



WBGU

WISSENSCHAFTLICHER BEIRAT DER BUNDESREGIERUNG
GLOBALE UMWELTVERÄNDERUNGEN

materialien

Christiane Plötz:

**Sequestrierung von CO₂:
Technologien, Potenziale, Kosten
und Umweltauswirkungen**

**Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003
"Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit"**

Berlin, Heidelberg 2003

Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003

"Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit"

Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag

ISBN 3-540-40160-1

Verfügbar als Volltext im Internet unter http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003.html

Autorin: Dipl.-Geoökol. Christiane Ploetz

Titel: Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen

Düsseldorf: VDI-Technologiezentrum – Abteilung zukünftige Technologien Consulting, 2002

Veröffentlicht als Volltext im Internet unter http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex07.pdf

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen
Geschäftsstelle
Reichpietschufer 60–62, 8. OG.
10785 Berlin

Telefon (030) 263948 0
Fax (030) 263948 50
E-Mail wbgu@wbgu.de
Internet <http://www.wbgu.de>

Alle WBGU-Gutachten können von der Internetwebsite <http://www.wbgu.de> in deutscher und englischer Sprache herunter geladen werden.



Sequestrierung von CO₂ – Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen

Expertise im Auftrag des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU)

Durchführung: VDI Technologiezentrum
Christiane Ploetz
Abteilung: Zukünftige Technologien Consulting

Graf-Recke-Str. 84
40239 Düsseldorf

Düsseldorf, Mai 2002

1	Einführung.....	2
2	Technologien.....	2
2.1	Abscheidung.....	2
2.2	Transport und Lagerung in geologischen Formationen.....	6
2.2.1	Transport	6
2.2.2	Lagerung.....	8
2.3	Speicherung im Ozean	14
3	Ausblick	18
4	Forschungsbedarf.....	20
5	Literatur	20

1 Einführung

Seit den siebziger Jahren wird neben den Maßnahmen zur Energieeinsparung und der Energieerzeugung aus nicht-fossilen Energiequellen auch noch eine dritte Möglichkeit als Option zur Reduktion des atmosphärischen CO₂-Gehalts diskutiert: die Rückhaltung und anschließende Speicherung des bei der fossilen Energieerzeugung anfallenden CO₂.

Grob gesprochen sind dazu drei Schritte notwendig:

- Abscheidung des CO₂ vor oder nach dem Verbrennungsprozess
- Umwandlung und Transport in geeignete Lagerstätten
- dauerhafte Einlagerung in geeignete Speicherformationen

Im Folgenden werden die derzeit erforschten Verfahren, ihre Potenziale, die mit ihrem Einsatz verbundenen Kosten sowie die möglichen (Umwelt)folgen dieser Technologien näher beschrieben.

2 Technologien

2.1 Abscheidung

Die Abscheidung des anfallenden CO₂ erfolgt bevorzugt an punktförmigen Emissionsquellen von CO₂ wie Kohle- und Gas-Kraftwerken, Zementwerken, Stahlwerken und Ö raffinerien. Aber auch der Einsatz an diffusen Quellen wie Brennstoffzellen ist technisch machbar. Grundsätzlich lassen sich zwei Prozesstypen unterscheiden:

- die der Verbrennung nachgeschaltete Rauchgaswäsche, bei der CO₂ mittels Ab- oder Adsorption, Membranen oder Destillationsverfahren aus dem Rauchgasstrom entfernt wird. Die Effizienz dieses Verfahrens kann durch die Aufkonzentration des CO₂ im Rauchgasstrom durch Verbrennung in reinem Sauerstoff anstelle von Luft erhöht werden, allerdings erfordert die Sauerstoffgewinnung einen hohen Energieeinsatz.
- die dem Verbrennungsprozess vorgeschaltete Abscheidung, bei der zunächst aus Kohle oder Erdgas durch Kohlevergasung bzw. Dampfreformierung ein wasserstoffreiches Synthesegas erzeugt wird, aus dem das CO₂ vor dem eigentlichen Verbrennungsprozess entfernt wird.

Reichle et al. (1999) und Ormedrod (1994) geben einen Überblick über die gängigsten Verfahren:

Chemische und Physikalische Absorption

Bei diesen Absorptionsverfahren wird CO₂ im Anschluss an den Verbrennungsprozess mittels eines Absorbers entfernt. Es entsteht ein schwach gebundenes Intermediärprodukt, das durch Erhitzen wieder aufgebrochen wird und einen reinen CO₂-Gasstrom erzeugt. Durch das kurzzeitige Erhitzen wird der Absorber wieder regeneriert und das CO₂ kann als Reingasstrom zur Verflüssigung etc. weitergeleitet werden.

Bei hohen Partialdrücken von CO₂ erfolgt die physikalische Absorption an Lösemittel wie Selexol (Dimethylether des Polyethylenglycols) oder Rectisol (kaltes Methanol).

Bei mittleren und niedrigen Partialdrücken erfolgt die chemische Absorption an basische Lösungsmittel (hauptsächlich Amine wie Monoethanolamin (MEA), Diglykolamin, Diethanolamin (DEA) und Methyl-diethanolamin (MDEA) oder heiße Kaliumcarbonatlösung). Das gängigste und erprobteste Verfah-

ren ist derzeit die Abscheidung des CO₂ aus dem Rauchgasstrom mit MEA (Monoethanolamin). Amine werden durch Verunreinigungen im Rauchgas wie z.B. feste Partikel, SO₂, NO_x und Sauerstoff geschädigt – die Reinigung des Gasstroms von solchen Verunreinigungen ist daher Voraussetzung für die Abscheidung durch Amine (Hendricks (1994)).

Physikalische und chemische Adsorption

Bei diesem Verfahren wird das CO₂ selektiv aus dem Rauchgasstrom an Festkörpern mit großer Oberfläche adsorbiert, z.B. an Zeolithen, Aluminium- oder Silicagelen oder aktiviertem Kohlenstoff. Die Regeneration des Adsorbers erfolgt über Druck- und Temperaturänderungen im Reaktionsbehälter.

Niedertemperatur-Destillation

Durch Niedertemperaturdestillation wird CO₂ aus hochkonzentrierten Quellen mit über 90% CO₂-Anteil (z.B. Gasförderung) verflüssigt. Der Vorteil dieser Technik ist, dass die Abscheidung und die Vorbereitung und Verdichtung für den anschließenden Transport in einem Schritt erfolgen. Nachteile dieses Verfahrens sind der relativ hohe Energieaufwand und die Tatsache, dass vor der Destillation Störstoffe mit Gefrierpunkten oberhalb der von CO₂ zunächst abgetrennt werden müssen, um ein Reinstprodukt zu erhalten.

Gasabscheidung an Membranen

Der Rauchgasstrom passiert eine Membran, die das CO₂ vom restlichen Gas abtrennt. Verschiedene organische und anorganische Membrantypen werden erforscht, z.B. organische Polymere, Palladium, Zeolithe. Probleme bei diesem Verfahren ergeben sich zum einen aus der mangelnden Selektivität der Membranen sowie aus der Tatsache, dass die Membranen durch aggressive Substanzen im Rauchgasstrom angegriffen und daher häufig ausgetauscht werden müssen. Die Effizienz der Abscheidung liegt bei diesem Verfahren bei etwa 80%.

Mineralisation und Biomineralisation

Bei diesen Verfahren wird das abgeschiedene CO₂ gleich zu einem Produkt, z.B. Kalk weiterverarbeitet. CO₂ reagiert mit CaO (Branntkalk) zu Kalk (CaCO₃). Das entstehende Kalkmaterial könnte dann als Baustoff verwendet werden. Dabei ist zu beachten, dass Branntkalk durch das „Brennen“ von geogenem Kalk hergestellt wird, einem Prozess, bei dem pro erzeugtem Molekül CaO ein Molekül CO₂ freigesetzt wird. Bezogen auf die gesamte Produktlinie wäre der CO₂-Gewinn damit gleich null bzw. negativ, da der Energieaufwand für die Branntkalkherstellung noch mit berechnet werden müsste. Eine Besonderheit der Mineralisation stellt der durch Elektrolyse im Meerwasser induzierte Aufbau fester Strukturen aus Kalk dar, der z.B. zur künstlichen Riffbildung genutzt werden könnte (Eickenbusch et al. 1995). Dieses Verfahren ist jedoch nicht an Kraftwerke gebunden, sondern nutzt im Wasser gelöstes Hydrogencarbonat.

Wirkungsgrad der CO₂-Abscheidung

Durch die CO₂-Abscheidung wird in Kraftwerken der Wirkungsgrad verringert. Ursachen dafür sind z.B. der reduzierte Volumenstrom durch die Gasturbine nach Entfernung des CO₂, der die Turbinenleistung verringert, sowie der Energieaufwand für die Regeneration von Absorptions-, Trenn- und Lö-

semitteln (ferner für deren Herstellung bzw. Entsorgung). Je nach Prozessfamilie verringert sich der Wirkungsgrad verschiedener Anlagen um 7 bis 14 Prozentpunkte bei einer CO₂-Rückhaltung von 85 – 100% (s. Tab. 1). Die Wirkungsgradeinbußen werden dabei berechnet, indem ein Kraftwerk mit CO₂-Abscheidungsprozess mit einem Referenzkraftwerk ohne CO₂-Abscheidung verglichen wird. Hendricks und Turkenburg (1997) gehen von einem zusätzlichen Primärenergieeinsatz von 20 – 40% aus, der für die CO₂-Abscheidung in einem Kraftwerk aufgewendet werden muss; bei Gas-/Dampfturbinen-Kombiprozessen mit integrierter Kohlevergasung reduziert sich dieser Mehraufwand auf weniger als 15%.

Tab. 1: Effizienz der CO₂-Rückhaltung und Wirkungsgradeinbuße bei unterschiedlichen Abscheidungsverfahren. Quelle: Göttlicher (1999)

Prozessfamilie	Effizienz der CO₂-Rückhaltung [%]	Wirkungsgradeinbuße [%]
CO ₂ -Abtrennung aus Synthesegasen nach CO-Umwandlung (aus Kohlevergasung oder Dampfreformierung von Erdgas)	90	7 – 11
CO ₂ -Aufkonzentration im Abgas (meistens durch Verbrennung in einer Atmosphäre aus Sauerstoff und rezirkuliertem Rauchgas)	Nahezu 100	7 - 11
CO ₂ -Abtrennung aus Rauchgasen	k.A.	11 - 14
Kohlenstoffabtrennung vor der Verbrennung	k.A.	18
CO ₂ -Rückhaltung in Kraftwerken mit Brennstoffzellen	k.A.	6 - 9

Herzog et al. (1997) geben für verschiedene Kraftwerkstypen die aktuelle und die künftige Reduktion der Kraftwerksleistung („energy penalty“) durch CO₂-Sequestrierung für verschiedene Kraftwerkstypen an (Tab. 2), wobei jedoch unklar ist, welcher Zeithorizont mit „künftig“ beschrieben wird. Dabei sind die Zahlen nicht mit denen von Göttlicher (1999) vergleichbar, da dieser die absolute und nicht die relative Wirkungsgradeinbuße angibt. Bei Herzog et al. (1997) bedeutet z.B. eine Reduktion der elektrischen Kraftwerksleistung von 500 MWe (ohne CO₂-Sequestrierung) auf 400 MWe eine Leistungsverminderung von 20%.

Tab. 2: heutige und künftige Reduktion der Kraftwerksleistung durch CO₂-Sequestrierung. Quelle: Herzog et al. (1997)

Kraftwerkstyp	heutige Leistungsreduktion [%]	künftige Leistungsreduktion [%]
Konventionelles Kohlekraftwerk	27 – 37	15
Gaskraftwerk	15 – 25	10 – 11
Verbessertes Kohlekraftwerk	13 – 17	9

Kosten

Die Kosten für die Abscheidung des CO₂ einschließlich der Komprimierung (Verflüssigung) für den Transport machen etwa drei Viertel der Gesamtkosten der Speicherung im Ozean oder geologischen

Formationen aus (Reichle et al. 1999, Grimston et al 2001). Sie sind daher der entscheidende kostenbestimmende Schritt der CO₂-Sequestrierung. Die Kosten liegen je nach Autor zwischen 75 und 250 € pro Tonne C (vgl. Tab. 3).

Tab. 3: Kosten der CO₂-Abscheidung

Technik	Kosten [€/ tC]	Quelle
nicht spezifiziert	75 - 150	Göttlicher (1999)
Standard-Kraftwerk	100 - 250	Hendricks und Turkenburg (1997)
Gas-/Dampfturbinenkombiprozess mit integrierter Kohlevergasung (IGCC)	<100	Hendricks und Turkenburg (1997)

Göttlicher schließt aus diesen Kosten, dass die CO₂-Sequestrierung im Vergleich zu anderen Methoden erst ab globalen Reduktionszielen über 10% interessant wird. Grimston et al. (2001) weisen darauf hin, dass der Trend in Europa und den USA hin zu kleinen, dezentralen Kraftwerken einen negativen Einfluss auf das Potenzial der CO₂-Sequestrierung haben könnte, da bei kleinen Anlagen die Kosten für die Investition und den Betrieb der Abscheidungsanlagen vergleichsweise höher sind.

Potenziale (2020, 2050)

Abschätzungen zu künftigen Potenzialen der CO₂-Sequestrierung beziehen sich derzeit v.a. auf die Kapazität möglicher Speicher (vgl. Kap. 2.2) und nicht auf die Kapazitäten der technischen Sequestrierung. Diese dürfte in Zukunft weniger durch die technische Machbarkeit als durch die Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen CO₂-Minderungsstrategien und gesellschaftliche sowie die politische Akzeptanz bestimmt sein (vgl. Kap. 3).

Bisherige Potenzialabschätzungen finden sich in nationalen Forschungsprogrammen, in denen mittel- und langfristige Ziele formuliert werden, die jedoch nicht in jedem Fall auf abgesicherten Daten beruhen, sondern als forschungspolitische Ziele zu sehen sind. Diese beziehen sich vor allem auf die Kostenreduktionen und leiten daraus den notwendigen Forschungsbedarf ab. So nennt das Federal Energy Technology Center der USA (FETC) in ihrem Forschungsprogramm zur CO₂-Sequestrierung das Ziel, die Kosten für die CO₂-Sequestrierung um den Faktor 10 bis 30 bis zum Jahr 2015 zu senken. Ab 2050 sollen etwa die Hälfte der erforderlichen Emissionsreduktionen (bezogen auf ein 550 ppmv-Stabilisierungsszenario) durch CO₂-Sequestrierung erzielt werden.

Die bislang hohen Wirkungsgradverluste („energy penalty“), die sich auch hemmend auf den Einsatz der Technologie auswirken, könnten durch künftige Forschungsarbeiten reduziert werden. Wichtige Ansatzpunkte dafür sind nach Herzog et al (1997) eine generelle Erhöhung der Kraftwerkseffizienz, eine Reduktion des Energieaufwands für die Abscheidungstechniken und die Integration des Abscheidungsprozesses im Kraftwerk.

Mögliche Umweltwirkungen der Abscheidungstechnologien

Die Abscheidung von CO₂ erfordert bei den eingesetzten Verfahren einen zusätzlichen Mehraufwand an Primärenergie, der derzeit hauptsächlich durch fossile Energien bereitgestellt wird und damit zur Emission von Treibhausgasen führt. Da die Verwendung bestimmter Sorptionsmittel (z.B. Amine) eine relativ hohe Reinheit des Abgasstroms erfordert, könnte sich dies insgesamt positiv auf die Schadstoffemissionen aus Verbrennungsprozessen auswirken. Es ist jedoch zu beachten, dass die CO₂-Sequestrierung eine end-of-pipe-Technologie ist, bei der große Abfallmengen – in diesem Fall CO₂ bzw. ein daraus erzeugtes Produkt – anfallen würden, die anschließend transportiert und entsorgt bzw. gelagert werden müssen (Kap. 2.2.2). Es gibt zwar verschiedene Möglichkeiten, CO₂ z.B. in Form von überkritischem CO₂ als Löse- und Reinigungsmittel oder als chemischer Baustein für die Chemikaliensynthese, z.B. von Polycarbonaten, zu verwenden (Eickenbusch et al. 1995). Der Markt für eine kommerzielle Verwendung von CO₂ wird jedoch als relativ gering eingeschätzt (IPCC WG III 2001, Eckaus et al. 1997), so dass als Hauptoption für die weitere Verwendung die Lagerung des sequestrierten CO₂ gesehen wird.

2.2 Transport und Lagerung in geologischen Formationen

2.2.1 Transport

Nur in den seltensten Fällen kann CO₂ direkt am Ort der Sequestrierung gelagert werden. Um zu geeigneten Lagerstätten zu gelangen, muss es daher zunächst transportiert werden. Die Art und Weise des Transports hängt wesentlich von der zurückzulegenden Strecke ab. Grundsätzlich stehen folgende Techniken zur Verfügung (Grimston et al 2001, Fujioka et al. 1997):

Transport in Rohren und Pipelines für die direkte Injektion von CO₂ am Ort der Abscheidung. Diese Technik wird z.B. verwendet, wenn bei der Gasförderung CO₂ anfällt und direkt wieder in die Speicherformation injiziert wird. Der Vorteil dieser Technik ist, dass praktisch keine direkten Transportkosten anfallen.

Wenn keine Möglichkeit besteht, das abgeschiedene CO₂ direkt an Ort und Stelle zu lagern, muss es zu den geologischen oder marinen „Lagerstätten“ transportiert werden. Dies kann im gasförmigen (Minimum: 80 bar Druck), im flüssigen (90 – 120 bar), im superkritischen oder im festen Zustand (Trockeneis) erfolgen. Beim Pipeline-Transport muss in regelmäßigen Abständen das Gas neu komprimiert werden, um einen Druckabfall in der Gasleitung zu vermeiden. Auch die direkte Injektion von CO₂ in den Ozean (direkt am Ort der Abscheidung oder nach Transport über Land bzw. mit Schiffen) kann über Pipelines erfolgen, deren Auslassöffnung in entsprechenden Meerestiefen mündet (vgl. Kap. 2.3). Für den Transport über eine Distanz von mehreren zehn bis hundert Kilometern bietet sich der Transport als superkritisches Fluid in Pipelines an (Grimston et al 2001).

Bei Distanzen über 300 km von der Küste entfernt stellt nach Grimston et al. (2001) der Transport von Trockeneis bzw. superkritischem Fluid die kostengünstigere Variante im Vergleich zum Pipeline-Transport dar. Die Herstellung von Trockeneis ist jedoch ein energieintensiver Prozess.

Kosten

Die Kosten für den Transport in Pipelines werden maßgeblich durch die Faktoren Transportstrecke, Durchflussrate und Druck des zu transportierenden CO₂ (Hendriks et al. 2000) bestimmt. Generell gilt, dass der Transport in größeren Pipelines kostengünstiger ist (Tab. 4, Adams et al. 1999).

Tab 4: Kosten für verschiedene Speicheroptionen und verschiedene Pipeline-Größen (Adams et al. 1999):

Speichermethode	Ozean	Aquifere	Gasreservoir
Durchmesser (mm)	864	406	400
Kosten [\$/ t C * 100 km]	2,5	3,6	3,6

Fujioka et al (1997) vergleichen die Kosten für Ozeandeposition in Abhängigkeit von der Verflüssigungstechnik für das sequestrierte CO₂ und von der Transporttechnologie (Tab. 5). Die niedrigsten Kosten weist der Transport von verflüssigtem CO₂ in einer Pipeline auf, wobei das CO₂ in 1000 bis 2000 m Tiefe unter dem Meeresspiegel von einer landbürtigen Station aus injiziert wird. Pro Kilometer Pipeline sind nach Herzog et al (1997) etwa 1 – 3 \$ pro Tonne CO₂ (3,6 – 10 \$ pro t C) pro 100 km Pipeline zu veranschlagen. Henricks und Turkenburg (1997) gehen von Kosten von 3 – 10 Euro¹ /tC pro 100 km Pipeline aus.

Tab. 5: Kosten für Verflüssigung und Transport für die CO₂-Einleitung in das Meer (Fujioka et al. (1997))

Technik	Kosten [\$/t CO ₂]	Kosten [\$/t C]
Pipeline vom Land ins Meer	90	331
Injektion von flüssigem CO ₂ aus einem Tanker via Pipeline zum Meeresgrund	100	368
Verteilung von flüssigem CO ₂ im Meer (Tanker)	100	368
Trockeneis aus einem Schiff	180	662
Reinjektion von CO ₂ aus ozeanbasiertem Wärmetauscherkraftwerk (OTEC) ²	120	441

Risiken / Umweltwirkungen

Das Thema Transport ist in der derzeit verfügbaren Literatur zur CO₂-Sequestrierung schwach repräsentiert und wird vorrangig unter dem Kostenaspekt diskutiert. Ein mögliches Risiko beim Transport wäre z.B. das Auftreten von Leckagen, bei denen größere Mengen des (konzentrierten) Treibhausgases

¹ In der Original-Publikation noch in ECU beziffert; Umrechnungsfaktor annähernd 1:1

² OTEC-Kraftwerke beruhen auf dem Prinzip eines Wärmetauschers: warmes Oberflächenwasser erhitzt eine bei niedrigen Temperaturen kochende Flüssigkeit (z.B. Freon), die in Gas umgewandelt wird, eine Turbine antreibt und dann mittels kühlem Tiefenwasser wieder kondensiert wird. Erste Pilotanlagen sind im Pazifik, z.B. vor Hawaii installiert (50 kW). In dem von Fujioka berechneten Kostenbeispiel wird an diese Anlage eine Elektrolyse angeschlossen, durch die (aus?) Wasserstoff und CO₂ erzeugt werden; das CO₂ wird wieder ins Meer rückinjiziert.

freigesetzt werden könnten und damit zum einen das Treibhausgas wieder in die Atmosphäre gelangen ließen sowie bei größeren Unfällen ein Risiko für Lebewesen in der näheren Umgebung darstellen. Dieses Risiko ließe sich jedoch aufgrund der bestehenden Erfahrungen mit Erdgasleitungen und aus dem Transport von CO₂ im Rahmen von bestehenden Verfahren zur verstärkten Öl- und Gasförderung (EOR, vgl. Kap. 2.2.2) abschätzen (Holloway 1997). Aus bestehenden Studien zum Transport von CO₂ geht nicht hervor, ob bei der Berechnung der Pipelinekosten die gleichen Sicherheitsstandards zugrundegelegt werden wie bei Gasleitungen. Die Union of Concerned Scientists (2001b) erwähnen auch die Umweltfolgen, die durch den Pipelinebau selbst entstehen würden – insbesondere, wenn dieser in ökologisch sensiblen Gebieten stattfindet.

2.2.2 Lagerung

Ziel der CO₂-Sequestrierung ist es, das Treibhausgas für möglichst lange Zeiträume der Atmosphäre zu entziehen. Dazu muss das CO₂ nach der Abscheidung an Stellen gelagert werden, die vom Kontakt mit der Atmosphäre isoliert werden können. Als Speicheroptionen kommen neben der Speicherung im Meer (vgl. 2.3) verschiedene geologische Formationen wie Salzstöcke, tiefe Kohleflöze, ausgeförderte Gas- und Ölfelder sowie tiefe saline Aquifere und Grundwasserspeicher in Frage. Die Eignung dieser Speichertypen wird derzeit in dem europäischen Forschungsprojekt GESTCO (European Potential for Geological Storage of CO₂ from Fossil Fuel Combustion) untersucht. Das Projekt soll Ende August 2002 abgeschlossen werden.

Herzog et al. (1997) haben die verschiedenen geologischen Speicheroptionen qualitativ verglichen (Tab. 6).

Tab 6: Qualitativer Vergleich verschiedener geologischer Speicheroptionen (Herzog et al. 1997)

Speicheroption	Relative Kapazität	Relative Kosten	Speicherintegrität	Technische Machbarkeit
Aktive Ölquellen (EOR)	klein	sehr niedrig	gut	hoch
Tiefe Kohleflöze	unbekannt	niedrig	unbekannt	unbekannt
Erschöpfte Öl- und Gasreservoir	mäßig	niedrig	gut	hoch
Tiefe Aquifere	groß	unbekannt	unbekannt	unbekannt
Kavernen / Salzstöcke	groß	sehr hoch	gut	hoch

Für Deutschland sehen Gerling und May (2001) die Speicherung in Gasfeldern unter Berücksichtigung der Speicherkapazitäten, der Speichersicherheit und der technischen Erfahrungen als die günstigste Option an. Tiefe saline Aquifere bieten aufgrund ihrer potenziell großen Kapazität und weiten Verbreitung ebenfalls interessante Möglichkeiten, allerdings ist hier noch weiterer Forschungsbedarf vorhanden, um die Speicherstrukturen genau zu charakterisieren und zu kartieren.

Salzstöcke, stillgelegte Salzbergwerke

Der Abbau von Kalisalzen hinterlässt Hohlräume im Gestein, die meist von nahezu gasundurchlässigen Steinsalzen umgeben sind. CO₂ würde hier unter Druck im gasförmigen Zustand eingelagert werden. Solche ehemaligen Lagerstätten werden bereits als Erdgasspeicher verwendet (Gerling und May 2001). In Deutschland sind zwei solcher stillgelegter Kalibergwerke vorhanden, die nicht für eine andere Nutzung vorgesehen sind. Es besteht jedoch eine Nutzungskonkurrenz mit der Einlagerung fester Stoffe mit hohem Gesundheits- und Umweltgefährdungspotenzial. Die Tauglichkeit und das Potenzial dieser Speichertyps wird derzeit im Rahmen des europäischen Forschungsprojekts GESTCO untersucht. Der Vorteil dieser Speicheroption ist, dass diese Salzstöcke sehr dicht und sicher wären. Der Nachteil besteht darin, dass z.B. in Deutschland nur geringe Kapazitäten vorhanden sind.

Stillgelegte Kohlebergwerke

Stillgelegte Kohlebergwerke sind vor allem deshalb als Speicheroption attraktiv, weil sie sich historisch bedingt meist in der Nähe großer Emittenten wie Kraftwerke oder Stahlwerke befinden und daher die Transportkosten minimiert werden könnten. Praktisch gibt es jedoch eine Reihe von Gründen, die gegen diese Option sprechen.

- In großen und weit verzweigten Untertagebauten lassen sich stillgelegte Bereiche, die für eine CO₂-Speicherung infrage kämen, nur schwer gegen Bereiche abdichten, in denen noch Bergbau betrieben wird.
- Die Deckschichten über den Hohlräumen sind z.B. im Ruhrgebiet oft nur wenige Meter mächtig. Bergsenkungen und Einbrüche von ehemaligen Gängen im Deckgebirge führen in Begrbauregionen wie dem Ruhrgebiet zu Grubengasaustritten.
- Viele historische Stollen sind teilweise gar nicht mehr bekannt, so dass die Dichtigkeit des Deckgesteins nur schwer überprüft werden kann.
- Es gibt einen Nutzungskonflikt mit der Nutzung von Grubengas aus Bergwerken.

International hat diese Speicheroption kaum Bedeutung; sie wird z.B. nicht im dritten Bericht des IPCC (IPCC WG III, 2001) erwähnt.

Tiefe Kohleflöze

Kohleflöze unterhalb von 1500 m Tiefe sind derzeit mit gängigen Förderverfahren nicht abbauwürdig (Gerling und May 2001). In diesen Kohleflözen ist jedoch Methan an den Oberflächen der Kohle adsorbiert. CO₂ hat eine höhere Affinität zur Kohle als CH₄ und könnte deshalb Methan verdrängen und selbst adsorbiert werden. Dieses Verfahren wird bereits genutzt, um Grubengas aus großen Tiefen zu fördern, z.B. in New Mexico, USA (IPCC WG III (2001)). Für ein Molekül Methan können zwei Moleküle CO₂ adsorbiert werden (Hendricks und Turkenburg 1997). Damit ist allerdings ausgeschlossen, dass diese Kohleflöze in Zukunft zur Kohlegewinnung genutzt werden können (IPCC WG III 2001), da dadurch das sequestrierte CO₂ wieder freigesetzt würde. Gegenüber der Speicherung in stillgelegten Kohlebergwerken hätte diese Technologie den Vorteil, dass das CO₂ an die vorhandene Kohle sorbiert und damit fester gebunden ist als als frei bewegliches Gas. Grimston et al. schätzen das globale Potenzial dieser Speicher auf 80 – 260 Gt C; der IPCC (WG III; 2001) geht von etwa 40 Gt C aus. Derzeit

werden in den USA und in Kanada Versuche zur Injektion von CO₂ in Kohleflöze durchgeführt (Gerling und May 2001). Die Injektionsraten sind jedoch noch gering.

Unklar ist, inwieweit Methan, das ein 21mal höheres Treibhauspotenzial (bezogen auf 100 Jahre) besitzt als CO₂, bei dieser Art der Förderung freigesetzt werden kann.

Ausgeförderte Ölfelder

Bei der Förderung von Erdgas / Erdöl aus Ölfeldern wird meist nur ein kleiner Teil des Rohstoffs durch Standardverfahren gewonnen. Wenn die Ölvorräte zur Neige gehen, werden verschiedene Verfahren eingesetzt, die unter dem Begriff Enhanced Oil Recovery, (EOR) zusammengefasst werden. Bei dieser Fördertechnik wird ein inertes Gas(gemisch) oder Wasser(dampf) in das Ölreservoir gepumpt; durch den entstehenden Überdruck wird das Öl aus der Lagerstätte ausgetrieben. Die Kosten dieser auch als tertiäre Förderverfahren bekannten Techniken sind hoch; ihre Wirtschaftlichkeit hängt vom Rohölpreis ab (MWV 1998). Ein häufig für diesen Zweck verwendetes Gas ist CO₂. Die EOR-Technik wird seit den siebziger Jahren im industriellen Maßstab eingesetzt, weltweit kommt sie in über 70 Ölfeldern – hauptsächlich in Texas – zum Einsatz (Grimston et al. 2001). EPRI (1999) unterscheidet zwei Prozesse: Bei der „Miscible Displacement-Technik“ verteilt sich das CO₂ fein im zu fördernden Öl; bei „Immiscible Displacement“ bleiben die Öl- und Gasphase getrennt. Immiscible Displacement wird nur in einem großen EOR-Vorhaben in der Türkei eingesetzt; die US-amerikanischen Ölfelder benutzen das Miscible-Displacement-Verfahren. Insgesamt werden derzeit etwa 31 Millionen m³ CO₂ pro Tag auf diese Weise sequestriert (Grimston et al 2001). Ein Teil des injizierten CO₂ wird jedoch bei der Förderung wieder an die Oberfläche gebracht und muss wieder abgetrennt und reinjiziert werden. Die typische Lebensdauer eines CO₂-EOR-Vorhabens wird von EPRI (1999) mit 10 – 30 Jahren angegeben. Die Speicherdauer geben Grimston et al. (2001) mit einigen Dekaden an. Die globale Kapazität dieser Art der Lagerung ist eher gering – sie liegt bei 20 – 65 Gt C.

Aktive und ehemalige Gaslagerstätten

Gaslagerstätten sind für die Speicherung von CO₂ geeignet, da sie ihre Fähigkeit, Gase für lange Zeiträume von der Atmosphäre zu isolieren, bereits in der Vergangenheit unter Beweis gestellt haben – vorausgesetzt, dass durch die Gasförderung keine unkontrollierbaren Aufstiegswege für Gas entstanden sind. Die maximale Speicherkapazität erschöpfter Gasfelder lässt sich aufgrund der vergangenen Fördermengen relativ genau abschätzen – der einzige Unsicherheitsfaktor sind mögliche strukturelle Veränderungen, die während der Förderphase aufgetreten sind und das Speichervolumen – z.B. durch Hohlraumeinstürze oder Materialverlagerungen – verändert haben.

Grundsätzlich sind zwei Speichertypen denkbar:

- Erschöpfte Gaslagerstätten
- Aktive Gaslagerstätten, bei denen die Gasvorräte ähnlich wie beim EOR-Verfahren durch die Injektion von CO₂ aus dem Reservoir ausgetrieben werden.

Das globale Potenzial wird vom IPCC (WG III, 2001) auf 400 Gt C, von Hendricks und Turkenburg (1997) auf 90 – 400 Gt C (nur erschöpfte Gasreservoirs) und von Grimston et al. (2001) auf 130 – 500 Gt C geschätzt, wobei sich die Angaben von Grimston et al. auf Gas- und Ölreservoirs beziehen.

Herzog et al. (1997) weisen darauf hin, dass die meisten Öl- und Gaslagerstätten in den USA nicht in der Nähe großer CO₂-Emittenten liegen und deshalb ein umfangreiches Pipelinennetz gebaut werden müsste, um das anfallende CO₂ zu transportieren.

In Deutschland haben die Gaslagerstätten nach Gerling und May (2001) höhere Speicherkapazitäten als Ölfelder. Die Speicherdauer schätzen die Autoren auf mehr 40.000 Jahre, wobei jedoch eine standort-spezifische Abschätzung nötig ist.

Tiefe saline Aquifere, Grundwasserspeicher

Aquifere stellen von allen geologischen Speichern die Option mit dem größten Speicherpotenzial dar. Grimston et al. (2001) schätzen das globale Potenzial auf 30 – 650 Gt C, Hendricks und Turkenburg (1997) auf 90 - >1000 Gt C und der IPCC (WG III; 2001) auf >1000 Gt C. Es kommt hinzu, dass dieser Speichertyp relativ weit verbreitet ist und deshalb im Vergleich zu erschöpften Gas- oder Öllagerstätten oder ehemaligen Salzbergwerken die benötigten Transportwege zwischen CO₂-Emittenten und Speicher geringer wären. Bei der Injektion von CO₂ in Tiefenwasser löst sich das CO₂ im Wasser. Dabei entstehen in tiefen Schichten chemisch aggressive, kohlen-saure, heiße Lösungen, die z.T mit dem umliegenden Gestein reagieren (insbesondere mit Carbonaten) und aufgrund ihrer Aggressivität hohe Anforderungen an Bohrungsverschlüsse stellen.

Das erste kommerzielle Projekt zur Injektion von CO₂ in einen salinen Aquifer ist das sogenannte Sleipner Projekt (<http://www.ieagreen.org.uk/sacshome.htm>). Das Sleipner Gasfeld ist eine Lagerstätte in der Nordsee, aus der relativ CO₂-reiches (ca. 9%) Erdgas gefördert wird. Dieses CO₂ wird direkt bei der Förderung mittels Absorption abgeschieden und in einen Aquifer mit Salzwasser in etwa 800 m Tiefe unter dem Meeresboden eingeleitet. Pro Jahr werden etwa 0,27 Mio t C (1 Mio t CO₂) in den Aquifer injiziert.

Gerling und May (2001) weisen darauf hin, dass es bei der Nutzung tiefer Aquifere für die CO₂-Speicherung einen potenziellen Konflikt mit der Nutzung für die Gewinnung geothermaler Energie gibt. Dadurch würde das zunächst große Potenzial deutlich eingeschränkt und eine Nutzung als CO₂-Speicher wäre vor allem als Nachfolgenutzung für erschöpfte Geothermalreservoirs (nach ca. 30 Jahren) interessant. Herzog et al (1997) schätzen tiefe Aquifere als die beste langfristige Speicheroption ein.

Zusammenfassend stellen die folgenden Tabellen (Tab. 7 – 9) die globalen Potenziale für CO₂-Speicherung in geologischen Formationen und im Ozean dar.

Tab. 7: Globale Kapazitäten und Speicherdauer für die Speicherung von CO₂ in biosphärischen Senken, geologischen Formationen und im Ozean nach Grimston et al. (2001)

Senke	Kapazität [Gt C]	Speicherdauer [a]
Ozeane	1000 – 10.000 ¹ , 50 – 350 ²	Bis zu 1000
Wälder	60 – 90	50
Landwirtschaft	45 – 120	50 – 100

Verbesserte Ölförderung (EOR)	20 – 65	Dekaden
Kohlelagerstätten	80 – 260	> 100.000
Erschöpfte Öl- und Gasreservoirre	130 – 500	> 100.000
Tiefe Aquifere	30 – 650	> 100.000

¹ Schätzung basiert auf physikalischer Gesamtkapazität

² Schätzung berücksichtigt Einschränkungen aufgrund von Umweltschutzerwägungen

Tab. 8: Globale Kapazität verschiedener CO₂-Speicher nach IPCC (WG III; 2001)

Speichertyp	Speichermedium	Globale Kapazität [Gt C]
Unterirdisch	Erschöpfte Erdöllagerstätten	100
	Erschöpfte Gaslagerstätten	400
	Tiefe saline Aquifere	>1000
	Tiefe Kohleflöze	40
Oberirdisch	Forstwirtschaft	1,2 Gt C pro Jahr
Ozean	Tiefsee	> 1000

Tab. 9: Globale Speicherkapazität für CO₂ nach Hendricks and Turkenburg (1997)

Speicheroption	Niedrige Schätzung	Hohe Schätzung	Einheit
Nutzung ¹	0,2	1	GtC pro Jahr
Erschöpfte Gasfelder	90	400	GtC
Ölquellen	40	100	GtC
Saline Aquifere	90	>1000	GtC
Ozean	400	>1200	GtC

¹ Vor allem für erhöhte Ölförderung, z.T auch für die Produktion von Chemikalien

Für Deutschland haben Gerling und May (2001) eine Abschätzung der vorhandenen Speicherpotenziale in geologischen Formationen gegeben (Tab. 10)

Tab. 10: Kapazitätsabschätzung für die CO₂-Speicherung in geologischen Formationen in Deutschland nach Gerling und May (2001).

Speichertyp	CO ₂ -Speicherkapazität	Bemerkung
Stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO ₂	Sehr dichte Barriere, Sicherheitsrisiken, Nutzungskonflikt Untertagedeponierung
Stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15% der abgebauten Flöze, 780 Mt CO ₂	Sicherheitsrisiken, Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
Tiefe Kohleflöze	Effektiv 3100 – 8300 Mt	Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten
Ausgeförderte Ölfelder	Kumulative Produktion entspricht 81 Mt (einschl. Reserven 110 Mt)	Geringe Lagerstättengröße, Speicherqualität gegeben

Ausgeförderte Gasfelder	Kumulative Produktion entspricht 1170 Mt; einschließlich Reserven 2560 Mt	Speicherqualität gegeben
Tiefe saline Aquifere	Insgesamt groß, effektiv kleiner, aber nicht bekannt	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung

Insgesamt wird bei den Potenzialabschätzungen meist das Speicherpotenzial der theoretisch verfügbaren Speicher angegeben, nicht jedoch das technische Potenzial in Abhängigkeit von den Technologiepfaden oder das ökonomische Potenzial in Abhängigkeit von den Kosten.

Risiken für Leckagen

Wenn große Mengen CO₂ unter Tage gelagert werden, besteht das Risiko, dass durch das Auftreten von Leckagen größere Mengen des Gases freigesetzt werden. Da CO₂ schwerer ist als Luft, könnte sich in Bodennähe an der Austrittsstelle ein CO₂-See bilden, in dessen Umfeld Lebewesen ersticken würden. Solche Vorfälle wurden in der Vergangenheit von natürlichen CO₂-Quellen berichtet. So trat in einem Vulkangebiet am Nyos-See 1986 in Kenia CO₂ aus – bei diesem Ereignis starben über 1700 Menschen. Gerling und May (2001) unterscheiden bei der Abschätzung von Risiken zwischen Hohlraumspeichern und Porenspeichern. Das Risiko einer plötzlichen CO₂-Freisetzung ist bei Hohlraumspeichern größer. Bei einer typischen Speichermenge von 7 bis 12 Mt CO₂ in einem Salzbergwerk könnte bei Windstille ein ganzer Landkreis mit einer 10 m mächtigen Schicht aus CO₂ bedeckt werden. Auch seismotektonische Bewegungen können die Dichte von Speichern beeinflussen und Aufstiegswege für das Gas erzeugen. Gerling und May empfehlen daher in Deutschland, erdbebengefährdete Gebiete wie den Oberrheingraben oder die Niederrheinische Bucht besonders kritisch auf ihre Eignung als CO₂-Speicher zu prüfen.

Holloway (1997) nennt zwei mögliche Typen von Leckagen:

- CO₂ könnte durch Störungen im Bereich der Injektionsbohrung freigesetzt werden; dies würde, wenn das Gasreservoir unter Druck steht, eine stark lokalisiertes und schnelles Entweichen verursachen.
- Entlang von Verwerfungslinien, Klüften und Schwächezonen im Gestein könnten diffuse Emissionen von CO₂ auftreten. Das CO₂ würde durch den Boden oder kohlen-saure Quellen entweichen.

Bestehende Erfahrungen mit dem Transport und der Injektion von CO₂ mittels des EOR-Verfahrens in den USA könnten laut Holloway (1997) genutzt werden, um diese Risiken besser einzuschätzen. Er empfiehlt die Modellierung der Entwicklung und Verbreitung von CO₂-Wolken, die aus Injektionsbohrungen entweichen. (Klusman 2002) berichtet von einem Leck in einem Ölfeld in Texas, in das seit 1986 CO₂ für eine verstärkte Ölförderung gepumpt wird.

Edmonds et al (2000) geben zu bedenken, dass bei einem Einsatz der CO₂-Speicherung im großen Maßstab selbst geringe Leckageraten von nur 1% nach 50 Jahren zu jährlichen CO₂-Emissionen von einer Gigatonne C führen können. Bei Speicherung in Gesteinsformationen und Aquiferen könnte durch die Versauerung des Wassers das umliegende Gesteinsmaterial angegriffen werden.

Nach Gerling und May (2001) existieren bislang keine Sicherheits- und Überwachungsrichtlinien oder Kriterien für die Festlegung von Anforderungen an die Speicherqualität (Sicherheit, Dauer). Die Autoren empfehlen die exemplarische Untersuchung potenzieller Speicherszenarien, um solche Richtlinien bezüglich der Speicherkapazität und Langzeitsicherheit zu erstellen.

Umweltauswirkungen

CO₂ ist im flüssigen und superkritischen Zustand ein Lösemittel, in dem sich Verunreinigungen lösen können. Schmieröle, Verbrennungsrückstände etc. könnten sich beim Abscheidungsprozess im CO₂ lösen und die Speicheraquifere verunreinigen (Gerling und May 2001). Darüber hinaus bewirkt die Lösung von CO₂ eine Versauerung des Wassers.

2.3 Speicherung im Ozean

Grundsätzlich werden gegenwärtig zwei Optionen der CO₂-Speicherung im Ozean diskutiert: Zum einen die Injektion von flüssigem, überkritischem oder festem CO₂ in tiefe Meeresschichten, zum anderen die Aktivierung der natürlichen biologischen Kohlenstoffassimilation durch Phytoplankton mithilfe von Düngezugaben (insbesondere Eisen).

2.3.1 Injektion von CO₂ in den Ozean

Die direkte Injektion von flüssigem oder festem CO₂ in die Ozeane wird als eine Möglichkeit gesehen, CO₂ für längere Zeit der Atmosphäre zu entziehen. Der natürliche Prozess, mit dem gasförmiges CO₂ sich an der Wasseroberfläche im Wasser löst und über Jahrhunderte und Jahrtausende durch Strömungen innerhalb des Wasserkörpers in tiefere Schichten transportiert wird, könnte so beschleunigt werden. Mehrere Techniken sind hierfür derzeit in der Erprobung (Grimston et al. 2001, Brewer et al 1999, Herzog et al. 1997):

- Deponierung von Trockeneis im Meer von einem Schiff aus
- Injektion von Flüssig-CO₂ in 1000 m Tiefe von einem fahrenden Schiff aus; es entsteht eine aufsteigende „Wolke“ aus kleinen Tröpfchen; das CO₂ löst sich dabei im Wasserkörper.
- Injektion von Flüssig-CO₂ in einer Tiefe von 1000 m durch eine Sammelleitung auf dem Ozeanboden; es entsteht eine aufsteigende „Wolke“ aus kleinen Tröpfchen
- Erzeugung einer dichten CO₂-Meerwasser-Mischung in einer Tiefe zwischen 500 und 1000 m; es entsteht eine durch die Schwerkraft angetriebene Strömung
- Flüssig-CO₂ wird in eine Vertiefung im Ozeanboden gepumpt (Pipeline) und bildet dort einen stabilen See aus CO₂ in etwa 4000 m Tiefe. Bislang gibt es noch keine Erfahrungen mit Pipelinetechnologien über eine Tiefe von 1000 m hinaus.

Von diesen Technologien ist die Injektion von einer Pipeline am Meeresgrund die einzige zum heutigen Wissensstand verfügbare Technologie (Herzog 1997). Das globale Potenzial wird vom IPCC auf über 1000 Gt C, von Hendricks und Turkenburg (1997) auf 400 – 1200 Gt geschätzt.

Bei der Injektion in große Tiefen kann unter hohem Druck eine Flüssigphase (Clathrathydrat, $\text{CO}_2 \cdot 5,75 \text{ H}_2\text{O}$) gehalten werden. Brewer et al. (1999) haben die Bildung von CO_2 -Hydrat am Meeresgrund in Meerestiefen zwischen 349 und 3627 m beobachtet und bei der Hydratbildung eine erhebliche Volumenvergrößerung des injizierten CO_2 (etwa um das 4fache) festgestellt. Diese Versuche wurden jedoch nur mit kleinen Mengen von verflüssigtem CO_2 (Größenordnung: Liter) durchgeführt.

Speicherdauer

Nach Herzog et al. (1997) ist die Speicherdauer aufgrund der globalen Zirkulation standortspezifisch. Für den Fall, dass das injizierte CO_2 in die Tiefenzirkulation der Ozeane eingeschlossen wird, gehen Herzog et al. (1997) von einer Speicherdauer von ca. 1000 Jahren aus. Die Union of Concerned Scientists geben in einer Stellungnahme zur marinen CO_2 -Sequestrierung weitaus geringere Speicherdauern von Jahrzehnten bis Jahrhunderten an (Union of Concerned Scientists, 2001a). Die Tiefenströmungen der Ozeane seien viel zu ungenau erforscht, um genaue Vorhersagen über die Verweildauer des in der Tiefsee eingelagerten CO_2 treffen zu können.

Umweltfolgen

Als Umweltfolgen der CO_2 -Sequestrierung nennen die Union of Concerned Scientists (2001a) die Versauerung des Meerwassers und die direkte Toxizität hoher CO_2 -Konzentrationen für marine Organismen. Insbesondere in der Nähe der Injektionsstelle kann der pH-Wert auf bis zu 4 absinken (Herzog et al. 1997). Dies hätte erhebliche Folgen für dort lebende marine Organismen, vor allem auf sessile Arten. Die Union of Concerned Scientists (2001a) fordert in ihrer Stellungnahme zur marinen CO_2 -Sequestrierung, dass sich weitere Forschung zur Injektion von CO_2 in die Tiefsee vor allem auf die potenziellen Auswirkungen auf Ökosysteme in der Tiefsee konzentrieren sollte.

Kosten

Die Kosten für die Sequestrierung von CO_2 in Ozeanen werden von Herzog et al. (1997) auf etwa 3,7 – 22 bzw. 18,4 – 55,1 $\$/\text{t C}$ geschätzt. Die Kosten werden dabei durch die Kosten für die Pipeline zur Injektion dominiert.

2.3.2 Ozeandüngung zur CO_2 -Sequestrierung

Einzellige Algen in den Weltmeeren (Phytoplankton) sind etwa für die Hälfte der globalen Kohlenstofffixierung durch Photosynthese verantwortlich. Der größte Teil dieses fixierten Kohlenstoffs wird über die marinen Nahrungsketten wieder in Form von CO_2 an die Atmosphäre zurückgegeben; ein kleiner Teil des biogenen Kohlenstoffs sinkt jedoch in tiefere Meeresschichten und wird damit für lange Zeit der Atmosphäre entzogen. Dieser Vorgang wird auch als „biologische Pumpe“ bezeichnet. Die Nettoaufnahme der Ozeane beträgt etwa 2 Gt C pro Jahr. Ein Teil der globalen Meere zeichnet sich durch einen Mangel an verfügbarem Eisen aus. In diesen Gebieten (HNLC – high nitrogen, low chlorophyll) ist das Wachstum von Algen durch die Eisenverfügbarkeit stark eingeschränkt, z.B. im subarktischen Nordostpazifik, im äquatornahen Pazifik und im Südlichen Polarmeer. Verschiedene Ozeandüngungsexperimente (IRONEX I und II im äquatornahen Pazifik, SOIREE und EISENEX im Südpazifik) haben nachgewiesen, dass durch die Zugabe von Eisen in diesen Regionen eine Algenblüte ausgelöst werden kann (z.B. Martin et al. 1994, Coale et al. 1996, Boyd et al. 2000). Die Ergebnisse der Dün-

gungsexperimente der letzten zehn Jahre lassen sich nach Adhiya und Chisholm (2001) wie folgt zusammenfassen:

- Eisen ist ein limitierender Faktor für die Primärproduktion
- Die Biomasse des Phytoplanktons kann kurzfristig (im Zeitrahmen von Wochen) durch Eisenzugabe erhöht werden
- Es gibt keinen Hinweis auf einen verstärkten Kohlenstofftransport in tiefere Wasserschichten innerhalb des Zeitrahmens dieser Experimente
- Die Zusammensetzung der Algengemeinschaften wird durch die Eisenzugabe erheblich verändert; insbesondere erhöht sich die Biomasse der Diatomeen
- Die Produktion von Dimethylsulfid (fördert die Wolkenbildung) wird durch die Eisendüngung verstärkt

Boyd et al (2000) haben in einem mesoskaligen Eisendüngungsexperiment im Südpolarmeer zwar eine eiseninduzierte Algenblüte ausgelöst, jedoch keinen verstärkten Transport von biogenem Kohlenstoff in tiefere Wasserschichten feststellen können; eine signifikante Menge des zugegebenen Eisens verblieb in oberflächennahem Wasser. Aus den mesoskaligen Experimenten lassen sich nur schwer Rückschlüsse auf den tatsächlichen langfristigen C-Transport in tiefere Wasserschichten ziehen, da hier Randeffekte überwiegen.

Watson et al. (2000) gehen bei der Abschätzung der Speicherdauer davon aus, dass Eisen halbkontinuierlich zugeführt werden müsste, um einen dauerhaften Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre zu erreichen. Falls das zusätzlich erzeugte Phytoplankton nicht absinkt und in oberflächennahen Gewässern verbleiben würde, würde der Kohlenstoff innerhalb eines Jahres wieder in die Atmosphäre zurückgegeben werden. Trotz dieser bestehenden Unsicherheiten gibt es bereits einige kommerzielle Projekte, die die großskalige Anwendung der Eisendüngung sogar als handelbare Emissionszertifikate verkaufen wollen und das Verfahren für die Düngerapplikation patentiert haben (z.B. Markels und Barber 2001).

Potenzial

Das globale Potenzial der biogen-marinen CO₂-Sequestrierung wird nach oben durch die gesamt verfügbare Ozeanfläche geeigneter Gebiete mit Nährstoffdefiziten begrenzt. Chisholm et al. (2001) setzen diese Obergrenze in Beziehung zu den tatsächlichen anthropogenen CO₂-Emissionen und kommen zu dem Ergebnis: Wenn der gesamte bislang nicht nutzbare N und P im südlichen Ozean innerhalb der nächsten 100 Jahre in organischen Kohlenstoff umgewandelt werden würde, könnte theoretisch 15% des anthropogenen Kohlenstoffs sequestriert werden. Adhiya und Chisholm (2001) gehen davon aus, dass nach 100 Jahren anhaltender Eisendüngung im Südlichen Ozean nach Modellabschätzungen zwischen 50 und 150 Gt C in tiefere Wasserschichten transportiert werden, wobei die Autoren betonen, dass dies eine kontinuierliche Düngung voraussetzt. Diese Obergrenzen müssen jedoch durch erhebliche Unsicherheiten über den tatsächlichen langfristigen Export von Kohlenstoff in tiefe Wasserschichten modifiziert werden. Unsicherheiten bestehen vor allem in den Bereichen Extrapolation der Ergebnisse, Verifikation der Sequestrierung und Überwachung der ökologischen Folgen.

Die Größenordnung der aktuellen Experimente liegt im Bereich von 100 km² gedüngter Ozeanfläche. Markels und Barber (2001) planen, 600.000 bis 2.000.000 t CO₂ in 20 Tagen auf einer Fläche von 5000 Quadratmeilen im äquatornahen Pazifik durch Eisenzugabe zu sequestrieren. (163.200 bis 544.000 t C auf 8000 km²) Diese Fläche entspricht einem Grad Länge und Breite.

Speicherdauer

Bisherige Experimente verfolgten den Verlauf der durch Eisendüngung induzierten Algenblüte meistens über einen Zeitraum von wenigen Tagen bis Wochen (Boyd et al. 2000, Watson et al. 2000, Chisholm et al. 2001). Bislang ist unklar, wie groß der Anteil biogen erzeugten Kohlenstoffs ist, der durch Eisendüngung langfristig (also für mehrere hundert Jahre) dem Austausch mit der Atmosphäre entzogen wird (Union of Concerned Scientists, 2001a).

Ausgehend von ¹⁴C/¹²C-Verhältnissen im Kohlenstoff in den Aufstiegszonen von Tiefenwasser vor der Küste Perus gehen Markels und Barber (2001) von einer Speicherdauer von 1600 Jahren für ihr geplantes Sequestrierungsexperiment aus.

Umweltfolgen

Durch die Eisendüngung sind einige z.T. gravierende Folgen für die marinen Ökosysteme zu erwarten und wurden durch bisherige Düngungsexperimente demonstriert. Die Union of Concerned Scientists fasst diese Umweltfolgen zusammen (2001a):

- Die Artenvielfalt in den Phytoplanktongesellschaften nimmt ab; die Artenzusammensetzung ändert sich.
- Toxin-produzierende Cyanobakterien nehmen zu.
- In tieferen Ozeanschichten können Eutrophierung und verstärkter Sauerstoffverbrauch einsetzen. Anoxische Abbauprozesse in diesen Zonen könnten dann Treibhausgase wie Methan oder Lachgas freisetzen und so den Treibhauseffekt verstärken.
- Der Einfluss auf benthische Organismen ist bislang ungeklärt.

Die Union of Concerned Scientists (2001a) lehnen daher in ihrer Stellungnahme zur marinen CO₂-Sequestrierung aufgrund der potenziell negativen Folgen für die marine Umwelt die Durchführung großskaliger Experimente und die Anwendung dieses Ansatzes zur CO₂-Sequestrierung ab. Auch Adhiya and Chisholm (2001) sehen angesichts der großen Unsicherheiten und potenziellen Risiken keinen Grund, die Forschung in Form großskaliger Düngungsexperimente weiter voranzutreiben.

Kosten

Markels and Barber (2001) gehen von Kosten für die CO₂-Sequestrierung von etwa 7 \$/t C aus. Diese Angaben werden jedoch z.B. von Adhiya and Chisholm (2001) angezweifelt, da die zugrundeliegenden Publikationen nie einem peer-review-Verfahren unterzogen wurden.

3 Ausblick

Verschiedene Autoren sehen zusätzlich zu Investitionen in Energieeinsparungen, Steigerung der Energieeffizienz und den Ausbau nicht-fossiler Energiequellen die Sequestrierung von CO₂ als eine notwendige Maßnahme, um das Ziel einer Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration zu erreichen. Die Rolle, die die technische Sequestrierung im Vergleich zu anderen Optionen spielen kann, hängt dabei wesentlich von den Kosten ab.

Im IPCC-Bericht (IPCC WG III 2001) taucht die CO₂-Sequestrierung als eine Technologieoption auf, deren möglicher Beitrag in den verschiedenen Szenarien sehr unterschiedlich eingeschätzt wird. Der Beitrag der Optionen „Reduktion der Nachfrage“, Ersatz fossiler Energien durch andere kohlenstoffärmere fossile Brennstoffe und Ersatz fossiler durch regenerative Energien sind relativ groß. Tab. 11 gibt eine Übersicht über den Beitrag der CO₂-Sequestrierung zur Gesamtreduktion für ein Stabilisierungsziel von 550 ppmv bis 2100 in verschiedenen Reduktionsszenarien. Der IPCC-Bericht geht davon aus, dass eine „robuste Klimapolitik“ zunächst verstärkt den Einsatz von Gas und Biomasse, Energieeinsparungen und Wiederaufforstung („reforestation“) als Optionen anstreben sollte. Innovative Technologien mit Gas als Brennstoff könnten als „Brückentechnologie“ zu einer kohlenstofffreien Wasserstoffwirtschaft genutzt werden, die auch die Option der CO₂-Sequestrierung mit einschließt.

Tab. 11: Beitrag der CO₂-Sequestrierung zur Erreichung eines 550 ppmv-Ziels. Quelle: IPCC WG III (2001).

IPCC-Szenario	Gesamtreduktion [Gt C]	Beitrag der CO ₂ -Sequestrierung [Gt C]
A1B	7,1 – 11,9	0,0 – 4,7
A1F1	21,7 – 30,5	0,0 – 23,8
A1T	0,3 – 4,4	0,5 – 1,6
A2	21,7 – 26,9	0,0 – 5,8
B1	0,2 – 9,6	0,0 – 1,1
B2	6,0 – 10,6	0,0 – 3,0

Eckaus et al. (1997) haben mit einem ökonomischen Gleichgewichtsmodell die Bedingungen untersucht, die die Marktdurchdringung von Abscheidungs- und Speichertechnologien für CO₂ beeinflussen. Die Autoren weisen darauf hin, dass ihre Ergebnisse aufgrund der hohen Unsicherheiten bei der Berechnung der Kosten für Abscheidung und Speicherung nicht Marktanteile wiedergeben, sondern Zielgrößen beschreiben, die die Kosten erfüllen müssen, um eine nennenswerte Marktdurchdringung zu erzielen. In der Analyse werden drei Kategorien für die zukünftige Stromerzeugung untersucht: konventionelle Kraftwerke, nicht-fossile „backstop“-Technologien (v.a. erneuerbare Energien und neue, verbesserte Reaktortechnologie) sowie fossile Stromerzeugung mit CO₂-Abscheidung.

Betrachtet werden zwei Niveaus für die Effizienzverluste („energy penalty“), die mit dem Einsatz von Abscheidungs- und Speichertechnologien verbunden sind (20 und 25%) sowie mehrere Annahmen für die zusätzlichen Kosten, die durch Investitions-, Betriebs- und Unterhaltungskosten entstehen (25, 33,

50 und 58%). Eine mittlere Marktdurchdringung von bis zu 20% findet nach dieser Studie nur bei niedrigen Effizienzverlusten von 20% und bei niedrigen zusätzlichen Kosten von 25 und 33% statt; bei höheren Kosten und niedrigeren Effizienzniveaus ist damit nicht zu rechnen (Tab. 12)

Tab. 12: Marktdurchdringung der CO₂-Abscheidungs- und Speichertechnologien im Jahr 2050 bei einer CO₂-Reduktion der OECD auf 20% unter das Niveau von 1990 bis 2010. Annahme: keine backstop-Technologien und kein Emissionshandel. Das Jahr der erstmaligen Marktdurchdringung steht in Klammern (nach Eckaus et al. 1997)

Effizienzverlust durch CO ₂ -Abscheidung [%]	Aufschlag für Investitionskapital und Unterhaltungs- und Betriebskosten [%]			
	25	33	50	58
20	Mittel (2015)	Mittel (2015)	Gering (2020)	Null
25	n.a.	Gering (2020)	Null	Null

Null = keine Marktdurchdringung bis 2050

Gering = Marktdurchdringung nur in einer Region; Anteil kleiner als 15%

Mittel = Marktdurchdringung in 2 oder mehr Regionen; in keiner über 20%

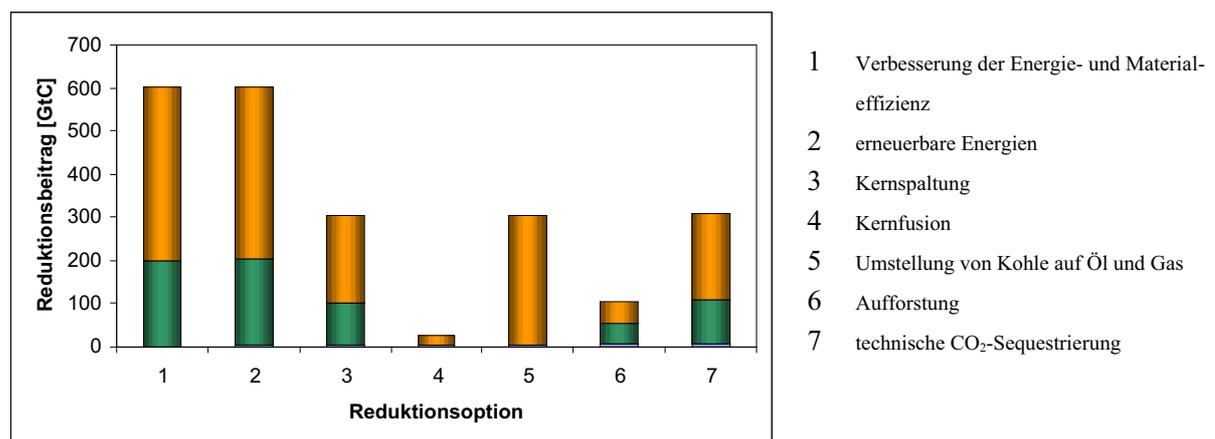
Groß = Marktdurchdringung in allen Regionen über 20%

n.a. = nicht anwendbar

Das Instrument des Emissionshandels hat ebenfalls Auswirkungen auf die Marktanteile der CO₂-Sequestrierung (Eckaus et al 1997): In einem internationalen Emissionshandelssystem wären die Preise für eine Tonne Kohlenstoff niedriger als ohne Emissionshandel. Die Autoren gehen davon aus, dass selbst bei einem eingeschränkten Emissionshandelssystem die Kostenziele für Stromerzeugung mit CO₂-Abscheidung unerreichbar wären. Wenn backstop-Technologien vorhanden sind, wird die Markteinführung von Technologien zur CO₂-Abscheidung um 15 bis 20 Jahre verzögert werden.

Hendricks und Turkenburg (1997) vergleichen den relativen Beitrag diverser Abscheidungs-/Sequestrierungs-Technologien im Vergleich zu einem business-as-usual-Szenario mit kumulativen Emissionen von 1600 GtC im Zeitraum 1990 – 2100 (Abb. 1).

Abb. 1: Kumulative Emissionsreduktion im Zeitraum 1990 – 2001 im Vergleich zu einem business-as-usual-Szenario (kumulative Emissionen von 1600 GtC); Beitrag einzelner Technologien. Die orange markierten Bereiche geben die Unsicherheit der Schätzung an.



4 Forschungsbedarf

Die beschriebenen Verfahren zur CO₂-Sequestrierung befinden sich in sehr unterschiedlichen Entwicklungsstadien: Während zum Beispiel die Injektion von CO₂ zur verbesserten Ölförderung bereits seit Jahren kommerziell betrieben wird, stehen andere Verfahren erst im Stadium der Grundlagenforschung.

Bislang spielen diese Technologien keine große Rolle in nationalen und internationalen Klimaschutzstrategien, was u.a. an der mangelnden technischen Reife vieler Verfahren und an den hohen Kosten liegt. Viele Länder führen jedoch Forschungsprojekte zu diesem Thema durch, z.B. die USA, Japan, Norwegen, aber auch die EU (Forschungsprojekte GESTCO und NASCENT im 5. Rahmenprogramm). Die Ergebnisse dieser Untersuchungen werden voraussichtlich Ende 2002 vorliegen. Bei bisherigen Forschungsprogrammen stand die Technologieentwicklung und die Abschätzung der Potenziale im Vordergrund, teilweise wurden auch die Technikfolgen, die gesellschaftliche Akzeptanz und mögliche Umweltauswirkungen untersucht. Bei künftigen Forschungsvorhaben sollten verstärkt folgende Aspekte berücksichtigt werden:

- Genauere Abschätzungen der Potenziale unter Berücksichtigung verschiedener ökonomischer Szenarien, Sicherheitsstandards, der räumlichen Verteilung von Hauptemittenten und Speichern auf nationaler, globaler und regionaler Ebene. Dabei sollten nicht nur die Kapazitäten möglicher Speicher, sondern auch die Punktquellen (Emittenten) und die Transportwege berücksichtigt werden.
- Untersuchung vollständiger Produkt- und Prozesslinien unter Berücksichtigung von vollständigen Energie-, Stoff- und Ökobilanzen der Prozesse, auch im Vergleich zu anderen Technologien.
- Forschung zu Risiken und Umweltauswirkungen der Sequestrierungstechnologien.

5 Literatur

Adams, W., Ormerod, W., Riemer, P., Smith, A. (1999): Carbon Dioxide Disposal from Power Stations. IEA Greenhouse Gas R&D Project, Cheltenham, U.K.

Adhiya, J. and Chisholm, S.W. (2001): Is ocean fertilization a good carbon sequestration option? A critical review of ocean fertilization methods proposed for addressing the problem of anthropogenic CO₂ emissions in the atmosphere. White Paper prepared for the Center for Environmental Initiatives at MIT.

Boyd, P.W., Watson, A.J., Law, C.S., Abraham, E.R., Trull, T., Murdoch, R., Bakker, D.C.E., Bowie, A.R., Buesseler, K.O., Chang, H., Charette, M., Croot, P., Downing, K., Frew, R., Gall, M., Hadfield, M., Hall, J., Harvey, M., Jameson, G., LaRoche, J., Liddicoat, M., Ling, R., Maldonado, M.T., McKay, R.M., Nodder, S., Pickmere, S., Pridmore, R., Rintoul, S., Safi, K., Sutton, P., Strzepek, R., Tanneberger, K., Turner, S., Waite, and Zeldis, A. (2000) A mesoscale phytoplankton bloom in the polar Southern Ocean stimulated by iron fertilization. *Nature* 407: 695-702

Brewer, P.G., Friederich, G., Peltzer, E.T., Orr, F.M. Jr. (1999): Direct experiments on the Ocean Disposal of Fossil Fuel CO₂ *Science* Vol. 284, 943 – 945

Chisholm, S.W., Falkowski, P.G., Cullen, J.J. (2001): Dis-crediting Ocean Fertilization. *Science* 249: 309 - 310

Coale, K.H., Johnson, K.S., Fitzwater, S.E., Gordon, R.M., Tanner, S., Chavez, F.P., Ferioli, L., Sakamoto, C., Rogers, P., Millero, F., Steinberg, P., Nightengale, P., Cooper, D., Cochlan, W.P., Landry, M.R., Constantinou, J., Rollwagen, G., Trasvina, A. and Kudela, R. (1996) A massive phytoplankton bloom induced by ecosystem-scale iron fertilization experiment in the equatorial Pacific Ocean. *Nature* Vol 383, 495-501.

Edmonds, J.A., Freund, P. and Dooley, J.J. (2000): The Role of Carbon Management Technologies in Addressing Atmospheric Stabilization of Greenhouse Gases. Paper presented at the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), Cairns (Australia), August 13 – 16, 2000

Eickenbusch, H., Schmitz, W., Zweck, A. (1995): Technische Möglichkeiten zur Reduktion des atmosphärischen CO₂-Gehaltes. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie, Düsseldorf.

EPRI – Electric Power Research Institute (1999): Enhanced Oil Recovery Scoping Study. http://www.energy.ca.gov/process/pubs/electrotech_opps_tr113836.pdf

Fujioka, Y., Ozaki, M., Takeuchi, K., Shindo, Y. and Herzog, H. (1997): Cost Comparison in various CO₂ ocean disposal options. *Energy Convers. Management* Vol 38 Suppl, S273 – S277

Hendriks, C. (1994): Carbon Dioxide Removal from Coal-Fired Power Plants. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London

Hendricks, C.A. and Turkenburg, W.C. (1997): Towards Meeting CO₂ Emission Targets: The Role of Carbon Dioxide Removal. IPTS Report 16, 13 - 21

Hendriks, C.A., Wildenborg, A.F.B., Blok, K., Floris, F. and van Wees, J.D. (2000): Costs of Carbon Dioxide Removal by Underground Storage. Paper presented at the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5), Cairns (Australia), August 13 – 16, 2000

Holloway, S. (1997): Safety of the Underground Disposal of Carbon Dioxide. *Energy Conversion and Management*, Vol. 38, Suppl., 241 - 245

Fujioka, Y., Ozaki, M., Takeuchi, K., Shindo, Y. and Herzog, H. (1997): Cost Comparison in Various CO₂ Ocean Disposal Options. *Energy Conversion and Management* Vol. 38, Suppl., S273 – S277

Gerling, P. und May, F. (2001): Stellungnahme vor der Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung des Deutschen Bundestage. http://www.bundestag.de/gremien/ener/ener_stell_gerl.pdf

Göttlicher, G. (1999): Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6 Energietechnik, Nr. 421. VDI-Verlag Düsseldorf

Grimston, M.C., Karakoussis, V., Fouquet, R., van der Vorst, R., Pearson, P. and Leach, M. (2001): The European and global potential of carbon dioxide sequestration in tackling climate change. *Climate Policy* 1(2001): 155 – 171.

IEA Greenhouse Gas R&D Programme (1994): Carbon Dioxide Capture from Power Stations. <http://www.ieagreen.org.uk/sr2p.htm>

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Working Group III (2001): Climate Change 2001. Mitigation. Contribution of Working Group III. Cambridge: Cambridge University Press

Klusman, R.W. (2002): Search for Surface Leakage from a Large-Scale CO₂ Injection Project: Rangely, Colorado. Poster presented at the AAPG Annual Meeting, Houston, Texas, March 10 – 13. http://aapg.confex.com/aapg/hu2002/techprogram/session_1728.htm

Markels, M. Jr. And Barber, R.T. (2001): Sequestration of CO₂ by ocean fertilization. Poster presentation at NETL Conference on Carbon Sequestration.

Martin, J.H., K.H. Coale, K.S. Johnson, S.E. Fitzwater, R.M. Gordon, S.J. Tanner, C.N. Hunter, V.A. Elrod, J.L. Nowicki, T.L. Coley, R.T. Barber, S. Lindley, A.J. Watson, K. Van Scoy, C.S. Law, M.I. Liddicoat, R. Ling, T. Stanton, J. Stockel, C. Collins, A. Anderson, R. Bidigare, M. Ondrusek, M. Lataasa, F.J. Millero, K. Lee, W. Yao, J.Z. Zhang, G. Fredrich, C. Sakamoto, F. Chavez, K. Buck, Z. Kolber, R. Green, P.G. Falkowski, S.W. Chisholm, F. Hoge, R. Swift, J. Yung, S. Turner, P. Nightingale, A. Hatton, P. Liss, N.W. Tindale, Testing the iron hypothesis in ecosystems of the equatorial Pacific, *Nature* Vol. 371, 123-129

MWV – Mineralölwirtschaftsverband e.V. (1998): Aus der Sprache des Öls. Informationsbroschüre Hamburg, 12. Aufl., <http://www.mwv.de/mwv/Sprache.pdf>

Ormerod, W. (1994): Carbon Dioxide disposal from power stations. Technical report. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, <http://www.ieagreen.org.uk/>

Reichle, D., Houghton, J., Kane, B., Ekmann, J. (1999): Carbon Sequestration Research and Development. www.ornl.gov/carbon_sequestration/

Union of Concerned Scientists, (2001a): Policy context for marine carbon sequestration. UCS, Cambridge, Massachusetts, USA. www-Dokument: http://www.ucsusa.org/environment/br_marcarseq.pdf

Union of Concerned Scientists, (2001b): Policy context of geologic carbon sequestration. UCS, Cambridge, Massachusetts, USA. www-Dokument:
http://www.ucsusa.org/environment/br_geocarseq.pdf

Watson, A.J., Bakker, D.C.E., Ridgwell, A.J., Boyd, P.W., and Law, C.S. (2000): Effect of iron supply on Southern Ocean CO₂ uptake and implications for glacial atmospheric CO₂. *Nature* 407, 730 - 733