematik des EU-Emissionshandels wird zwischen großen Punktquellen (als Teilnehmer des EU-Emissionshandelsystems Emission Trade System (ETS)) und den übrigen diversen kleineren Quellen regulatorisch unterschieden. Zusätzlich zu lösen sind zudem alle Probleme, die sich bei grenzüberschreitender Verbringung des abgeschiedenen CO₂ (mit Begleitgasen) ergeben.

* Download:

www.ipcc-nggip.iges.or.jp

Clean Development Mechanism & Joint Implementation

Ob CCS geeignet ist, als CDM-Projekt zulässig zu sein, befindet sich in der Phase der Prüfung. Ein erster „Testballon“ ist beim Executive Board des CDM anhängig gemacht worden, so dass dieser einen Anlass hatte, die zuständigen Gremien, d.h. die Vertragsstaatenkonferenz (COP/MOP*), mit der Frage zu befassen. Die zuständige Arbeitsgruppe hat dies daraufhin in Montreal (2005) thematisiert und veranlasst, dass dazu ein Workshop (Mai 2006) mit Beteiligung der Mitgliedstaaten durchgeführt wurde. Das Ergebnis dieser Veranstaltung lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Der Projekttyp CCS wirft eine Reihe methodischer, politischer und rechtlicher Probleme auf, beispielsweise die Definition der Projektgrenzen, die Behandlung von Leckagen, die Dauerhaftigkeit der Speicherung sowie die Frage, wer nach Ablauf des Kreditierungszeitraums die Verantwortung für die Speicherung trägt. Wie CCS grundsätzlich in den CDM eingebunden werden kann, ist von der Internationalen Energieagentur in einem aktuellen Report beschrieben worden (IEA 2007).

Die EU, Kanada, China, Indien, Japan, Südafrika und besonders die OPEC-Staaten befürworteten die Nutzung von CCS im Rahmen des CDM ausdrücklich. Die EU und einige weitere Staaten verwiesen auch auf die noch ungeklärten Probleme, die vor der Nutzung zu lösen seien. Die LDCs (Least Developed Countries), die *Alliance of Small Island States* (AOSIS) und Brasilien meldeten erhebliche Bedenken hinsichtlich der Eignung und Ausgereiftheit von CCS an. Die Delegierten einigten sich auf einen weiteren zweijährigen Verhandlungsprozess beim wissenschaftlichen Beratungsorgan (*Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice*, SBSTA). Die COP/MOP 4 (2008) soll abschließend eine Entscheidung über CCS treffen.

Neben der skizzierten, eher technisch methodologisch geführten Diskussion besteht noch eine zweite, eher generelle Debatte. Hier wird gefragt, inwiefern der CDM überhaupt adäquat ist für die CCS-Technologien, da er als Mechanismus speziell für die Unterstützung eher kleinerer Projekte eingeführt worden ist.

d. Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Meinungsbildung gegenüber CCS steht in der öffentlichen Diskussion noch am Anfang. Bisher sind diese Technologielinien nur den wenigsten überhaupt bekannt, so dass eine Positionierung bisher im Wesentlichen auf der Ebene der Multiplikatoren erfolgt. Auf dieser Ebene ist der Einsatz von CCS in Deutschland durchaus umstritten. Vor allem die Umweltverbände äußern zum Teil massive Bedenken, während Politik und Industrie CCS eher positiv gegenüberstehen. Die Umweltverbände setzen primär auf den verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien und die signifikante Erhöhung der Energieeffizienz als die Klimaschutzstrategie der Wahl. Sie sehen die prinzipielle Gefahr, dass von CCS die erforderliche Dynamik in den Bereichen erneuerbare Energien und Energieeffizienz gestoppt werden könnte. Von den meisten Verbänden wird aber keine grundsätzlich ablehnende Haltung formuliert, sondern die potenzielle Brückenfunktion von CCS gesehen, die Umsetzung aber an konkrete Bedingungen geknüpft (z.B. keine Speicherung von CO₂ im Ozean, hohe Sicherheitsmaßstäbe bei der Speicherung und transparentes unabhängiges Monitoring, geklärte Haftungsfragen).

Bei der Umsetzung von CCS wird es entscheidend darauf ankommen, die unterschiedlichen gesellschaftlichen Gruppen möglichst umfassend und frühzeitig in den weiteren Prozess einzubinden. Dabei ist zwischen den potenziell direkt betroffenen Akteuren und der Allgemeinheit zu unterscheiden. Einer sachlichen, objektiven und möglichst von unabhängigen Akteuren (mit-)getragenen Informationspolitik kommt diesbezüglich eine entscheidende Bedeutung zu. Erfahrungen aus den laufenden Forschungs- und Demonstrationsvorhaben können genutzt werden, insbesondere mit Blick auf die Frage, wie die komplexen Zusammenhänge an die Öffentlichkeit transportiert werden können.

* COP (Konferenz der Vertragsstaaten), MOP (Konferenz der Unterzeichnerstaaten): Nach Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls werden die regelmäßigen Treffen als COP/MOP bezeichnet.

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Begrenzung der globalen Temperaturerhöhung auf ein tolerables Maß erfordert rasches Handeln. Notwendig ist eine deutliche Trendumkehr, zunächst ein Stoppen des weiteren Anstiegs der Treibhausgasemissionen gefolgt von einer dann deutlichen Reduzierung der jährlichen Emissionen. Dem Energiesektor kommt durch das bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzte Klimagas CO₂ eine besondere Bedeutung zu.

Mit der CO₂-Abtrennung und Speicherung (CCS) befindet sich eine Technologielinie in der Entwicklung, die ergänzend zu einem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und einer verstärkten Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale möglicherweise einen signifikanten Beitrag zur Verringerung der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten könnte. Dies gilt aufgrund der in der Regel mit einer verstärkten Nutzung von fossilen Energieträgern verbundenen Wachstumsprozesse, vor allem weltweit betrachtet. Auch wenn die globalen Speicherpotenziale nach heutigen Kenntnissen durchaus beachtlich sind, sind die dauerhaften Lagermöglichkeiten doch grundsätzlich begrenzt. Eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems ist mit der CO₂-Speicherung daher nicht zu erreichen, ihr kann aber eine wichtige Brückenfunktion zukommen.

Die Technologielinie ist nicht grundsätzlich neu. Erfahrungen mit der Abtrennung von CO₂ liegen aus der chemischen Industrie vor und auch Transport und Speicherung von CO₂ wird an verschiedenen Stellen seit mehreren Jahren praktiziert. Für die großtechnische Umsetzung von CCS sind gleichwohl noch zahlreiche Fragen zu klären. Dabei sind sowohl technische als auch logistische Aspekte zu berücksichtigen, das Langzeitverhalten von CO₂ in den verschiedenen Speicherstrukturen zu untersuchen, aber insbesondere auch ein entsprechender institutioneller Rahmen zu schaffen. Letzteres umfasst zunächst die generelle Einbindung von CCS in den nationalen und internationalen Rechtsrahmen, die Klärung und transparente Regelung von Haftungsfragen mit erheblicher Bedeutung für die öffentliche Akzeptanz, die Regelung von Monitoring und Reportingfragen entsprechend bestehender oder zu entwickelnder internationaler Richtlinien (IPCC Greenhouse Gas Inventory Guidelines) und nicht zuletzt die Schaffung wirtschaftlicher Anreize für die Umsetzung von CCS durch die Einbindung in die Kyoto-Instrumente oder vergleichbarer Mechanismen.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- CEC (2007): Commission Staff Working Document, Accompanying document to the Communication from the Commission to the Council, the European Parliament, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Limiting Global Climate Change to 2 degrees Celsius. The way ahead for 2020 and beyond. Impact Assessment, Brussels 10 January 2007
- ECOFYS (2004): Hendriks, C.; Graus, W.; van Bergen, F.: Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht, 2004 (<http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf>)
- Edenhofer et al. (2004): Edenhofer, O.; Held, H.; Bauer, N.: A Regulatory Framework for Carbon Capturing and Sequestration within the Post-Kyoto Process. In: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilbooy (Hrsg.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme
- European Council (2007): Schlussfolgerungen der Tagung des Europäischen Rates vom 8. und 9. März 2007, Dokument 7224/07, Brüssel, 2007
- Fischedick et al. (2006): Fischedick M.; Günster W.; Fahlenkamp H.; Meier H.-J.; Neumann E.; Oeljeklaus G.; Rode H.; Schimkat A.; Beigel J.; Schüwer D.: CO₂-Abtrennung im Kraftwerk. Ist eine Nachrüstung sinnvoll? VGB PowerTech 4/2006 S. 1–10
- GESTCO (2004): Christensen, N.; Holloway, S.: Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel. The GESTCO project, Summary Report to the European Commission, Brüssel, 2004
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007): Climate Change 2007: Working Group I, Summary for Policy Makers, 2007
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2007): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, www.ipcc-nggip.iges.or.jp
- Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) (2005): Special Report Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005
- International Energy Agency (IEA) (2004): Report – Energy Technology Analysis: Prospects for CO₂ Capture and Storage, Paris, 2004
- International Energy Agency (IEA) (2006): World Energy Outlook 2006, Paris, 2006
- International Energy Agency (IEA) (2006): Good News for CO₂ Storage under the Seabed, in: IEA Greenhouse Issues, Dezember 2006
- International Energy Agency (IEA) (2007): Carbon Dioxide Capture and Storage in the Clean Development Mechanism, Revolving CDM Methodology Issues, IEA Greenhouse Gas Research & Demonstration Programm, zur Veröffentlichung im Frühjahr 2007 vorgesehener Report
- May, F.; Müller, Chr.; Bernstone, Chr. (2005): How much CO₂ can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany? In: VGB PowerTech 6/2005
- Meinshausen, Malte (2006): What does a 2 °C target mean for greenhouse gas concentrations? A brief analysis based on multi-gas emission pathways and several climate sensitivity uncertainty estimates. In Schellnhuber, H. J.; Cramer, W.; Nakicenovic, N.; Wigley, T.; Yohe, G. (Hrsg.): Avoiding Dangerous Climate Change. Cambridge, NY: Cambridge University Press, 265–279
- Öko-Institut (2007): CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken, Hintergrundpapier zum Workshop des TAB, Berlin, Januar 2007
- Schlattmann, Christian (2006): Anforderungen an den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland, Masterarbeit Fern-Uni Hagen, Fraunhofer UMSICHT
- Umweltbundesamt (UBA) (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung. Mögliche Auswirkungen, Potenziale und Anforderungen, Berlin

Wuppertal Institut et al. (2006): Wuppertal Institut, Geologischer Dienst NRW: CO₂-Abtrennung und -Verwendung: Bewertung von Chancen und Risiken aus der Sicht des Landes Nordrhein-Westfalen, Studie im Auftrag des Wirtschaftsministeriums NRW Wuppertal, 2006

Wuppertal Institut et al. (2007): RECCS – Strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), im Auftrag des Bundesumweltministeriums (BMU), Berlin, 2007, www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/38826

Linkliste zum Thema CCS

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): www.ipcc.ch

Datenbank der internationalen Energieagentur (IEA) zu weltweiten CCS-Projekten:
www.co2captureandstorage.info/

Europäisches Forschungsnetzwerk zur CO₂-Sequestrierung: www.co2net.com/home/index.asp

Projektinformation zum ersten deutschen Speicherprojekt in Ketzin: www.co2sink.org

Statement des Umweltbundesamtes (UBA) zu CCS:
www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-k/3074.pdf

Materialien zum Thema CCS vom Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie:
www.wupperinst.org/ccs

GEOTECHNOLOGIEN (geowissenschaftliches Forschungs- und Entwicklungsprogramm, vom BMBF und der DFG gefördert): www.geotechnologien.de/forschung/forsch2.11.html

Vom Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) initiiertes CO₂-Reduktions-Technologien-Forschungskonzept: www.cooretec.de

CCS-Technologie Plattform der EU: www.zero-emissionplatform.eu/website

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSKF), eine internationale Klimaschutz-Initiative:
www.cslforum.org

