

W

Deutscher Bundestag ■ Wissenschaftliche Dienste

Kohlendioxid-arme Kraftwerke

CO₂-Sequestrierung: Stand der Technik, ökonomische und ökologische Diskussion

- INFO-BRIEF -

**Dipl.-Chem. Susanne Donner,
Dr. Daniel Lübbert**

(unter Mitarbeit von Prakt. Felix Hörisch)

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages

Verfasser/in: Dipl.-Chem. Susanne Donner, Dr. rer. nat. Daniel Lübbert, Prakt. Felix Hörisch

Kohlendioxid-arme Kraftwerke

CO₂-Sequestrierung: Stand der Technik, ökonomische und ökologische Diskussion

INFO-BRIEF WF VIII G - 096/2005

Abschluss der Arbeit: 19.04.2006

Fachbereich VIII: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung

Wir danken Andrea Esken und Dr. Manfred Fishedick (Wuppertal-Institut) sowie Dr. Franz May (BGR, Hannover) für hilfreiche Anmerkungen zum Manuskript.

Ausarbeitungen und andere Informationsangebote der Wissenschaftlichen Dienste geben nicht die Auffassung des Deutschen Bundestages, eines seiner Organe oder der Bundestagsverwaltung wieder. Vielmehr liegen sie in der fachlichen Verantwortung der Verfasserinnen und Verfasser sowie der Fachbereichsleitung. Die Arbeiten der Wissenschaftlichen Dienste sind dazu bestimmt, Mitglieder des Deutschen Bundestages bei der Wahrnehmung des Mandats zu unterstützen. Der Deutsche Bundestag behält sich die Rechte der Veröffentlichung und Verbreitung vor. Diese bedürfen der Zustimmung des Direktors beim Deutschen Bundestag.

- Zusammenfassung -

Kohlenstoffdioxid (CO₂) hat als eines der wichtigsten Treibhausgase einen erheblichen Anteil an dem vom Menschen verursachten Treibhauseffekt und der globalen Erwärmung der Erdatmosphäre. Große Mengen an CO₂ werden u. a. bei der Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken (Kohle, Gas, Erdöl) freigesetzt. Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im Rahmen des Kyoto-Protokolls verpflichtet, ihren Ausstoß an CO₂ bis zum Jahr 2012 um 21 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden bisher vor allem die Umstellung der Energieversorgung auf andere Energieträger, die Erhöhung der Energieeffizienz sowie Einsparmöglichkeiten ins Auge gefasst. Als weitere Möglichkeit wird in letzter Zeit verstärkt diskutiert, das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehende CO₂ abzuscheiden und entweder in chemischen Prozessen weiter zu verwenden oder in geeigneten Lagerstätten zu entsorgen, so dass es nicht in die Atmosphäre gelangen und dort klimawirksam werden kann. Wenn dies im großtechnischen Maßstab gelänge, so wären nach Meinung der Befürworter dieses Verfahrens auch fossil befeuerte Kraftwerke nahezu „CO₂-frei“ (frei von direkten CO₂-Emissionen in die Atmosphäre) und würden nicht mehr in dem Maße wie bisher zum Klimawandel beitragen.

Im vorliegenden Beitrag werden verschiedene Realisierungsmöglichkeiten dieses Grundprinzips erläutert und ihre jeweiligen technischen Grundlagen sowie der aktuelle Stand der Entwicklung beschrieben. Neben Abschätzungen über die ökonomischen Kosten dieser Verfahren wird auch auf Perspektiven ihrer großflächigen Durchsetzung in Deutschland und auf die Frage nach möglichen Umweltrisiken eingegangen. In diesem Zusammenhang werden auch rechtliche Fragen, vor allem bezüglich der Haftung bei möglichen Schädigungen, kurz berührt. Stellungnahmen von Organisationen und Verbänden zu den Chancen der CO₂-Abscheidung, die am Ende dieses Beitrags zusammenfassend dargestellt werden, verdeutlichen das breite Spektrum an Meinungen zu dieser Thematik.

Inhalt



1.	Einleitung: Energiegewinnung und Klimaschutz	6
2.	Abtrennung von Kohlendioxid aus Kraftwerks-Abgasen	9
2.1.	Strategien der Abscheidung	9
2.1.1.	Abtrennung des Kohlendioxids vor der Verbrennung	9
2.1.2.	Anreicherung des Kohlendioxids im Abgasstrom	10
2.1.3.	Abtrennung des Kohlendioxids nach der Verbrennung	10
2.2.	Abtrenntechniken	11
2.2.1.	Absorption	11
2.2.2.	Adsorption	12
2.2.3.	Membranverfahren	12
2.2.4.	Kondensation	13
2.2.5.	Übersicht über Vor- und Nachteile der Verfahren	14
3.	Weiterverwendung des abgetrennten CO₂	15
4.	Transport zu den Lagerstätten	16
5.	Einlagerung des abgetrennten Kohlendioxids	18
5.1.	Geologische Speicherung – in Gesteinsschichten und Aquiferen	19
5.2.	Einbringen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten	21
5.3.	Speicherung in tiefen Kohleflözen	23
5.4.	Ozeanische Speicherung	24
5.5.	Weitere Speicheroptionen	25
5.6.	Übersicht über die Speicheroptionen	27
6.	Ökonomische und rechtliche Aspekte	28
6.1.	Rechtliche Fragestellungen	29
7.	Mögliche Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit	30

8.	Laufende Vorhaben zur CO₂-Sequestrierung	31
8.1.	Forschungs- und Entwicklungsprojekte	31
8.2.	Nationale und internationale Initiativen zur CO ₂ -Sequestrierung	36
9.	Stellungnahmen	37
9.1.	Einschätzungen von Experten, Organisationen und Verbänden	37
9.2.	Einschätzungen der Parteien	40
10.	Fazit und Ausblick	42
11.	Quellenangaben und Literaturverzeichnis	46

1. Einleitung: Energiegewinnung und Klimaschutz

Die Verbrennung fossiler Energieträger wie Kohle, Erdöl und Erdgas zur Energieerzeugung führt zur Freisetzung von **Kohlenstoffdioxid (CO₂)** als Verbrennungsprodukt. Gelangt das CO₂ in die Erdatmosphäre, so wirkt es dort als Treibhausgas: Ähnlich den Glasscheiben eines Gewächshauses sind Treibhausgase in der Atmosphäre zwar durchlässig für das auf die Erde einfallende Sonnenlicht, aber undurchlässig für die von der Erdoberfläche wieder in den Weltraum abgegebene Wärmestrahlung. Höhere Konzentrationen an Treibhausgasen führen zu einer Erhöhung der mittleren Temperatur der Erdatmosphäre. Bei ungebremseter Emission von CO₂ in die Atmosphäre wird von Klimaforschern eine fortschreitende globale Erwärmung vorhergesagt, die negative Auswirkungen auf Ökosysteme und die menschlichen Lebensbedingungen haben würde.

Im **Kyoto-Protokoll** von 1997 ist die internationale Staatengemeinschaft daher übereingekommen, als erste Gegenmaßnahme die weltweiten CO₂-Emissionen bis 2012 um 5,2 % gegenüber dem Niveau von 1990 zu reduzieren. Im Rahmen der Lastenverteilung („burden sharing“) innerhalb der EU hat sich Deutschland zu einer CO₂-Reduzierung um 21 % gegenüber 1990 verpflichtet. Nach der Ratifizierung durch Russland ist das Kyoto-Protokoll am 16.02.2005 in Kraft getreten. Die Reduktionsziele wurden für die Vertragsstaaten (einschließlich Deutschlands) dadurch völkerrechtlich verbindlich.

Die angestrebte Verminderung der CO₂-Emissionen kann grundsätzlich auf verschiedene Arten realisiert werden. Neben Energieeinsparung und rationeller Energienutzung zählt die Umstellung der Energieversorgung auf nicht-fossile Energieträger zu den am meisten diskutierten Varianten. Während bei der Energiegewinnung durch chemische Verbrennungsprozesse (Kohle, Erdöl, Erdgas) unvermeidlich CO₂ in großen Mengen entsteht, ist die Energiegewinnung aus erneuerbaren Energien – wie Solarenergie, Windkraft und Wasserkraft – einerseits und aus Kernenergie (Kernspaltung, Kernfusion) andererseits prinzipiell CO₂-frei (siehe Abbildung 1).

Seit einigen Jahren wird ein weiterer Mechanismus zur Reduktion der CO₂-Emissionen verstärkt diskutiert: Ohne auf die fossilen Energieträger zu verzichten, könnte das CO₂ aus deren Verbrennungsabgasen zu einem großen Teil herausgefiltert, zum Teil weiter verwendet oder an geeigneten Orten dauerhaft eingelagert werden, statt es wie bisher üblich in die Atmosphäre entweichen zu lassen. Die Kohlendioxid-Entstehung würde so zwar nicht verhindert, doch könnte die Wirkung des CO₂ als Treibhausgas und damit ein wesentlicher Beitrag zum durch Menschen verursachten Klimawandel vermieden werden.

Diese Bestrebungen sind unter dem Namen „Kohlendioxid-Abscheidung und Lagerung“ (engl.: „**carbon capture and storage**“, Abk. **CCS**) oder „**CO₂-Sequestrierung**“¹ (engl.: „sequestration“) bekannt geworden. In den neunziger Jahren erfuhr die Idee vom fossil befeuerten sog. „**CO₂-freien Kraftwerk**“ in Europa mehr und mehr Aufmerksamkeit. Genauer müsste es jedoch als emissionsarmes Kraftwerk oder als (für die Atmosphäre) CO₂-neutrales Kraftwerk bezeichnet werden. Die CO₂-Sequestrierung steht in engem Zusammenhang mit den sog. **clean coal**-Projekten², die sich generell mit einer umweltfreundlichen Kohle-Nutzung befassen.

Die CO₂-Sequestrierung wird in Deutschland auch vor dem Hintergrund der starken Abhängigkeit von fossilen Energieträgern diskutiert. So wurden 82,4 % des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2004 durch Steinkohle (13,5 %), Braunkohle (11,4 %), Erdgas (22,4 %) und Mineralöl (36,4 %) gedeckt (Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. 2005: 7-8). Die CO₂-Abtrennung wird allerdings vornehmlich nur in großen Kraftwerken erwogen, bei denen der technische und finanzielle Aufwand durch entsprechend große Emissions-Einsparungen belohnt würde. Denkbar wäre eine Anwendung auch bei großen Industrieanlagen, vor allem solchen mit relativ hohen CO₂-Konzentrationen im Abgasstrom – so z.B. bei einigen Anlagen der Zement- und Stahl-Industrie (Gupta et al. 2003: 20 ff.). Insgesamt kommen vor allem große, zentrale Punkt-Quellen von CO₂ für die Anwendung der Rückhaltetechnologie in Frage. Kleinere Anlagen könnten günstige Bedingungen für die technische Erprobungsphase bieten. Aus ökonomischen Gründen unrealistisch erscheint jedoch aus heutiger Sicht die Anwendung der Sequestrierungs-Technologie bei großflächig verteilten CO₂-Quellen, d. h. bei kleinen dezentralen Kraftwerken, in der Gebäudeheizung und in Fahrzeugmotoren³.

-
- 1 Im deutschen Sprachraum wird alternativ auch von „CO₂-Rückhaltung“, „Kohlenstoff-Rückführung“ oder „geologischer Speicherung“ gesprochen. Im Berg- und Abfallrecht sind wiederum andere Begriffe (Speicherung, Lagerung, Deponierung...) üblich. Insgesamt scheint die gebräuchliche Terminologie wenig einheitlich.
 - 2 Zu clean coal siehe z.B.: US Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Clean Coal Technology Compendium. Quelle: <http://www.netl.doe.gov/cctc/> [Stand 07.10.2005].
 - 3 Für dezentrale CO₂-Quellen bietet sich statt der CO₂-Rückhaltung eher eine Umstellung der Verbrennungsprozesse auf CO₂-freie Brennstoffe – wie Wasserstoff – an, die wiederum in zentralen, mit Sequestrierungs-Technologie ausgerüsteten Anlagen erzeugt würden. Details zum Themenbereich CO₂-freier Verkehr siehe (TAB 2006).

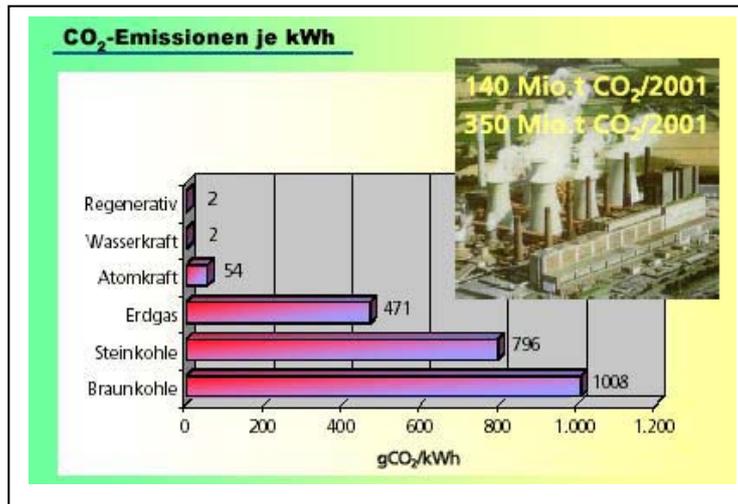


Abbildung 1: Ungefährer relativer Anteil an CO₂-Emissionen je Kilowattstunde differenziert nach Energieträgern. (Quelle: Stroink 2003: 3).

Der vorliegende Beitrag stellt die technischen Möglichkeiten und Perspektiven der CO₂-Sequestrierung vor. Der Weg des Kohlendioxids vom Kraftwerk zur Lagerung teilt sich dabei in drei Prozessschritte auf: Zunächst muss CO₂ aus dem Abgas (oder Brennstoff) herausgefiltert und abgeschieden werden (Kapitel 2). Falls es nicht direkt in chemischen Prozessen weiterverwendet wird (Kapitel 3), muss das CO₂ in geeigneter Form zu den späteren Lagerstätten transportiert werden (Kapitel 4). Schließlich muss es möglichst dauerhaft eingelagert werden; zu diesem Zweck sind verschiedene Lagermöglichkeiten in der Diskussion (Kapitel 5). In den weiteren Kapiteln wird auf die Kosten der verschiedenen Verfahrensschritte, mögliche Umweltrisiken sowie laufende Forschungsvorhaben und politische Initiativen im Zusammenhang mit der CO₂-Sequestrierung eingegangen.

2. Abtrennung von Kohlendioxid aus Kraftwerks-Abgasen

Kohlendioxid soll aus dem Abgasstrom eines Kraftwerkes möglichst kostengünstig und effizient, aber zugleich in chemisch möglichst reiner Form abgetrennt werden. Verunreinigungen, gleich welcher Natur, würden die weitere Verwendung einschränken und könnten evtl. auch Transport und Speicherung des Kohlendioxids ökologisch bedenklich machen und technisch erschweren. Gleichzeitig ist die Abtrennung nach dem gegenwärtigen Stand mit etwa 75 Prozent der Gesamtkosten der kostenintensivste Schritt der CO₂-Sequestrierung. Deshalb entscheiden die Fortschritte der Abscheidetechnologie maßgeblich darüber, ob und wann sich die Sequestrierung großtechnisch und wirtschaftlich nutzen lässt (Feron, Hendriks 2005: 452).

2.1. Strategien der Abscheidung

Grundsätzlich lassen sich die Verfahren zur Abscheidung von Kohlendioxid in drei Kategorien unterteilen: Das Treibhausgas kann **vor der Verbrennung** (engl.: pre-combustion) abgetrennt oder **nach der Verbrennung** (engl.: post-combustion) dem Abgas entzogen werden. Als dritte Variante wird die **Verbrennung in reinem Sauerstoff** (OxyFuel-Verfahren) diskutiert. Dabei fällt das Kohlendioxid in höherer Konzentration im Abgasstrom an und wäre infolgedessen nach der Verbrennung leichter abzutrennen.

Während die post-combustion-Variante – mit Einschränkungen – auch bei bestehenden Kraftwerken angewandt werden könnte, wenn diese entsprechend nachgerüstet würden, erfordern die anderen beiden Varianten neue Konzepte, die meist nur bei Kraftwerksneubauten zum Tragen kommen könnten. Laut Auskunft des europäischen Fachverbandes für Strom- und Wärmeerzeugung VGB Power Tech e. V. sind in Deutschland jedoch – bis auf Demonstrationsanlagen – bis 2020 keine Neubauten mit einer pre-combustion oder oxyfuel-Technik geplant.

Die drei Abtrenn-Strategien werden in den Abschnitten 2.1.1 bis 2.1.3 näher vorgestellt. Mit Blick auf die CO₂-Abscheidung liegt der wesentliche Unterschied im unterschiedlichen CO₂-Gehalt im Abgas. Die technischen Verfahren zur Abtrennung sind jedoch bei allen drei Varianten sehr ähnlich. Sie werden daher in einem separaten Abschnitt 2.2 im Überblick dargestellt.

2.1.1. Abtrennung des Kohlendioxids vor der Verbrennung

Kohlendioxid kann aus Kohle oder Erdgas bereits abgetrennt werden, bevor die eigentliche Verbrennung im Kraftwerk abläuft. Dies geschieht, indem die gemahlene Kohle oder das Erdgas zunächst mit Wasserdampf und Sauerstoff unter Druck und hoher Temperatur (650-2000°C) reagieren. Bei dieser so genannten (Kohle)Vergasung entste-

hen hauptsächlich Wasserstoff und Kohlendioxid. Das Gasgemisch wird als **Synthesegas** bezeichnet. Kohlendioxid ist darin mit Anteilen von 15 bis 40 Prozent enthalten und kann daraus mit den in Abschnitt 2.2 vorgestellten Techniken entfernt werden (Feron, Hendriks 2005: 452). Der zurückbleibende Wasserstoff dient dann als energiereicher Brennstoff für einen nachfolgenden Verbrennungsprozess. Im Idealfall entweicht auf diese Weise nur noch Wasserdampf in die Atmosphäre, jedoch kein Kohlendioxid.

Einige Verfahren zur Kohlevergasung haben bereits industrielle Reife erlangt. Dazu zählen die Texaco-Flugstromvergasung und das Rheinbraun HTW⁴-Verfahren. Seit 1986 ist eine Demonstrationsanlage in Hürth-Berrenrath in Betrieb, die jeden Tag 720 Tonnen Braunkohle in Synthesegas umwandelt. Jährlich entstehen auf diese Weise rund 300 Millionen Kubikmeter Synthesegas, aus dem großtechnisch Methanol gewonnen wird (Umweltlexikon Online 2003) (s. Kapitel 3). Eine technische Realisierung der pre-combustion-Variante stellen die so genannten **IGCC (integrated gasification combined cycle)-Kraftwerke** dar.

2.1.2. Anreicherung des Kohlendioxids im Abgasstrom

Wird Kohle nicht in Luft⁵ sondern in reinem Sauerstoff verbrannt, dann besteht der Abgasstrom zu einem hohen Anteil, nämlich zu über 80 Prozent, aus Kohlendioxid. Die CO₂-Konzentration bei diesem „**OxyFuel**“-Verfahren liegt damit erheblich höher als bei Verbrennung an Luft (Gupta et al. 2003: 7). Im Abgas befinden sich beim OxyFuel-Verfahren im Wesentlichen nur noch Kohlendioxid und Wasserdampf. Dies erleichtert aus technischer Sicht das Abtrennen des Kohlendioxids, da die Abtrennung bei hohem CO₂-Gehalt effizienter erfolgen kann (siehe Kapitel 2.2).

Ein Nachteil des Verfahrens besteht in den hohen Kosten für den benötigten reinen Sauerstoff. Zusätzlich müssen auch noch weitere Komponenten für ein OxyFuel-Kraftwerk entwickelt werden, weil aufgrund der Reaktionsfreudigkeit des Sauerstoffs und der damit einhergehenden erhöhten Korrosionsgefahr teilweise andere Materialien benötigt werden als für herkömmliche Kraftwerke (Theiss et al. 2003: 9-10).

2.1.3. Abtrennung des Kohlendioxids nach der Verbrennung

Nach der Verbrennung befinden sich im Abgas von konventionellen Kohlekraftwerken 10 bis 15 Prozent Kohlendioxid, bei Gaskraftwerken sind es 3 bis 6 Prozent (DOE 2005 sowie Bailey, Feron 2005: 470). Um das CO₂ aus dem Abgas abzutrennen, stehen mehrere Techniken zur Verfügung, mit denen – ein ausreichendes Platzangebot am Kraftwerksstandort vorausgesetzt – prinzipiell jedes bestehende Kraftwerk nachgerüstet wer-

4 HTW steht für Hoch-Temperatur-Winkler

5 Luft besteht zu 78,1 Prozent aus Stickstoff und nur zu 20,9 Prozent aus Sauerstoff.

den kann. Die verschiedenen Abtrenntechniken werden im folgenden Kapitel kurz erläutert.

2.2. Abtrenntechniken

CO₂ kann durch Einlagerung ins Volumen eines flüssigen oder festen Filters (**Absorption**) oder durch Anlagerung an Oberflächen (**Adsorption**) gebunden werden. Es kann weiterhin mit Hilfe von **Membranen** aus dem Abgas herausgefiltert oder durch Kühlung und nachfolgende **Kondensation** aus dem Abgas entfernt werden (Plötz 2003). Mit diesen Verfahren lässt sich in der Regel ein Anteil von 80 bis 95 Prozent des CO₂ aus dem Abgas herausfiltern (Bailey, Feron 2005: 470).

Fast alle beschriebenen Verfahren zur CO₂-Abtrennung sind bereits kommerziell verfügbar und werden z.B. bei der Düngemittelherstellung angewandt. Jedoch existieren sie nicht in der Größe, die für ein fossil befeuertes Kraftwerk benötigt wird (IPCC 2005: 7). Im Folgenden werden der Stand der Technik sowie die Potenziale der einzelnen Techniken kurz wiedergegeben (vgl. Theiss et al. 2003: 9-10).

2.2.1. Absorption

Bei der chemischen oder physikalischen Absorption wird das Kohlendioxid an eine Flüssigkeit, den Absorber, chemisch gebunden und damit von den übrigen Abgasen separiert. Durch Hitze kann die Bindung an den Absorber später wieder gelöst werden. Der Absorber steht danach erneut zur Verfügung, um weiteres Kohlendioxid aus dem Abgas zu filtern.

In der Literatur sind mehrere Absorber beschrieben. Die Abtrennung mit Hilfe von flüssigen Monoethanolaminen (MEA) ist zurzeit das gängigste Verfahren. Es wird seit Ende der siebziger Jahre in verschiedenen chemischen Produktionsprozessen großtechnisch eingesetzt. 1999 wurde weltweit aus neun kleineren Elektrizitätswerken Kohlendioxid aus dem Abgas separiert (Bolland 2005: 30).⁶

MEA wird allerdings durch Verunreinigungen im Abgas zerstört, weshalb ständig neues Amin nachgefüllt werden muss. Insgesamt gilt das MEA-Verfahren als ressourcenintensiv. Da das Kohlendioxid erst bei 100 bis 140 Grad Celsius wieder von dem MEA gelöst werden kann (Bailey, Feron 2005: 468), verbraucht die MEA-Technologie zudem vergleichsweise viel Energie. Allerdings ist das Verfahren im Vergleich zu den anderen Techniken auch bei niedrigen CO₂-Gehalten in der Abluft noch sehr wirksam und am weitesten entwickelt. Für herkömmliche Kraftwerke mit einer thermischen Leistung von 1000 Megawatt müssten die Waschtürme zur Abtrennung des CO₂ auf Basis des MEA-

6 Das so gewonnene und gereinigte Kohlendioxid wird beispielsweise in der Nahrungsmittelindustrie verwendet (siehe Kapitel 3).

Verfahrens allerdings so hoch sein, dass sie in vielen Fällen das ganze Kraftwerk über-ragen würden (Gärtner 2006: 32).

In der Forschung werden derzeit weitere Substanzen als Absorber getestet. Der Fokus liegt auf der Stoffklasse der Amine, jedoch werden auch anorganische Salze und Ammoniak geprüft (Notz et al. 2005; Gupta et al. 2003: 11-12). Einige werden bereits kommerziell erprobt (Bailey, Feron 2005: 469). Bei höheren Kohlendioxid-Gehalten, wie sie beim OxyFuel- und dem Pre-combustion-Verfahren auftreten, können auch andere Chemikalien als MEA verwendet werden, etwa Methanol (Eide, Bailey 2005: 482). Die Degradation der Waschsubstanzen und die Notwendigkeit ihrer Aufbereitung/Entsorgung sind allgemeine Nachteile des Absorptions-Verfahrens.

2.2.2. Adsorption

Unter Druck kann Kohlendioxid in die Poren fester Materialien, z.B. Tonminerale und Kohle, eingelagert werden. Durch Druckerniedrigung oder Temperaturerhöhung kann es daraus wieder freigesetzt werden. Für diesen Prozessschritt muss Energie aufgewendet werden; ansonsten sind die Betriebskosten des Adsorptionsverfahrens jedoch eher gering. Sowohl die Druckwechsel- als auch die Temperaturwechseladsorption werden bereits zur Entfernung von CO₂ aus Erdgas genutzt. Für die CO₂-Abscheidung aus Kraftwerken wurden sie in einer Pilotanlage von zwei japanischen Firmen getestet: Smith berichtet diesbezüglich über Abscheideraten von etwa 90 Prozent (Smith 1999: 1-84). Dennoch wird das Verfahren bis heute nicht großtechnisch betrieben, weil die Adsorber noch zu wenig CO₂ aufnehmen und neben CO₂ auch unerwünschte andere Gase binden. In Kombination mit anderen Techniken oder dank neuer Adsorber könnte das Verfahren dennoch bedeutsam werden (Gupta 2003: 13).

2.2.3. Membranverfahren

Es gibt Materialien, vornehmlich Kunststoffe und Keramiken, die ausschließlich Kohlendioxid durch ihre Poren wandern lassen oder in denen sich nur Kohlendioxid löst. Dadurch kann das Treibhausgas von den übrigen Abgasen getrennt werden. Membranverfahren werden beispielsweise seit den achtziger Jahren kommerziell bei der Reinigung von Erdgas und Erdöl genutzt, wenn dieses zu zwei Dritteln und mehr mit Kohlendioxid verunreinigt ist (Forschungszentrum Karlsruhe 1999: 6).

Im Unterschied zu den anderen Technologien eignen sich Membranen in besonderem Maß für große Gasströme, wie sie bei fossil befeuerten Großkraftwerken auftreten. Dafür muss allerdings der Anteil des Kohlendioxids möglichst hoch liegen, wie es bei pre-combustion- und OxyFuel-Verfahren der Fall wäre. Hingegen liegt der Gehalt bei herkömmlichen Kraftwerken so niedrig, dass die Abgase vorher auf etwa 10 bar verdichtet werden müssen, um die Trennleistung zu verbessern. Das erfordert wiederum Energie

(Bailey, Feron 2005: 472-473). Auch ist die Effizienz der Membran-Verfahren im Vergleich zu den Absorptionsverfahren bislang niedriger, weshalb sie bisher nicht kommerziell verwendet werden. Bei fossilen Kraftwerken können Ruß- und andere Partikel im Abgas überdies die Membranen verkleben. Daher müssten sie vor der Membranbehandlung durch Partikelfilter herausgefiltert werden. Solange die Membran den Prozessbedingungen jedoch standhält, sind keine Wartungsarbeiten erforderlich, und die Betriebskosten werden als gering eingestuft (Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. 2004).

Forscher suchen derzeit nach Membranen, die keine Verdichtung der Abgase erfordern und dennoch effizient arbeiten (Dortmundt, Kishore 1999: 2–30). Müssten die Abgase nicht vorab verdichtet werden, würden nur etwa vier Prozent der erzeugten elektrischen Energie eines Kraftwerkes für die Kohlendioxid-Abtrennung mittels Membran benötigt. Für ein gängiges Absorptionsverfahren liegt der Verbrauch hingegen 2,5 bis 5 Mal höher. Deshalb bescheinigen einige Wissenschaftler der Membrantechnik ein beachtliches Zukunftspotenzial (Forschungszentrum Karlsruhe 1999: 14-15).

2.2.4. Kondensation

Die Verflüssigung bzw. das Gefrieren des Kohlendioxids durch Abkühlen des gesamten Abgasstroms ist zwar technisch möglich, erfordert jedoch bei großen Abgasmengen viel Energie. Zudem müssen Verunreinigungen vorab entfernt werden, um nicht stark verunreinigtes CO₂ zu erhalten (Eide, Bailey 2005: 482). Dennoch wird die Technik bei CO₂-Gehalten von mehr als 50 Prozent im Abgas bei verschiedenen chemischen Prozessen bereits verwendet. Das Kondensations-Verfahren wird bei hohen CO₂-Anteilen in der Abluft, wie sie bei dem OxyFuel- und dem pre-combustion-Prozess auftreten würden, in Betracht gezogen, weil dann hohe Abscheideraten erzielt würden, ohne dass zusätzlichen Chemikalien benötigt würden. Das Kohlendioxid liegt überdies nach dem Auskondensieren bereits in der für den Transport erforderlichen flüssigen oder festen Form (Trockeneis) vor (Gupta et al. 2003: 14).



2.2.5. Übersicht über Vor- und Nachteile der Verfahren

Verfahren	Vorteile	Nachteile	Stand der Technik
Absorption	hohe Selektivität für CO ₂ hohe Abtrennraten	hoher Energieverbrauch (Kühlung der Abgase, Erhitzen des Absorbers, Gebläse oder Wäscher, evt. Abtrennen von Verunreinigungen) hoher Ressourcenverbrauch (Austausch des Absorbers, Materialverbrauch durch Korrosion etc.)	bereits kommerziell eingesetzt bei kleineren Kraftwerken und bei anderen Prozessen z.B. für die Abtrennung des CO ₂ für die Lebensmittelindustrie
Adsorption	gute Abtrennraten mäßiger Energieverbrauch	geringe Selektivität für CO ₂ hoher Ressourceneinsatz (viel Adsorber speichert wenig CO ₂)	für CO ₂ -freie Kraftwerke im Pilotmaßstab erprobt für die Abtrennung von CO ₂ aus Erdgas kommerziell verfügbar
Membranverfahren	mäßiger Energieverbrauch (Kühlung der Abgase, bei Kraftwerken zusätzlich Verdichtung der Abgase) geringe Betriebskosten (sofern Membran lange standhält)	geringere Abtrennleistung als bei Absorption (bei niedrigen Ausgangskonzentrationen an CO ₂ im Abgas besonders aufwändige Technik) evt. Ressourcenverbrauch und Wartung (Instandhalten der Membran, Verunreinigungen beschädigen die Membran)	für CO ₂ -freie Kraftwerke noch nicht ausgereift für die Abtrennung von CO ₂ aus Erdöl und Erdgas etabliert
Kondensation	hohe Abtrennraten bei hohen CO ₂ -Gehalten kein zusätzlicher Chemikalienverbrauch, sofern die Abgase ungereinigt kondensiert werden können CO ₂ liegt danach in transportfähiger Form vor	hoher Energieaufwand (Verunreinigungen müssen vorher abgetrennt werden, bei großen Gasströmen technisch aufwändig) langsamer Prozess zusätzlicher Ressourcenverbrauch, wenn Verunreinigungen vorher abgetrennt werden müssen	erscheint nur bei pre-combustion und Oxy-Fuel-Kraftwerken sinnvoll, nicht aber bei herkömmlichen Kraftwerken kommerziell verfügbar für industrielle Prozesse, bei denen mehr als 50 Prozent CO ₂ anfällt

Tabelle 1: Übersicht über Vor- und Nachteile und Stand der Technik der bekannten Abtrenntechniken. Vermutlich wird keines dieser Verfahren sich als „das beste“ Verfahren herausstellen, sondern je nach Kraftwerkstyp, Größe, Brennstoff und sonstigen Kriterien werden verschiedene Verfahren zum Zuge kommen.

3. Weiterverwendung des abgetrennten CO₂

Es wäre denkbar, das abgetrennte Treibhausgas nicht als Abfall zu deponieren, sondern wieder zu verwenden. Dafür kommen grundsätzlich alle Prozesse in Frage, die CO₂ binden. Für einen effektiven Klimaschutz kommt es dabei jedoch vor allem auf eine möglichst dauerhafte CO₂-Bindung an, um nicht nur eine Zwischenspeicherung, sondern eine tatsächliche Reduktion des Treibhauseffekts zu erreichen.

Bei manchen dieser Prozesse wird CO₂ so eingesetzt, dass es nach der Verwendung zeitlich verzögert wieder in die Atmosphäre gelangt. Dies gilt für das Gefriertrocknen von Nahrungsmitteln ebenso wie für das Herstellen von kohlenensäurehaltigen Getränken oder den Einsatz von CO₂ als Löschmittel in Feuerlöschern. Bei diesen Anwendungen wird die Freisetzung von CO₂ nicht vermieden, sondern lediglich über die Prozesskette verzögert. Es ergibt sich daher kein langfristiger Klimaschutzeffekt.

Abgesehen von diesen Anwendungen existieren jedoch auch mehrere chemische Prozesse, in denen Kohlendioxid dauerhaft gebunden wird. 2001 wurden jährlich etwa 110 Millionen Tonnen des Treibhausgases in chemischen Prozessen zu höherwertigen Produkten verarbeitet (Xu 2005: 98). So wird aus einer Mischung aus Wasserstoff, Kohlenstoffmonoxid und Kohlenstoffdioxid – dem Synthesegas – in großem Stil die Massenchemie Methanol produziert. Kohlendioxid wird weiterhin in mehreren Millionen Tonnen jährlich zur Herstellung von Harnstoff benötigt, einem Ausgangsprodukt für die Düngemittelindustrie. Flüssiges Kohlendioxid wird auch als Lösemittel z.B. für chemische Prozesse oder zum Reinigen von Anlagen eingesetzt. Insgesamt könnte künftig deutlich mehr Kohlendioxid als Ausgangsstoff für Chemikalien verwendet werden. Unter Berücksichtigung des gegenwärtigen Standes der Erkenntnisse könnten weltweit bis zu 650 Millionen Tonnen CO₂ in Chemikalien umgewandelt werden (Xu 2005: 98). Diese weltweite Kapazität entspricht etwa drei Vierteln des energiebedingten CO₂-Ausstoßes in Deutschland, der 2003 mit 836,6 Millionen Tonnen angegeben wurde. Die Weiterverwendung von Kohlendioxid, insbesondere die Umwandlung in höherwertige Produkte, kann also in gewissem Maße dazu beitragen, Emissionen zu mindern. Bezogen auf den weltweiten CO₂-Ausstoß von mehr als 25 Milliarden Tonnen ergibt sich durch die CO₂-Verwendung jedoch nur eine maximale Reduktionsmöglichkeit von weniger als fünf Prozent (vgl. Stroink 2003: 5).

Ende der neunziger Jahre wurde erst ein sehr kleiner Anteil der Kohlendioxidemissionen technisch verwertet. So machte etwa in Deutschland der Anteil des Kohlendioxids, der aufgefangen und recycelt wurde, damals lediglich 0,1 Prozent des insgesamt emittierten CO₂ aus (Forschungszentrum Karlsruhe 1999: 1). Seitdem haben sich die Forschungsaktivitäten zur Frage der Nutzung von Kohlendioxid als Grundstoff für den Aufbau hochwertiger Substanzen jedoch erheblich intensiviert (Grunwaldt 2004). Jüngst wurden in einer Forschungsarbeit alleine 20 chemische Prozesse identifiziert, die umweltfreundlicher ablaufen würden, wenn sie von Kohlendioxid als Rohstoff ausgehen würden (Xu 2005: 113).

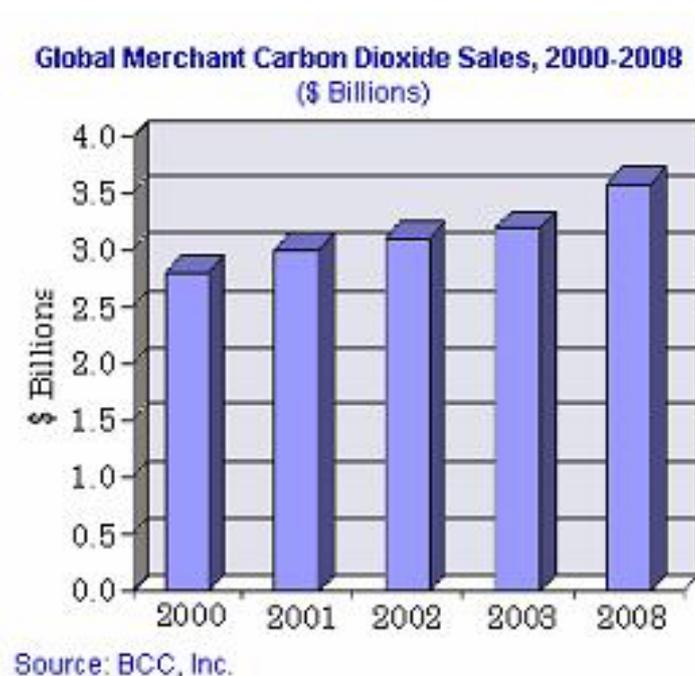


Abbildung 2: Prognose der Entwicklung des weltweiten Marktes für Kohlendioxid (Quelle: Business Communication Co.).

Ein Gutachten zur Verwendung und Recycling von Kohlendioxid kommt etwa zu dem Ergebnis, dass die Nachfrage nach Kohlendioxid von Seiten der Industrie steigen wird. Der Markt für Kohlendioxid werde daher von derzeit 3,2 Milliarden US-Dollar auf 3,6 Milliarden US-Dollar im Jahr 2008 wachsen (Business Communications Co. 2004).

4. Transport zu den Lagerstätten

Der Transport des abgeschiedenen Kohlendioxids vom Kraftwerk zur Lagerstätte kann entweder per Schiff (bei kleineren Mengen evtl. auch per Bahn und LKW) oder mit Hilfe geeigneter Pipelines erfolgen. In beiden Fällen muss das CO₂ nach der Abscheidung zunächst verdichtet, d.h. gefroren, verflüssigt oder in einen überkritischen Zustand (oberhalb von 31°C und 73 bar) gebracht werden, um besser transportfähig zu sein.

Erfahrungen mit dem großtechnischen Transport von CO₂ liegen bereits vor, u. a. mit dem „Enhanced Oil Recovery“-Verfahren, das in der Öl- und Gasindustrie angewandt wird (EOR, s. Abschnitt 5.2). In den USA existieren seit den 1970er Jahren etwa 2500 Kilometer an Pipelines, mit denen CO₂ vor allem zu den Ölfeldern im Bundesstaat Texas transportiert wird. Dabei wird das CO₂ meist nur einmal am Quellort auf Drücke um 80 bar komprimiert. In manchen Fällen werden jedoch unterwegs weitere Verdichter-Stationen benötigt (IPCC 2005).

Der Pipeline-Transport ist also als etablierte Technologie anzusehen. Jedoch ist die für die Verdichtung notwendige Energie nicht unerheblich: Allein der hierfür aufzubringende Energieaufwand führt zu einer Minderung des Kraftwerks-Wirkungsgrades von drei bis vier Prozentpunkten (DPG 2005). Erfahrungen mit den CO₂-Pipelines in den USA haben ergeben, dass deshalb mit Transportkosten in der Größenordnung von 1 bis 3 US-Dollar pro Tonne CO₂ und pro 100 Kilometern Entfernung zu rechnen ist (BMW 2003).



Abbildung 3: CO₂-Pipelines zur verstärkten Ölförderung in den USA (Quelle: Boland 2005: 36).

Der Transport von CO₂ mit großen Tankschiffen gilt ebenfalls als technisch machbar und könnte vor allem für den Transport nach Übersee über große Entfernungen (ab etwa 1000 km) und für nicht allzu große Mengen (wenige Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr) kostengünstiger als der Pipeline-Transport sein. Der Transport in Druckgasbehältern auf LKWs oder Zügen, der technisch ebenfalls möglich wäre, kommt hingegen wegen wesentlich höherer Kosten voraussichtlich nur für kurze Entfernungen oder bei Pilotprojekten in Betracht (IPCC 2005).

Für den Pipeline-Transport weist der IPCC darauf hin, dass existierende Sicherheitsstandards für den CO₂-Transport im Rahmen der EOR-Verfahren nicht in jedem Fall auch im Zusammenhang mit der Sequestrierung als Sicherheitsgarantie ausreichen würden. Insbesondere der Transport durch bewohntes Gebiet erfordere einen verbesserten Schutz vor Überdruck sowie eine noch sorgfältigere Überwachung der Pipeline auf mögliche Lecks. Ebenso müsse der Gehalt an bestimmten Verunreinigungen (insbesondere des giftigen Schwefelwasserstoffes) strenger kontrolliert werden. Schließlich könne ein höherer Feuchtigkeitsgehalt im transportierten CO₂ zur Korrosion der Rohre führen. Unter Umständen müssten deshalb entweder die Pipelines aus rostfreiem Stahl gebaut bzw. von innen mit Kunststoff beschichtet werden, oder das CO₂ müsste vor dem Transport durch Abkühlung getrocknet werden.

5. Einlagerung des abgetrennten Kohlendioxids

Mit der Abtrennung des Kohlendioxids allein ist noch nicht sichergestellt, dass das Gas keine klimaschädlichen Wirkungen entfaltet. Dazu bedarf es zusätzlich einer kontrollierten Speicherung. Grundsätzlich kann das Treibhausgas auf verschiedene Arten gelagert werden: Es kann z.B. in tiefen Wasser führenden Gesteinsschichten (Sedimente) gespeichert, in Erdöl- und Erdgaslagerstätten befördert, in aufgelassene Bergwerke oder in den Ozean eingepresst werden. Um eine dauerhafte Entfernung des Kohlendioxids

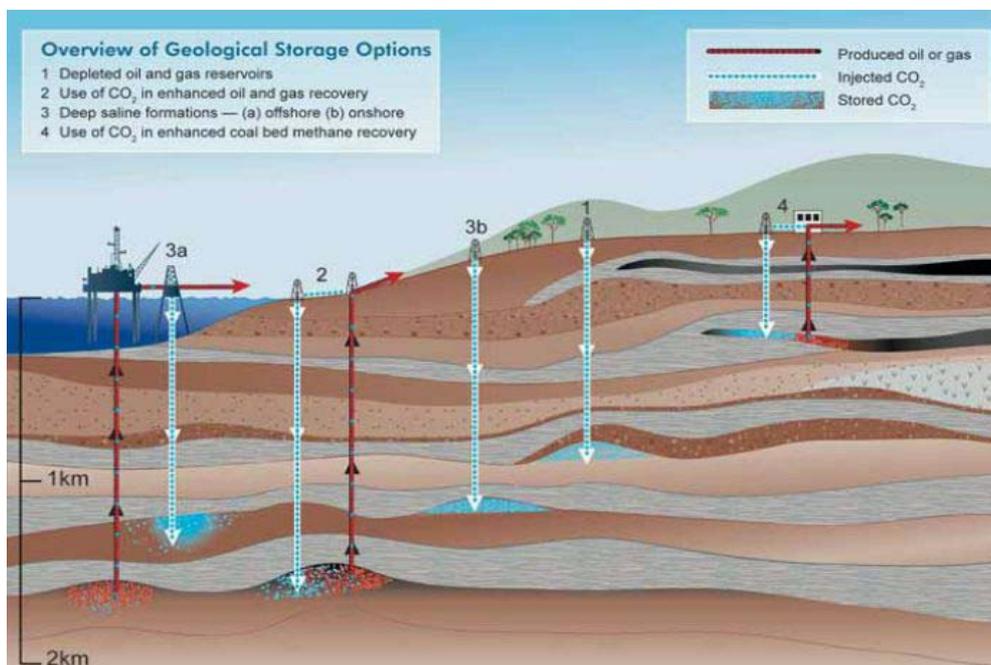


Abbildung 4: Überblick über die Möglichkeiten der geologischen Speicherung von CO₂: (1) Einlagerung in erschöpfte Öl- und Gas-Felder, (2) verstärkte Ausförderung von Öl- und Gasfeldern (EOR), (3) Salzstöcke an Land (3a) und auf See (3b), und (4) Speicherung in Kohleflözen zur Steigerung der Flözgasausbeute. (Quelle: IPCC 2005)

aus dem Kreislauf der Atmosphäre zu erreichen, muss sichergestellt werden, dass das Treibhausgas nicht wieder aus der Lagerstätte entweichen kann. Dies sowie Fragen der ökologischen Unbedenklichkeit und der Kosten bestimmen im Wesentlichen die momentane Diskussion zu möglichen Lagerstätten.

Oft sind die potenziellen Lagerstätten weit entfernt von den Kraftwerken. Dies beschränkt die Zahl der möglichen Speicherorte auf solche, die möglichst nahe an der Emissionsquelle liegen (IEA 2004: 16). In Deutschland kommt unter Berücksichtigung der Speicherkapazitäten, der Sicherheit, der Kosten und der technischen Möglichkeiten vor allem die Speicherung in Gasfeldern oder in Salzwasser führenden, tiefen Gesteinsschichten (salinen Aquiferen) in Frage. Mögliche Lagerstätten auf deutschem Gebiet, vor allem in Gasfeldern, Salzbergwerken und Kohleflözen, wurden und werden in einer Serie von Projekten unter anderem von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) untersucht (s. Abbildung 6).

5.1. Geologische Speicherung – in Gesteinsschichten und Aquiferen

Bei der Speicherung des Kohlendioxids in tiefen salzwasserführenden Gesteinsschichten, so genannten Aquiferen, wird das Treibhausgas unter eine undurchlässige Gesteinsschicht in mehr als 800 Metern Tiefe gepresst. Die Speicherkapazität in solchen Lagerstätten wird weltweit auf 1.000 bis 10.000 Gigatonnen CO₂ beziffert (IEA 2004: 16). Das IPCC errechnete jüngst eine Kapazität von mehr als 2.000 Gigatonnen, die – bei unveränderter Produktionsrate – für die weltweite Emissionsmenge der nächsten 80 Jahre oder mehr ausreichen würde (IPCC 2005). Einige Autoren geben deutlich niedrigere Werte an. Die große Streuung der Werte beruht darauf, dass sowohl die Anzahl der Aquiferspeicher mit ausreichender Langzeitstabilität als auch deren tatsächliches Fassungsvermögen nur grob geschätzt werden kann (Wuppertal Institut et al. 2005: 27).

Im norwegischen „Sleipner“-Erdgasfeld wird seit 1996 dem CO₂-haltigen Erdgas Kohlendioxid entzogen, das dann verdichtet und in eine knapp einen Kilometer unter der Erde liegende, unterseeische Sandsteinformation eingebracht wird. Bis 2004 wurde auf diese Weise jährlich etwa eine Megatonne an Kohlendioxid in den Untergrund zurück befördert. Nach Angaben der Projektpartner ist seither kein Kohlendioxid entwichen (Leonardi 2004: 1-24, sowie IEA 2004: 16).

Bei der Injektion von CO₂ in wasserhaltige Lagerstätten löst sich das CO₂ teilweise im Tiefenwasser. Dabei entstehen aggressive, kohlen saure Lösungen, die teilweise mit dem umliegenden Gestein zu Carbonaten reagieren können. Diese Mineralien sind reaktions-träge, stabil und daher ungefährlich. Die Bohrungsverschlüsse müssen jedoch gegen die aggressiven Wasser besonders gesichert werden, um Undichtigkeiten zur Erdoberfläche hin zu vermeiden.

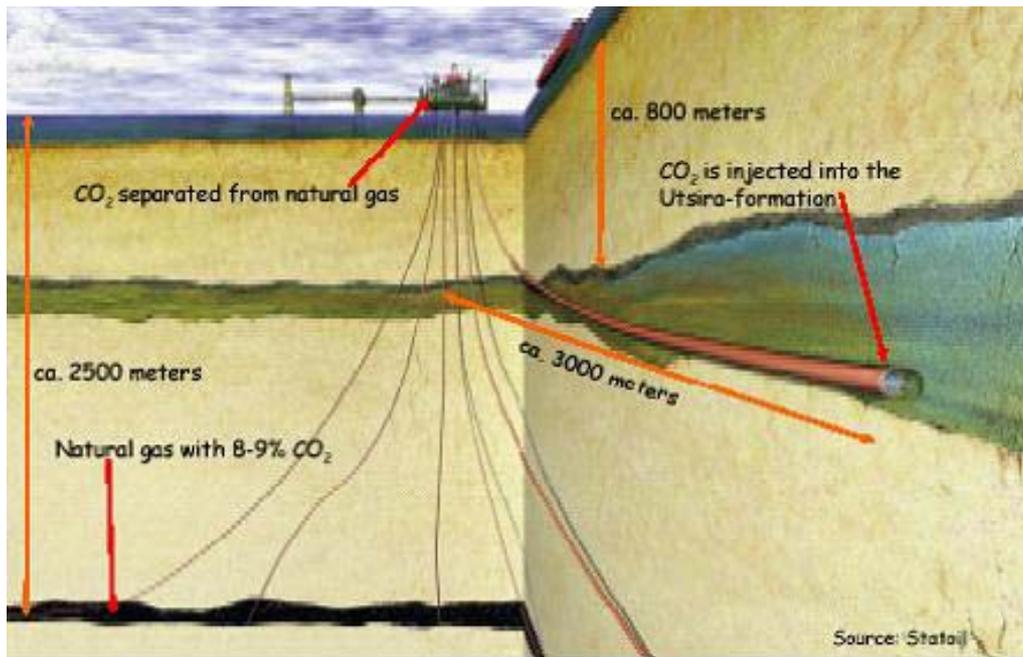


Abbildung 5: Sequestrierung von CO₂ im Sleipner-Erdgasfeld (Quelle: Statoil)

Ob Kohlendioxid auch über längere Zeiträume sicher und ohne Leckagen in unterirdischen Speichern isoliert werden kann, ist Gegenstand laufender Forschungsprojekte. Da sich das Treibhausgas, wie beschrieben, zu einem Teil im Wasser zu Kohlensäure löst, kann zumindest nicht das gesamte eingepresste CO₂ wieder austreten. Das IPCC vertritt die Ansicht, dass für einen Zeitraum von 100 Jahren eine Leckrate aus geologischen Lagerstätten von unter einem Prozent als sehr wahrscheinlich einzustufen ist (IPCC 2005).

Ein Vorteil der Speicherung in geologischen Formationen liegt darin, dass es weit verbreitete geeignete Lagerstätten gibt und somit die Transportwege in der Regel relativ kurz sind. Die Autoren des IPCC-Berichtes schreiben, dass sich für viele große CO₂-Emittenten eine geeignete geologische Lagerstätte in weniger als 300 km Entfernung finden würde (IPCC 2005).

In Sedimentbecken ist eine effektive geologische Speicherung von CO₂ nur in Tiefen von mehr als etwa 1000 Metern bei mehr als etwa 80 bar möglich (Gerling, May 2001: 3). In Deutschland bieten die salinen Aquifere mit einem möglichen Speichervolumen von 20-40 Gigatonnen die größte Speicherkapazität (DPG 2005). Dazu zählen die Mittlere Buntsandsteinformation, die vom Osten Großbritanniens bis nach Polen reicht, und der Oberrheingraben – der jedoch in einer tektonisch aktiven Zone liegt – ebenso wie das Norddeutsche Becken und einige kleinere Becken (siehe dazu Abbildung 5). Werden diese Reservoirs genutzt, würde es allerdings zu einer Versauerung der tiefen Grundwässer kommen, wodurch diese nur noch eingeschränkt für die geothermische

Stromerzeugung genutzt werden könnten, da Anlagenteile durch die saueren Gewässer rasch korrodieren würden. Um diesen potenziellen Nutzungskonflikt zu vermeiden, sollten Bohrungen zu salinen Aquiferen erst dann, wenn sie nach etwa 30 Jahren geothermisch erschöpft sind, für eine CO₂-Speicherung genutzt werden (Gerling, May 2001: 5).

5.2. Einbringen in Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Bei den so genannten Enhanced-Oil-Recovery-Verfahren (EOR) bzw. Enhanced-Gas-Recovery-Verfahren (EGR) wird meist ein Gas, zum Beispiel Kohlendioxid, in Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten eingebracht. Durch das Einpumpen von verdichtetem Kohlendioxid wird ein hoher Druck in der Lagerstätte aufgebaut, der dafür sorgt, dass mehr Erdöl bzw. Erdgas als bei konventioneller Förderung aus der Quelle aufsteigt bzw. versiegende Quellen noch länger gefördert werden können. Auf diese Weise ersetzt das Kohlendioxid allmählich große Teile des ursprünglichen Rohstoffvorrates und bleibt nach Einstellung der Förderung teilweise in der Lagerstätte eingeschlossen, wenn diese zum Erdboden hin luftdicht abgeschlossen ist.

Schon heute wird ein Teil des aus industriellen Prozessen und Kraftwerken abgetrennten CO₂ zur verstärkten Ausförderung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten verwendet. So werden in den USA bereits geschätzte 190.000 Barrel Rohöl pro Tag zusätzlich mittels EOR gefördert. Einem Gutachten zufolge könnte diese Menge mit der EOR-Technik um 130.000 Barrel Rohöl je Tag gesteigert werden. Insgesamt würden dann in den USA jedes Jahr 40 Millionen Tonnen (Megatonnen) Kohlendioxid in Erdölfeldern sequestriert werden (Business Communications Co. 2004).

Ein großes staatlich gefördertes Pilotprojekt zur EOR-Sequestrierung ist das kanadische Weyburn-Projekt. Seit 2001 werden jährlich zwei Megatonnen des Treibhausgases in das Erdölfeld eingepumpt, um die Förderzeit der Quelle zu verlängern. Etwa ein Drittel des eingepumpten Kohlendioxids verbleibt dauerhaft in der Erdöllagerstätte, der übrige Teil vermischt sich mit dem Erdöl, wird abgetrennt und wieder injiziert. Das Kohlendioxid stammt von einer Vergasungsanlage, von der es über eine 320 Kilometer lange Pipeline zu dem Erdölfeld transportiert wird (Fitzpatrick 2004: 1-3).

In Deutschland bestehen vor allem Kapazitäten zur verstärkten Erdgasförderung. Die Speicherkapazität der heimischen Erdgaslagerstätten wird auf etwa 2560 Megatonnen CO₂ geschätzt. Dagegen sind nur wenige und kleine noch produzierende Erdölfelder mit einer Speicherkapazität von insgesamt 110 Megatonnen vorhanden (Gerling, May 2001: 13). Die EOR-Sequestrierung scheint daher in Deutschland wenig aussichtsreich.

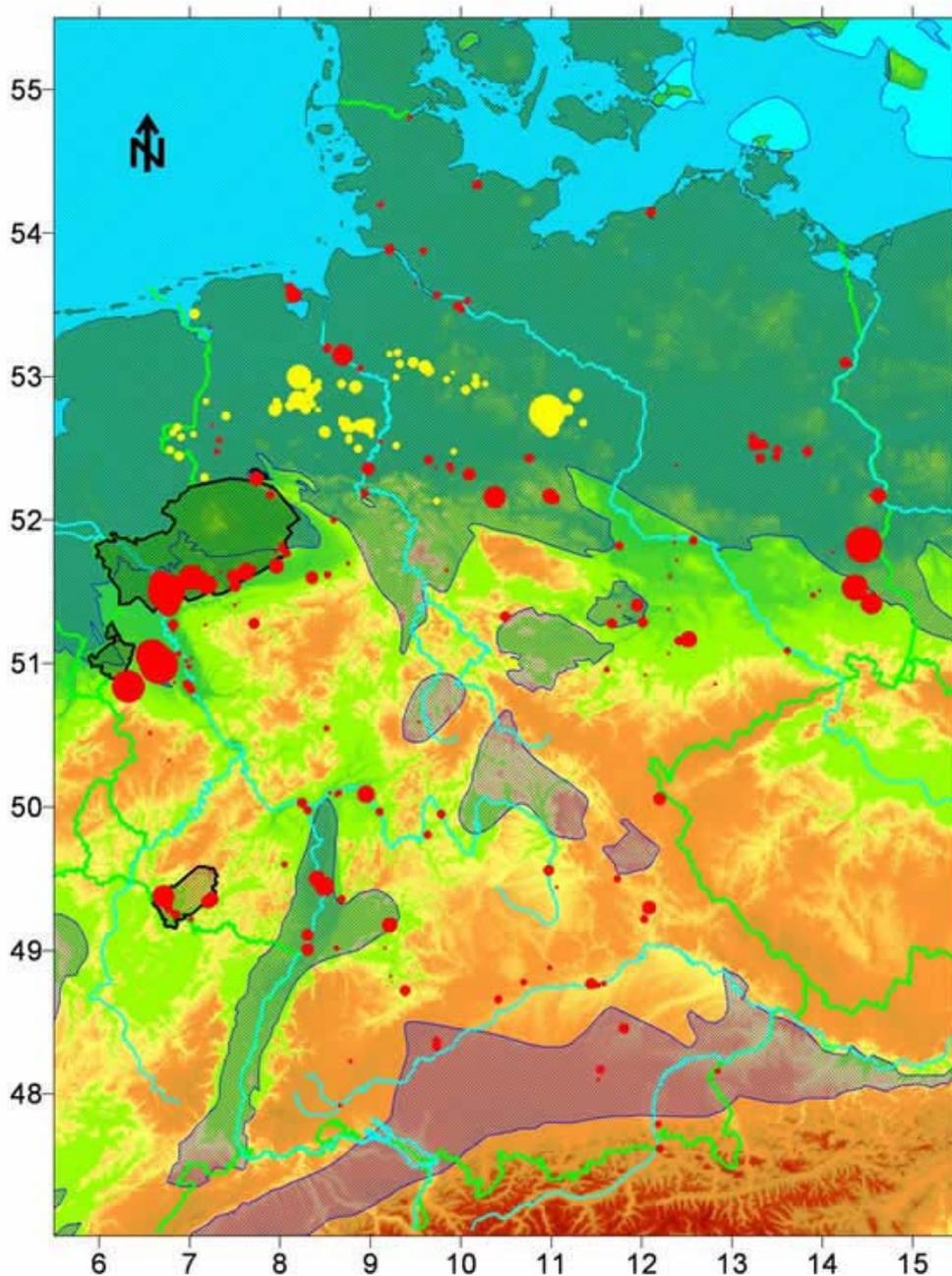


Abbildung 6: Verteilung von CO₂-Quellen (rot) und möglichen Lagerstätten in Erdgasfeldern (gelb), tiefen Wasser führenden Gesteinsschichten (blau) und Kohleflözen (schwarz) in Deutschland. Quelle: Projekt GeoCapacity, Bundesanstalt für Geowissenschaft und Rohstoffe, Hannover (<http://www.bgr.bund.de>).

Auch in bereits erschöpfte Erdöl- und Erdgasfelder kann das Treibhausgas in Mengen von weltweit etwa 675 bis 900 Gigatonnen gepumpt werden (IPCC 2005: 31). Gasfelder könnten insbesondere Vorteile bei der Sicherheit bieten: Da sie über Jahrmillionen dicht gewesen sind, sollten sie auch das Treibhausgas sicher beherbergen können. Indes müssten die Bohrlöcher wieder dicht verschlossen und eventuelle, durch die Förderung auf-

aufgetretene Undichtigkeit in der geologischen Formation aufgespürt und abgedichtet werden.

In Deutschland könnte CO₂ außer in Aquiferen vorrangig in leeren Gasfeldern gelagert werden. Allein in Norddeutschland gibt es 66 größere Felder, die zusammen 1770 Megatonnen CO₂ aufnehmen könnten. Schließt man die Förderung der bekannten und wahrscheinlichen Reserven mit ein, kommt man auf ca. 2560 Megatonnen. Das größte geeignete Gasfeld in Deutschland bei Salzwedel-Peckensen besitzt ein Fassungsvermögen von über 500 Megatonnen CO₂ (Gerling et al. 2004). Die deutschen Ölfelder sind hingegen relativ klein, so dass sich das Einpressen von CO₂ dort kaum lohnt (Gerling, May 2001: 5).

5.3. Speicherung in tiefen Kohleflözen

CO₂ bindet sich leicht und in großen Mengen an Kohle. Es wird daher diskutiert, Kohlevorkommen als unterirdische Speicher für das Treibhausgas zu nutzen. Dafür eignen sich Vorkommen in mehr als 1.500 Metern Tiefe, die heute technisch und wirtschaftlich nicht abbaubar sind. Da das Treibhausgas fest an der Kohle fixiert wird, kann es nicht ungehindert aus den unterirdischen Lagern entweichen. Dies spricht für die Sicherheit der Speicherung in Kohleflözen. Da zudem an unterirdische Kohlevorkommen häufig Grubengas (Methan) gebunden ist, könnte dieser Rohstoff durch das Kohlendioxid verdrängt, der Lagerstätte entnommen und wirtschaftlich nutzbar gemacht werden.⁷

Bei einigen Deponierungsversuchen in nordamerikanischen und kanadischen Kohleflözen quoll die Kohle durch das Einpressen des Kohlendioxids allerdings so stark auf, dass das Flöz schwer durchlässig wurde und letztlich wesentlich weniger Treibhausgas eingepresst werden konnte als ursprünglich erwartet. In Europa wurde im Rahmen des EU-Projektes Recopol (siehe auch Abschnitt 8.1.) erstmals die Speicherung von Kohlendioxid in Kohleflözen in Polen getestet: Auch hier konnten nicht die geplanten 20 Tonnen Treibhausgas, sondern zunächst lediglich eine Tonne je Tag eingepresst werden, weil die Durchlässigkeit des ein Kilometer tief liegenden Braunkohle-Flözes infolge des starken Aufquellens gesunken war. Erst nachdem rund um das Bohrloch mittels Frac-Technik kleine Risse in den Gesteinsschichten erzeugt worden waren, konnten 12 bis 15 Tonnen CO₂ je Tag kontinuierlich eingepresst werden. Zugleich konnte über ein zweites Bohrloch Methan entnommen werden. Dieses war jedoch mit CO₂ verunreinigt, was darauf hindeutet, dass nicht das gesamte eingepresste CO₂ an die Kohle gebunden wurde. Im Juni 2005 wurden die Injektionen eingestellt, nachdem insgesamt 760 Tonnen CO₂ eingepumpt worden waren. Das Gelände wird nunmehr auf mögliche Lecks hin überwacht (Recopol 2005). Diese Erfahrungen zeigen typische Schwierigkeiten

⁷ Diese Möglichkeit Methan zu fördern, wird als **Enhanced Coal Bed Methane-Verfahren** (ECBM) bezeichnet.

beim ECBM-Verfahren, die je nach Beschaffenheit und Qualität der Kohle unterschiedlich stark ausgeprägt sind (vgl. 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies 2004).

Im Vergleich zu den übrigen Lagerungsmöglichkeiten wird das Speicherpotenzial von Kohleflözen mit weltweit rund 3 bis 200 Gigatonnen als vergleichsweise gering eingestuft. Für Deutschland wird die Speicherkapazität auf 3100 bis 8300 Megatonnen geschätzt. Im Münsterland, in nördlicher Fortsetzung des Ruhr-Karbons und im Saar-Nahe-Becken sind nicht abbaubare Kohleflöze vorhanden (siehe Abbildung 6). Allerdings wäre eine mit CO₂ gesättigte Kohle nicht mehr ohne weiteres für die Energiegewinnung zu gebrauchen, falls ein Abbau zu einem späteren Zeitpunkt doch noch rentabel oder technisch möglich werden sollte (Gerling, May 2001).

5.4. Ozeanische Speicherung

Es wird geschätzt, dass sich eine sehr große CO₂-Menge von über 1.000 Gigatonnen (Gt C) in den Weltmeeren speichern lassen würden (Plötz 2003). Zur technischen Realisierung

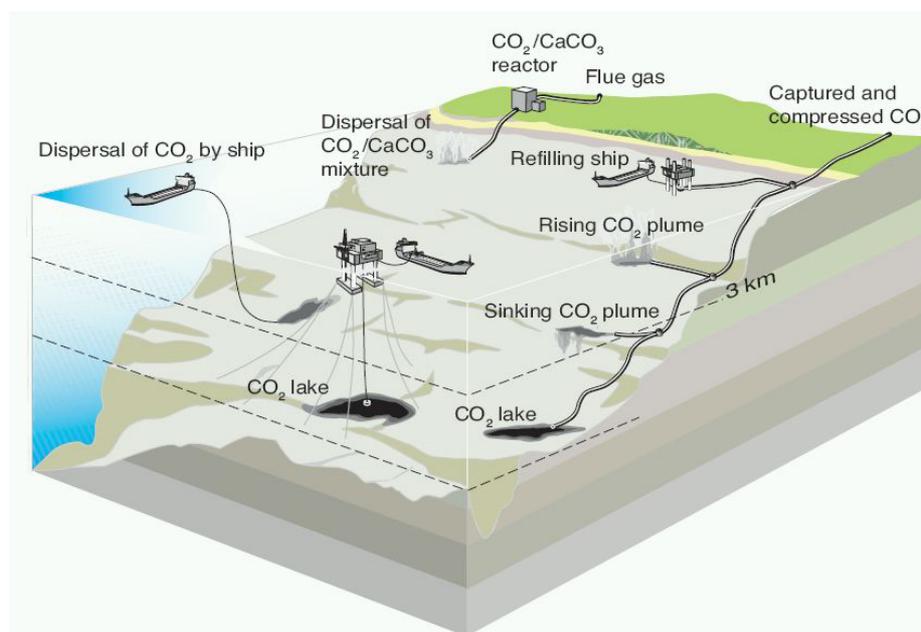


Abbildung 7: Möglichkeiten des Einbringens von CO₂ ins Meer (Quelle: IPCC 2005).

sierung sind mehrere Varianten denkbar: Das Treibhausgas könnte von Schiffen aus entweder über lange Schläuche/Rohre in tiefere Wasserschichten abgelassen oder – zu großen Trockeneisblöcken gefroren – im Meer versenkt werden. Alternativ könnte das CO₂ über Pipeline-Systeme von Land aus in mittlere oder große Wassertiefen gepumpt werden, von wo aus es zunächst in Blasenform wieder aufsteigen und sich dabei im Wasser lösen oder aber – aufgrund hoher Drücke in Tiefen von über 3 km – sich in Form von „CO₂-Seen“ am Meeresboden ablagern würde (IPCC 2005).

Einen zeichnerischen Überblick über die verschiedenen Möglichkeiten gibt Abbildung 7. Allerdings ist keines der Verfahren bisher technisch ausgereift. Auch wird bezweifelt, ob das Treibhausgas tatsächlich dauerhaft im Meer gebunden bleiben würde. Vorhersagen über die Speicherdauer variieren zwischen wenigen Jahrzehnten (Union of Concerned Scientists 2001) und über 1000 Jahren (vgl. Plötz 2003). Außerdem werden erhebliche nachteilige Auswirkungen auf die Ökosysteme der Meere befürchtet, vor allem durch eine Versauerung des Meerwassers (siehe Kapitel 7). Pilotvorhaben vor Hawaii und Norwegen sind aufgrund öffentlicher Kritik eingestellt worden.

5.5. Weitere Speicheroptionen

Die Speicherung von CO₂ in stillgelegten Salzbergwerken ist in Deutschland aufgrund der relativ geringen Kapazität von 30 Megatonnen CO₂, Sicherheitsbedenken und dem Nutzungskonflikt mit der Untertagedeponierung z.B. von Industrieabfällen nur von geringer Bedeutung (Plötz 2003).



Abbildung 8: Standorte für die Untertage-Deponierung von Industrieabfällen. Jährlich werden etwa zwei Millionen Tonnen Abfall in Salzformationen eingebracht. (Quelle: Thomanetz 2004: 559-562)

Auch das Einpressen von CO₂ in stillgelegte Kohlebergwerke kommt nach Ansicht von Fachleuten derzeit kaum in Betracht, da stillgelegte Schächte druckdicht versiegelt wer-

den müssten, was bei den ausgedehnten Verbundbergwerken in Deutschland nur mit großem Aufwand, wenn überhaupt, technisch möglich wäre. Da die deutschen Gruben zur Oberfläche hin oft nicht gasdicht sind, bestünde die Gefahr, dass das erstickende Treibhausgas nach oben in bewohnte Gebiete ausströmt (siehe Kapitel 7) (Gerling, May 2001: 4).

Vor allem in den USA wird als weitere Speicheroption die Mineralisation des Kohlendioxids intensiv erforscht und maßgeblich von der Zero Emission Coal Alliance (ZECA), einem Verbund von Industrie, Forschungseinrichtungen und staatlichen Stellen, vorangetrieben (Zoick, Lackner 2000). Durch chemische Reaktionen mit bestimmten Salzen (z.B. Calcium- oder Magnesiumsalzen) kann CO_2 in gesteinsartige, mineralische Verbindungen, die Carbonate, umgewandelt werden. Diese festen Carbonate könnten dann auf Halden oder in Bergwerken gelagert werden. Ein Vorteil besteht darin, dass diese mineralischen Abfälle für Mensch und Umwelt unbedenklich und voraussichtlich langfristig stabil wären. Das Volumen des zu deponierenden mineralischen Abfalls wäre allerdings mehr als doppelt so groß wie beim direkten Gefrieren des Kohlendioxids zu Trockeneis (vgl. CO_2 -CATO 2006). Die Umwandlung des Kohlendioxids zu Mineralen läuft zudem sehr langsam ab und benötigt im großtechnischen Prozess viel Energie; daher wird sie gegenwärtig als noch nicht ausgereift angesehen (vgl. IPCC 2005). Allerdings wird auch untersucht, inwieweit der Mineralisationsprozess nicht oberirdisch in technischen Anlagen, sondern unterirdisch in der eigentlichen CO_2 -Deponie stattfinden kann. Untertage wäre es ökonomisch vertretbar, wenn die Mineralisation längere Zeit in Anspruch nimmt.



5.6. Übersicht über die Speicheroptionen

Art der Speicherung	Kapazität	Vorteile	Nachteile
Wasser führende Gesteinsschichten (saline Aquifere)	D: 20 – 40 Gigatonnen Weltweit: 1000-10.000 Gigatonnen	Große Kapazität Relativ standortnahe Lagerstätten	Mögliche Trinkwassergefährdung Evt. Nutzungskonflikt mit geothermischer Stromerzeugung
Erdöl- und Erdgaslagerstätten	D: 4330 Megatonnen (Erdgasfelder) und 181 Megatonnen (Erdölfelder) Weltweit: 675 - 900 Gigatonnen	Dichtheit erdgeschichtlich erwiesen; Leckagen unwahrscheinlich Gut erkundete Lagerstätten Zusatznutzen durch verstärkte Förderung von Erdöl bzw. Erdgas bei EOR oder EGR Es liegen bereits internationale Erfahrungen vor	Deckschichten durch zahlreiche Bohrungen teilweise „löchrig“ Oft in größerer Entfernung zu CO ₂ -Quellen; längere Pipelines erforderlich Bei EOR bzw. EGR muss das geförderte Erdöl bzw. Erdgas von CO ₂ gereinigt werden
Tiefe Kohleflöze	D: 3100 – 8300 Megatonnen Weltweit: 3 – 200 Gigatonnen	Feste Bindung an die Kohle, daher geringere Gefahr von Leckagen Zusatznutzen durch Förderung von Grubengas bei ECBM	Aufquellen der Kohle und dadurch bedingt erhebliche Verringerung der Kapazität CO ₂ -beladene Kohle nicht mehr zur Energiegewinnung nutzbar Geringe Qualität des Deckgebirges, insbesondere im Bereich ehemaliger Bergwerke Geringes Potenzial verglichen mit anderen Speicheroptionen

Tabelle 2: Übersicht über Vor- und Nachteile verschiedener Speicheroptionen

6. Ökonomische und rechtliche Aspekte

Die Kosten für die Sequestrierung von Kohlendioxid setzen sich aus den Kosten für die **Abscheidung**, die **Verdichtung** des Gases in eine transportable Form, den **Transport** und die **Lagerung** oder **Weiterverwendung** zusammen. Weiterhin führt die CO₂-Abscheidung zu Einbußen im energetischen Wirkungsgrad der Kraftwerke von derzeit 6 bis 14 Prozentpunkten (Theiss et al. 2003), die durch zusätzlichen Brennstoffeinsatz ausgeglichen werden müssen. Dies hat einen weiteren Kostenbeitrag zur Folge. Insgesamt würden die Stromgestehungskosten bezogen auf das Jahr 2002 um 0.01 bis 0.05 US-Dollar je Kilowattstunde steigen (IPCC 2005: 38).

Die Kosten der **tatsächlichen Vermeidung einer Tonne CO₂** schwanken je nach Verbrennungsverfahren und Abscheidetechnik⁸ zwischen 40 bis 60 Euro (Feron 2005). Für das ECBM-Verfahren wurden in einer niederländischen Studie Größenordnungen von 42 bis 53 Euro je Tonne errechnet (van Bergen et al. 2002: 9). Für IGCC-Kraftwerke soll der Betrag sich auf eine Größenordnung von 20 Euro belaufen. Bei Kohlekraftwerken liegen die Kosten im Schnitt niedriger als bei mit Erdgas befeuerten Kraftwerken, bei denen Spitzenwerte von bis zu 200 Euro Kosten je Tonne errechnet wurden (Feron 2005: 452, 458-459). Bei Kohlekraftwerken ist der CO₂-Gehalt im Abgas höher, deshalb lässt sich das Gas effizienter abtrennen. Für die pre-combustion-Variante wurden je nach Anlagentyp 40 bis 85 US-Dollar je Tonne Kohlendioxid angegeben (Eide, Bailey 2005: 480).

Für Transport und Speicherung werden die Kosten auf 10 bis 24 Euro pro Tonne CO₂ geschätzt (GDCh 2004a). Die Kosten für Pipelines würden fünf bis zehn US-Dollar je Tonne Kohlendioxid betragen (Gielen, Podkanski 2004: 3-4). Damit macht die Abtrennung und Verdichtung des CO₂ den Hauptteil der Kosten aus.

Die Lagerung des CO₂ verursacht nach Ansicht von Fachleuten nur einen geringen Anteil der Aufwendungen. Für Deutschland belaufen sich die Kosten für die Speicherung in Erdgasfeldern und in Aquiferen auf 1 bis 8 Euro je Tonne Kohlendioxid. Dies sind die Speicheroptionen, die hierzulande das größte Potenzial bieten. Für die Sequestrierung in Kohleflözen wurde eine Spanne von 1 bis 30 Euro je Tonne abgeschätzt. Wird das Treibhausgas zur verstärkten Erdölförderung (siehe Kapitel 5.2.) benutzt, stehen den Kosten wiederum Einnahmen gegenüber. Daraus ergeben sich mittlere geschätzte Kosten von 0 bis 3 Euro, auch in Abhängigkeit davon, ob die Förderung auf dem Land (onshore) oder vor der Küste erfolgt (offshore) (Hendriks, Graus, van Bergen 2004: 13).

8 Die Angabe der tatsächlich vermiedenen Menge an Kohlendioxid berücksichtigt, dass für die Abtrennung und Lagerung des Treibhausgases Energie benötigt wird, für deren Gewinnung zusätzlicher Brennstoff verfeuert und damit Kohlendioxid freigesetzt werden muss. Dieser zusätzliche Ausstoß muss von der Menge an endgelagertem Kohlendioxid abgezogen werden.



Die Lagerung des CO₂ in Form von mineralisierten Carbonaten wäre hingegen deutlich teurer, vor allem wegen des erheblichen Mehraufwands an Energie für die Mineralisierung (IPCC 2005).

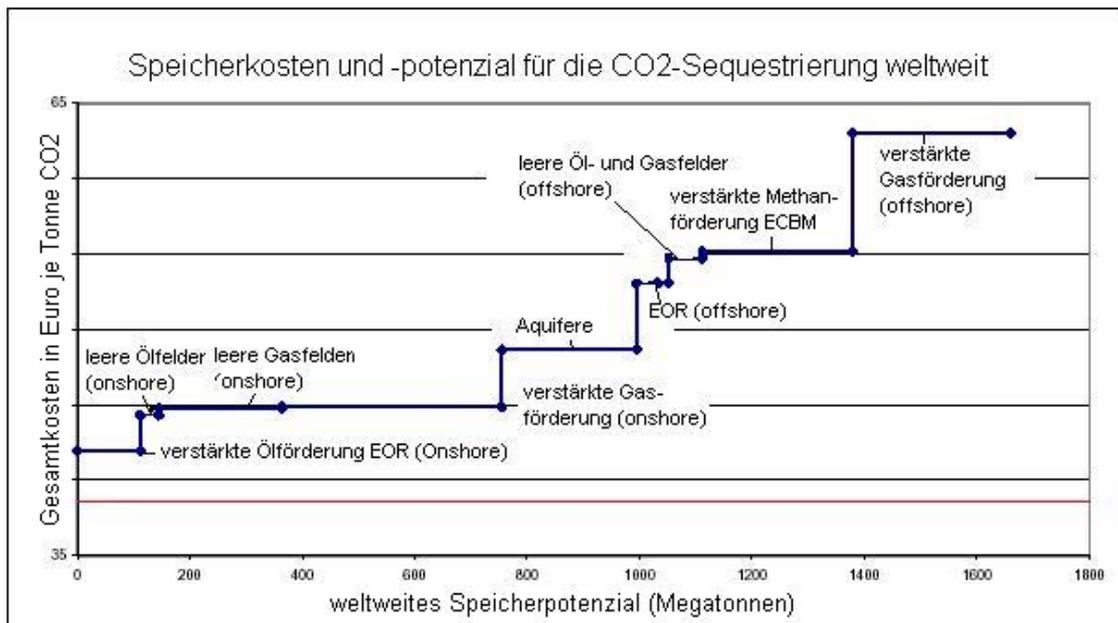


Abbildung 9: Weltweite Kapazitäten für die CO₂-Speicherung, in Millionen Tonnen (horizontale Achse). Auf der vertikalen Achse sind zusätzlich die für Abscheidung und Speicherung anfallenden Gesamtkosten pro Tonne CO₂ aufgetragen. Dabei wurden die Kosten für die Abtrennung einheitlich mit 38,5 Euro pro Tonne angenommen (rote Linie); Kostenunterschiede sind allein den unterschiedlichen Speichermethoden zuzuschreiben. Für die Darstellung wurden die verschiedenen Speichermethoden nach Kostenhöhe sortiert, wobei anzunehmen ist, dass aus wirtschaftlichen Gründen die günstigeren Methoden zuerst realisiert werden. Für jede Speicheroption ist außerdem in Abhängigkeit von den Gesamtkosten⁹ die weltweite Speicherkapazität auf der Horizontalen ablesbar (eigene Darstellung, Quelle: Hendriks, Graus, van Bergen 2004).

6.1. Rechtliche Fragestellungen

Eine detaillierte Berechnung der Kosten der CO₂-Sequestrierung, insbesondere bei Fragen der Speicherung, würde auch von der genauen Ausgestaltung der **rechtlichen Rahmenbedingungen** abhängen. Diese rechtlichen Rahmenbedingungen existieren jedoch bisher nur in einzelnen Ansätzen. So könnte die Speicherung in ausgeförderten Öl- und Gaslagerstätten weitgehend vom bestehenden Bergrecht abgedeckt sein. Bei der Einlagerung in wasserführende Gesteinsschichten könnte sich hingegen Klarstellungsbedarf in Bezug auf das Wasserrecht ergeben, bei anderen Arten der Deponierung wäre das Abfallrecht betroffen. Für eine genauere Diskussion der rechtlichen Aspekte wird

⁹ Der erhöhte CO₂-Ausstoß durch den Energieaufwand bei Abscheidung, Transport und Lagerung wurde in dieser Arbeit allerdings nicht berücksichtigt.

auf die Spezialliteratur verwiesen (siehe z.B. Dietrich und Bode (2005) und die darin angegebenen weiteren Quellen).

Eine der größten rechtlichen Unsicherheiten besteht bei der Frage, wer die langfristige Betriebssicherheit der Speicherstätten überwacht („Monitoring“), welche Behörden diese Überwachung kontrollieren, wer die Kosten der Überwachung trägt und wer die Haftung für das Risiko eines möglichen späteren CO₂-Austritts übernehmen muss. Diese fehlende rechtliche Zuordnung bringt auch erhebliche Unklarheiten bei der ökonomischen Kostenzuordnung mit sich. Der Bericht des IPCC weist darauf hin, dass diese Probleme nicht nur in der deutschen Rechtsordnung, sondern auch in vielen anderen Ländern weitgehend ungelöst sind (IPCC 2005: 14).

7. Mögliche Auswirkungen auf Umwelt und Gesundheit

Kohlendioxid ist an vielen natürlichen biologischen und chemischen Prozessen des Alltags beteiligt. So tritt es in der Atemluft des Menschen ebenso auf wie in den Gasblasen von kohlenstoffhaltigem Mineralwasser. Technisch findet es Verwendung als Trockeneis, in Feuerlöschern, als Lösemittel, Kältemittel wie auch für künstlichen Nebel in der Bühnentechnik.

In geringen Konzentrationen ist CO₂ für den Menschen unschädlich. Im Luftgemisch der Erdatmosphäre ist es mit einem Anteil von etwa 0.03 % enthalten und spielt dabei eine wichtige Rolle als Kohlenstofflieferant für die pflanzliche Photosynthese. In höheren Konzentrationen (etwa 5-8 % in der Luft) kann es jedoch die menschliche Atmung lähmen. CO₂ ist schwerer als Luft und kann sich deshalb am Boden anreichern und allein durch Verdrängung des Luftsauerstoffs zur Erstickung führen. Dieses Phänomen tritt vor allem in geschlossenen Räumen, z.B. in Weinkellern, auf und ist unter dem Begriff „Gärgasvergiftung“ seit Jahrhunderten bekannt. Doch auch natürliche Austritte von CO₂ aufgrund von Vulkanausbrüchen oder Erdbeben haben bereits mehrfach Menschenleben gekostet (Nyos-See, Kamerun 1986 – vgl. Holloway 2001).

Für die CO₂-Sequestrierung bedeutet dies, dass ein eventueller unkontrollierter Austritt größerer Mengen an CO₂ aus Pipelines oder Lagerstätten zuverlässig verhindert werden muss. Die tatsächlichen Risiken eines Austritts aus den verschiedenen Typen möglicher Lagerstätten werden dabei sehr unterschiedlich beurteilt. Während viele Experten etwa die Einlagerung von CO₂ in ehemalige Gasfelder als besonders sicher beurteilen, da sich diese Formationen bereits über erdgeschichtliche Zeiträume hinweg als gasdicht erwiesen hätten, weist z.B. Greenpeace darauf hin, dass CO₂ in Verbindung mit Wasser Säure bildet und es dadurch sehr schnell zur Korrosion der Verschlussmechanismen und zu massiven Gas-Austritten kommen könne (Goerne 2005). In einem Gutachten des Öko-Instituts werden diese Risiken hingegen als „beherrschbar“ bezeichnet (Matthes 2003).

Nach Darstellung der BGR stehen hinreichend säureresistente Verschlussmaterialien technisch zur Verfügung. Probleme könnten sich jedoch mit alten Bohrlöchern ergeben, die den Beanspruchungen durch das CO₂ möglicherweise nicht Stand halten würden. Diese Bohrungen müssten evtl. geöffnet und mit säurefestem Material neu verschlossen werden.

Umwelt-Risiken birgt auch eine mögliche Speicherung von CO₂ im Ozean. In Verbindung mit Wasser wandelt sich CO₂ teilweise in Kohlensäure um, die in größeren Mengen zu einer Versauerung des Meerwassers führen könnte. Ein solches Absinken des pH-Wertes des Wassers könnte massive Auswirkungen auf tierisches und pflanzliches Leben in den Meeren haben. So würden die Skelette von Korallen, Plankton und Muschelschalen von der Säure teilweise aufgelöst oder zumindest geschwächt. Bei zunehmender Versauerung der Meere könnte es zum Aussterben bestimmter Tierarten und damit zur Unterbrechung der Nahrungskette kommen (Orr 2005: 681). Daher wird diese spezielle Art der Speicherung von vielen Experten als nicht umweltverträglich abgelehnt (Matthes 2003).

Neben denkbaren unmittelbaren Gefährdungen für Menschen und Meere muss schließlich darauf hingewiesen werden, dass potenziell auch das Risiko von zeitlich verzögerten Klima-Auswirkungen besteht: Ein möglicher Austritt großer Mengen von gespeichertem CO₂, sei es aus dem Meer oder aus unterirdischen Lagerstätten, könnte zu einem abrupt verstärkten Treibhauseffekt und in der Folge zu einem Temperatursprung der Erdatmosphäre führen. Auch aus diesem Grund muss auf die langfristige Sicherheit der Lagerstätten Wert gelegt werden.

Weiterhin werden beim Komprimieren des Kohlendioxids zu einer transportfähigen Form Verunreinigungen in der Größenordnung von bis zu zwei Prozent aus dem Abgas als Abfall anfallen. In den Verunreinigungen können auch Schadstoffe enthalten sein, die ökotoxikologisch bedenklicher sind als das Kohlendioxid selbst und daher fachgerecht entsorgt werden müssen.

8. Laufende Vorhaben zur CO₂-Sequestrierung

8.1. Forschungs- und Entwicklungsprojekte

In einem Bericht der Internationalen Energieagentur wird die Zahl der laufenden Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung weltweit auf 105 beziffert (IEA 2004: 15). Bei der folgenden Darstellung wird der Schwerpunkt auf laufende Forschungsprojekte in Deutschland und Europa gelegt. Auf einige ausgewählte Projekte wird exemplarisch eingegangen.

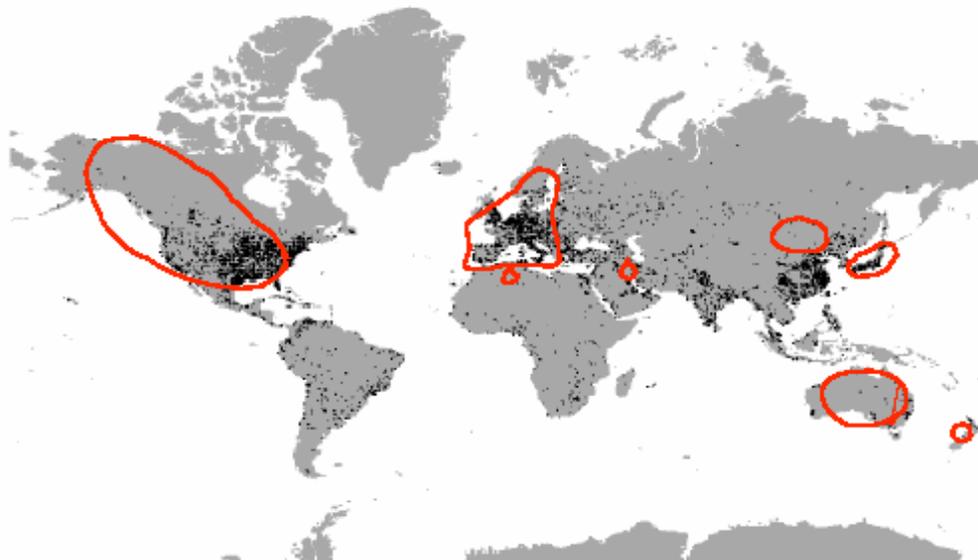


Abbildung 10: Regionale Verteilung der Forschungsvorhaben zur CO₂-Sequestrierung im Verhältnis zu den größten CO₂-Emissionsquellen. (Quelle: Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung 2005: 21)

Im **6. Forschungsrahmenprogramm** der EU werden für Projekte zur CO₂-Minderung und zur unterirdischen CO₂-Speicherung insgesamt 70 Millionen Euro bereitgestellt. Davon werden 65 Prozent für CO₂-Abscheide- und Verdichtungsanlagen zur Verfügung gestellt, 25 Prozent unterstützen die Erforschung geeigneter geologischer Formationen und 10 Prozent CO₂-Reduktionsstrategien im Allgemeinen (Die Welt 2005 a).

Auf deutscher Ebene hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit Anfang 2002 gemeinsam mit Vertretern von Forschungseinrichtungen und Unternehmen ein nationales Konzept für die künftige Forschung im Bereich „Kohle- und Gaskraftwerke“ erarbeitet. Dieses **COORETEC-Konzept** (CO₂-Reduktions-Technologien) umfasst zwei Strategielinien: zum einen die Steigerung der Energieeffizienz, zum anderen die CO₂-Speicherung. Ein Ziel von COORETEC ist es, die Kosten für die Abtrennung und Speicherung von CO₂ auf unter 30 Euro je Tonne zu senken. Als Folge des COORETEC-Konzeptes sind 2004 in Deutschland zwei Forschungsvorhaben, namens CO2SINK und OxyCoal, initiiert worden (Rüggeberg 2004: 9-10).

Das Projekt **OxyCoal** im **Cooretec**-Verbundvorhaben der RWTH Aachen widmet sich seit 2004 dem OxyFuel-Verfahren. Dabei sollen vornehmlich neue Membranen zur Sauerstoffherstellung entwickelt werden, so dass Sauerstoff preiswerter als heute erzeugt werden kann (vgl. Energieverwertungsagentur 2004: 10).

Im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes **CO2SINK** sollen Überwachungsmethoden für die Lagersicherheit entwickelt und das Langzeitverhalten von Kohlendioxid in Sedimentgesteinen untersucht werden, die zur Speicherung des Treibhausgases geeignet sind. Als Standort wurde der Ort Ketzin westlich von Berlin ausgewählt. Geplant ist die unterirdische Injektion von insgesamt bis zu 60.000 Tonnen an reinem CO₂ für zunächst zwei bis drei Jahre. Ab 2007 soll voraussichtlich das Treibhausgas über eine Bohrung in das 800 Meter tiefe Gestein eingepresst werden, zwei weitere Bohrungen dienen der Beobachtung. Das Projekt wird vom GeoForschungszentrum Potsdam koordiniert und verfügt über ein Finanzierungsvolumen von 21,4 Millionen Euro: 8,7 Millionen stammen von der EU, 5,9 Millionen von der öffentlichen Hand auf deutscher Seite und 6,8 Millionen Euro steuert ein Industriekonsortium bei (GeoForschungszentrum Potsdam 2004).

Im Nordosten **Schottlands** will ein Firmenkonsortium mit dem Erdölkonzern BP, ConocoPhillips und Shell ein CO₂-freies Erdgas-Kraftwerk errichten, das ab 2009 eine Leistung von 350 Megawatt liefern soll. Jährlich sollen 1,3 Millionen Tonnen Kohlendioxid abgetrennt und via Pipeline in das 240 Kilometer weit entfernte Miller-Erdölfeld in der Nordsee eingepresst werden. Auf diese Weise soll das von der Schließung bedrohte Erdölfeld etwa 15 bis 20 Jahre länger ausgefördert werden können (Die Welt 2005 b).

Seit Mai vergangenen Jahres haben mehrere Partner aus Forschung und Industrie in dem vom Bundesforschungsministerium geförderten Projekt **CSEGR** (Carbon Sequestration with Enhanced Gas Recovery) begonnen, die verstärkte Erdgasförderung (EGR) durch Speicherung von CO₂ zu untersuchen. An dem mit 250.000 Euro geförderten Vorhaben sind die Technische Universität Clausthal, die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe in Hannover, die Firmen Vattenfall in Stockholm, Erdgas Erdöl GmbH Berlin, die Wintershall AG Kassel und die E.ON-Ruhrgas GmbH in Essen beteiligt. Im Rahmen des Projektes wird eine Machbarkeitsstudie erstellt, die sich mit der Möglichkeit der Speicherung der Erdgasausbeute in deutschen Lagerstätten durch Injektion und langfristige Speicherung von CO₂ beschäftigt. Als Untersuchungsgebiete dienen die Erdgasfelder der Altmark in Sachsen-Anhalt und die Buntsandstein-Gaslagerstätte Barrien in Niedersachsen. Neben den Lagerstättendaten werden Braunkohlekraftwerke als CO₂-Quellen in der Umgebung und die vorhandenen Pipelinetrassen in der Machbarkeitsstudie berücksichtigt (BGR 2005).

Mit dem Projekt **CASTOR** (CO₂ from capture to storage) soll die Möglichkeit der Speicherung von CO₂ an vier Pilot- und Demonstrationsstandorten in Norwegen, Spanien, den Niederlanden und Österreich untersucht und erprobt werden. Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe ist in dem Projekt unter anderem an der Be-

stimmung der Eigenschaften des Deckgebirges am Österreichischen Erdgasfeld Atzbach-Schwanenstadt beteiligt. Bei dem Vorhaben handelt es sich um ein so genanntes integriertes Projekt mit 30 Partnern aus 11 europäischen Ländern, das über das 6. Forschungsrahmenprogramm finanziert wird. Das strategische Ziel von CASTOR ist, die Abscheidung und Sequestrierung von 10 Prozent der gesamten europäischen CO₂-Emissionen zu ermöglichen, entsprechend etwa 30 Prozent der Kohlendioxidemissionen aus dem Industrie- und Energiesektor. Um bestehende Anlagen nachrüsten zu können, befasst sich CASTOR ausschließlich mit dem Post-Combustion-Pfad, bei dem das Kohlendioxid nach der Verbrennung aus den Kraftwerksabgasen abgetrennt wird. Bis zum Abschluss des Projektes im Jahr 2008 soll es gelingen, für diese Variante die Kosten von 50 bis 60 Euro auf 20 bis 30 Euro zu drücken (CASTOR 2006).

Weiterhin plant der **Vattenfall-Konzern** im Industriepark Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg den Bau einer Pilotanlage nach dem Oxyfuel-Verfahren mit einer thermischen Leistung von 30 Megawatt. Der erste Spatenstich erfolgte am 29. Mai 2006; die Anlage soll ab 2008 in Betrieb gehen. Nach erfolgreichem Betrieb der Pilotanlage, mit der die Abscheidung erprobt werden soll, ist ein Demonstrationskraftwerk mit einer Leistung von 300 Megawatt geplant (Gärtner 2006: 30-32). Das verflüssigte Kohlendioxid könnte über eine Pipeline in eine erschöpfte Erdgaslagerstätte bei Potsdam gepumpt werden. Ein wirtschaftlicher Einsatz der Technologie in kommerziellen Kraftwerken soll frühestens ab 2020 möglich sein (Vattenfall 2006).

Im Vorfeld des Energiegipfels der Bundesregierung am 3. April 2006 kündigte auch der Elektrizitätskonzern **RWE** an, zwei Milliarden Euro in ein kohlendioxidfreies Steinkohlekraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 450 Megawatt zu investieren. Im Rahmen einer Machbarkeitsstudie soll zunächst eruiert werden, ob das Kraftwerk im rheinischen Braunkohlenrevier oder an einem Wasserweg im Ruhrgebiet errichtet werden soll. Der Wirkungsgrad des kohlendioxidfreien Kraftwerkes wird infolge der CO₂-Abtrennung 10 Prozentpunkte unterhalb desjenigen der aktuellen Generation von Kohlekraftwerken liegen (FAZ 31.03.2006: 13).

Mit der Entwicklung eines Oxyfuel-Kraftwerkes sind deutsche Forscher im Rahmen des **ADECOS**-Forschungsprojektes betraut, das vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie von Industrieunternehmen gefördert wird. An dem Projekt sind die TU Dresden, die TU Hamburg-Harburg, die Hochschule Zittau-Görlitz und die Firmen Vattenfall, RWE, E.ON, Alstom, Babcock Hitachi und Siemens beteiligt. Im März 2005 wurde eine erste universitäre Verbrennungsanlage für Braunkohlestaub in Betrieb genommen.

Das EU-Projekt **RECOPOL** hat sich mit der unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid in Kohlenflözen und gleichzeitigen Gewinnung von Methan entsprechend dem

ECBM-Verfahren beschäftigt (Ergebnisse siehe Kapitel 5.3). Über mehrere Bohrungen wurde im Schlesischen Kohlebecken nahe der tschechischen Grenze in den Jahren 2004 bis 2005 Kohlendioxid in den Untergrund eingepresst. Diese Versuche sollen nun hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des Verfahrens ausgewertet werden. Darüber hinaus wird untersucht, ob das Kohlendioxid allmählich entweicht (Recopol Consortium 2005).

Das EU-Projekt **InCA-CO₂** unter Leitung des Bureau de Recherches Geologiques et Minières dient hauptsächlich dem Informations- und Wissensmanagement im Bereich der CO₂-Sequestrierung sowie der Knüpfung von Kontakten für zukünftige Forschungsk Kooperationen.

Im Rahmen des EU-Projektes **CO₂STORE** sollen die geophysikalischen Überwachungsmethoden am Beispiel des CO₂-Speichers Sleipner in der Nordsee (Details zum abgeschlossenen Sleipner-Projekt siehe Kapitel 5.1.) weiterentwickelt werden. Außerdem sollen die dort gemachten Erfahrungen auf weitere, geologische Standorte übertragen werden. Im Rahmen des CO₂STORE-Projektes werden in Europa vier Fallstudien zur Speicherung von CO₂ in Salzwasser führenden Aquiferen an Land und unter dem Meeresboden durchgeführt: im St. Georges Channel (Wales), vor Mittel-Norwegen, in Dänemark sowie in Nordostdeutschland am Standort Schweinrich. Die deutsche Fallstudie befasst sich mit der Auffindung, Evaluierung und Charakterisierung potentieller Strukturen von Salzwasser führenden Aquiferen in Nordost-Deutschland. Geeignete Strukturen sollen ein Speicherpotential von mehr als 400 Millionen Tonnen besitzen und somit etwa 40 Jahre lang das CO₂ aus dem Abgas eines modernen Braunkohlekraftwerkes aufnehmen können. Gleichzeitig wird eine standortbezogene Risikoanalyse durchgeführt. Das Projekt CO₂STORE soll im Sommer 2006 abgeschlossen werden.

Überdies existiert auf europäischer Ebene ein von der EU finanziertes Forschungsnetzwerk **CO₂GEONET** zur CO₂-Sequestrierung. Aufbauend auf den Ergebnissen bisheriger europäischer Forschungsprojekte sollen die Partner des Netzwerkes Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zur CO₂-Speicherung gemeinsam weiter entwickeln, um Europa in eine Spitzenposition auf diesem Gebiet zu bringen. Als erster Schritt zur Zusammenführung der gemeinsamen Aktivitäten wurde eine Bestandsaufnahme der jeweiligen Forschungsinfrastruktur der beteiligten Partner gemacht. In das bis 2009 laufende Vorhaben sind verschiedene Forschungseinrichtungen aus Dänemark, Norwegen, Italien, Großbritannien, Deutschland, Frankreich sowie aus den Niederlanden eingebunden (CO₂GEONET 2006).

Ein größeres Demonstrationsvorhaben eines kohlendioxidfreien Kraftwerkes ist derzeit in den USA geplant. Auf der Weltkohlekonferenz im Oktober 2005 in Paris kündigte

das zuständige Firmenkonsortium „**FutureGen Industrial Alliance**“¹⁰ an, dass das Kraftwerk mit einer Leistung von 275 Megawatt Leistung ab 2012 in Betrieb gehen solle (Odrich 2005: 4). Ab 2007 soll mit dem Bau des Kraftwerkes begonnen werden, das nach dem IGCC-Prinzip funktionieren soll. Der Standort für die Anlage steht allerdings noch nicht fest. Die amerikanische Regierung wird mit 620 Millionen US-Dollar den größten Teil der Baukosten von insgesamt 752 Millionen US-Dollar tragen (Odrich 2005: 4).

8.2. Nationale und internationale Initiativen zur CO₂-Sequestrierung

Eine Reihe von Staaten hat in den vergangenen Jahren Forschungsprogramme zur CO₂-Sequestrierung aufgelegt. Darüber hinaus gibt es europäische und internationale Initiativen, mit denen die Technologie vorangetrieben werden soll: So bekannte sich der europäische Energiekommissar Andris Piebalgs zur Entwicklung sauberer Steinkohlekraftwerke. Das emissionsfreie Kohlekraftwerk müsse ein Ziel der **EU** sein. Am 1. Dezember 2005 lancierte die Europäische Kommission zudem eine **Technologieplattform**¹¹ für die Entwicklung eines Null-Emissionskraftwerkes auf Basis fossiler Energieträger. In Rahmen der Plattform sollen Elektrizitätsunternehmen, Ausrüstungshersteller, Nutzer, Verbraucher, Finanzinstitute, Regulierungsstellen, Behörden, Forscher und die Zivilgesellschaft zusammengeführt werden, um gemeinsame Ziele festzulegen, damit in Zukunft Kraftwerke eingesetzt werden können, die keine (bzw. weniger) klimaschädigende Treibhausgase emittieren. EU-Forschungskommissar Janez Potocnik begrüßte die Initiative mit den Worten: „Wenn wir jetzt unsere Kräfte bündeln, um die CO₂-Emissionen zu mindern, eröffnet sich einen gute Chance, den scheinbar unaufhaltsamen Prozess des Klimawandels zu bremsen.“

Am 5. September 2005 haben **China** und die **Europäische Union** eine Zusammenarbeit bei der Entwicklung sauberer Kohletechnologien vereinbart. Bis 2020 sollen neue kohlendioxidfreie Kraftwerke errichtet werden, wobei die EU die Technologie in China bereitstellen und in den Anlagenbau in Asien investieren wird (EurActiv 2005).

In der Klimapolitik der **USA** spielen neue Technologien, die keine oder weniger Treibhausgase in die Atmosphäre entweichen lassen, eine zentrale Rolle. Im Rahmen des Climate Change Technology Program (CCTP) fließen jährlich knapp drei Milliarden US-Dollar in die Entwicklung, den Testbetrieb und den Ausbau klimafreundlicher Technologien (The White House 2002). Im Rahmen des im August 2005 verabschiede-

10 American Electric Power, BHP Billiton, Kennecott Energy und Peabody Energy

11 Allgemeine Informationen zu Technologieplattformen unter: http://europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_hlg/article_1262_en.htm, [Stand: 03.04.2006].

ten Energiepolitik-Gesetzes stehen für eine „Clean Coal Power Initiative“ jährlich 200 Millionen US-Dollar zur Verfügung. Der Schwerpunkt der Initiative liegt auf Projekten, die sich der Kohlevergasung widmen. Auch der im Juli 2005 von Präsident Bush verkündete asiatisch-pazifische Klimapakt setzt unter anderem auf die „saubere Kohletechnologie“ (The White House, Office of the Press Secretary 2005).

Großbritannien kündigt mit einem Strategiepapier „zur Minderung des Kohlendioxid-ausstoßes bei der Nutzung fossiler Kraftwerke“ an, die Potenziale für die Abtrennung und Sequestrierung von CO₂ genauer zu erkunden. Dafür wird ein zunächst auf zwei Jahre befristetes Programm zur Förderung kohlendioxidfreier Kraftwerke aufgelegt, für das knapp 30 Millionen Euro bereit stehen (Department of Trade and Industry 2005).

Auf dem **G8-Gipfel** in Gleneagles vom 6. bis 8. Juli 2005 verabschiedeten die Staats- und Regierungschefs einen Aktionsplan, um dem Klimawandel entgegen zu wirken. Darin wird als eine Maßnahme im Rahmen des Themenpunktes „Saubere fossile Brennstoffe“ die Abscheidung und Einlagerung von Kohlendioxid aufgeführt: „Wir werden daran arbeiten, die Entwicklung und Vermarktung der Technik zur CO₂-Abscheidung und -Einlagerung zu beschleunigen [...]“. Im Weiteren wird diesbezüglich eine intensivere Zusammenarbeit mit Industrie- und Entwicklungsländern angeregt. Die Internationale Energie-Behörde (IEA) sowie das „Carbon Sequestration Leader Forum“ sollen die öffentliche Diskussion zu kohlendioxidfreien Kraftwerken begleiten und die Wirkung wirtschaftlicher Anreize auf die Entwicklung der Technik analysieren (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 2005: Sonderteil VII-VIII).

9. **Stellungnahmen**

9.1. Einschätzungen von Experten, Organisationen und Verbänden

Der UN-Klimarat (**Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC**) hat sich im September 2005 in einem ausführlichen Bericht, der anlässlich der UN-Klimakonferenz in Montreal einer breiteren Öffentlichkeit vorgestellt wurde, zu den Perspektiven der CO₂-Sequestrierung geäußert (IPCC 2005). Das IPCC stellt darin fest, dass es technisch machbar wäre, 20 bis 40 Prozent des globalen Kohlendioxidausstoßes bis 2050 durch CO₂-Sequestrierung zu vermeiden. Die Technologie sowohl der Abscheidung als auch der Einlagerung in Öl- und Gasfelder wird für aussichtsreich gehalten, wogegen die Einlagerung in Kohleflöze nach Meinung des IPCC noch unausgereift ist. Die Mehrkosten für die CO₂-Rückhaltung werden auf 0.01 bis 0.05 US-Dollar pro Kilowattstunde elektrischer Energie geschätzt, wobei der Hauptanteil der Kosten auf dem ersten Prozessschritt (Abscheidung) beruht. Die Risiken für Menschen, Umwelt und Klima wer-

den insgesamt als gering und die Chancen eines dauerhaften Verbleibs des CO₂ in geologischen Formationen über 1000 Jahre und mehr als hoch betrachtet. Die Experten gehen davon aus, dass es von der technologischen Entwicklung und der Preisentwicklung für die Vermeidung einer Tonne CO₂ abhängt, ob sich die Technologie in größerem Stil durchsetzt (siehe auch Kapitel 6.).

Der „Arbeitskreis Energie“ (AKE) der **Deutschen Physikalischen Gesellschaft (DPG)** nahm im September 2005 in seiner Studie „Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990-2020“ ebenfalls Stellung zu den Perspektiven der CO₂-Rückhaltung (DPG 2005). Auch hier wird eine optimistische Sichtweise der technischen Möglichkeiten vertreten. Die Mehrkosten bei der Stromerzeugung werden auf 1 bis 5 Euro-Cent pro Kilowattstunde für die Abscheidung und 0,8 bis 2 Euro-Cent für Transport und Speicherung geschätzt. Insgesamt bestehe „die begründete Hoffnung“, dass die Sequestrierung einen „sehr bedeutenden Beitrag zur Lösung des CO₂-Problems“ leisten werde. Allerdings werde aufgrund der energetischen Verluste bei der Abtrennung „die Nutzungsmöglichkeit der fossilen Brennstoffe um ein Drittel reduziert“. „In Anbetracht der Klimaprobleme kann die CO₂-Sequestrierung als einziges Mittel angesehen werden, die vorhandenen fossilen Energieträger überhaupt noch einer Klima-unschädlichen Nutzung zuzuführen.“ Die CO₂-Sequestrierung habe „gute Aussichten, eine der kostengünstigsten Techniken zur CO₂-Vermeidung zu werden“. „Abschließend ist festzustellen, dass die CO₂-Sequestrierung eine sehr wichtige und aussichtsreiche Option zur Reduzierung der CO₂-Emissionen darstellt, aber in größerem Maßstab erst nach 2020 zum Einsatz kommen wird (...)“.

Mit der **Gesellschaft Deutscher Chemiker (GDCh)** nimmt ein Berufsverband von Naturwissenschaftlern in Deutschland eine kritische Position gegenüber der CO₂-Sequestrierung ein. Die „Fachgruppe Umweltchemie und Ökotoxikologie“ der GDCh weist darauf hin, dass „das effizienteste und über Millionen Jahre erprobte System zur CO₂-Sequestrierung die terrestrische Biosphäre“ ist (GDCh 2004b). Die verstärkte Aufforstung großer Waldgebiete und die damit verbundene erhöhte natürliche CO₂-Bindung durch pflanzliche Photosynthese sei die kostengünstigste Variante, um das CO₂-Problem zu lösen. Bezüglich der Sequestrierungs-Technologie äußert die GDCh sich kritisch: „Keines der beschriebenen Verfahren ist einsatzbereit. Es besteht noch enormer Forschungsbedarf“ (Hüttermann 2005). Die Kosten für die künstliche Abscheidung werden auf mindestens 28 bis 74 Euro je Tonne CO₂ geschätzt. „Im Gegensatz zu allen anderen diskutierten und mit viel Geld geförderten Sequestrierungsmethoden hat die Aufforstung ... zusätzliche unbezahlbare Vorteile“ (Hüttermann 2005).

Ebenfalls kritisch äußern sich viele Umweltschutzverbände und Nichtregierungsorganisationen. Beispielhaft sei hier zunächst die Stellungnahme von **Greenpeace Deutsch-**

land erwähnt, in der darauf hingewiesen wird, dass die Sequestrierungs-Technologie zu spät marktreif würde, um zur Einhaltung bestehender Klimaschutz-Verpflichtungen beizutragen, dass es in Deutschland keine ausreichenden Speichermöglichkeiten gebe, dass die Risiken für Umwelt und Gesundheit nicht zu vernachlässigen seien, und dass die Mehrkosten sich erheblich auf den Strompreis auswirken würden (Goerne 2005). „Als vermeintliche Lösung wird in der energiepolitischen Diskussion das so genannte CO₂-freie Kraftwerk propagiert. Das hört sich gut an, aber was sich dahinter verbirgt, ist die Mär von der klimafreundlichen Kohlenutzung“ (Greenpeace 2005). In einer weiteren Stellungnahme heißt es zurückhaltender: „Wir müssen natürlich möglichst viele Optionen nutzen, um den CO₂-Eintrag in die Atmosphäre zu reduzieren. Vorrangig muss aber die CO₂-Entstehung bekämpft werden: Das heißt den Verbrauch und das Verfeuern von Kohle, Öl und Gas zu reduzieren. Und erst wenn das in die Wege geleitet ist und die erneuerbaren Energie ausgebaut sind und Energiesparmaßnahmen ergriffen wurden, dann kann man zum Schluss einmal darüber nachdenken, ob man nicht diese Technologie noch zusätzlich einsetzt“ (Greenpeace 2004).

In einer gemeinsamen Stellungnahme zum Klimaschutz, die u. a. von den Verbänden **BUND, Naturschutzring, Germanwatch, NABU, WWF** und dem **Verkehrsclub Deutschland (VCD)** unterzeichnet wurde, heißt es ähnlich: „Die Sequestrierung von CO₂ ist eine klassische (nachsorgende) end-of-the-pipe-Technologie, die die Nutzung herkömmlicher fossiler Energieträger verteuert und durch eine Minderung der Kraftwerkswirkungsgrade einen erhöhten Verbrauch fossiler Brennstoffe erfordert. Sie steht in Konkurrenz zur großmaßstäblichen Nutzung von erneuerbaren Energieträgern, was gegenwärtig insbesondere die Ausrichtung der Forschungsmittel angeht. (...) Da die CO₂-Entsorgung jedoch keine Hinwendung in einen weniger materialintensiven, verallgemeinerbaren Umgang mit Energie ist, sondern stattdessen eine Intensivierung des Stoffdurchsatzes und der Ausbeutung der Ressourcen bedeutet, lehnen wir Sequestrierung als Antwort auf die Herausforderung der anthropogenen Klimaänderung auf der Basis des derzeitigen Wissensstandes ab“ (Germanwatch 2003).

Der **World Wide Fund for Nature (WWF)** nahm anlässlich der Veröffentlichung des IPCC-Berichts (s. o.) erneut Stellung zur CO₂-Sequestrierung: In dem Bericht fänden sich viele Positionen des WWF wieder. Zwar könne die Sequestrierungs-Technologie in der Zukunft eine bedeutende Rolle spielen, aber es müsse kurzfristig mehr auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien gesetzt werden. Bei der CO₂-Einlagerung müsse auf langfristige Sicherheit und Stabilität, Umweltverträglichkeit und unabhängige Kontrollmechanismen geachtet werden (WWF 2005).

Anlässlich des ersten Spatenstichs für das Pilotprojekt eines CO₂-freien Kraftwerks der Firma Vattenfall am 29. Mai 2006 im Beisein von Bundeskanzlerin Angela Merkel äu-

berte der **BUND** in einer Presseerklärung, er sehe im Bau einer Versuchsanlage „ein Feigenblatt, hinter dem der Stromkonzern seine umwelt- und klimaschädlichen Aktivitäten verstecken will“. „Gegen die CO₂-Abscheidung und anschließende Einlagerung des Treibhausgases spreche vor allem der niedrige Wirkungsgrad solcher Anlagen. ... Ungeklärt seien auch die Risiken einer CO₂-Lagerung unter der Erdoberfläche. Zur Lagerung größerer Mengen reichten zudem in Deutschland die Kapazitäten nicht aus. ... Damit wären die theoretisch möglichen Kapazitäten zur CO₂-Einlagerung schon nach rund drei Jahren erschöpft. Anstatt in klimapolitische Feigenblätter zu investieren müsse Vattenfall sein Engagement für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Technik ausweiten. Die gleichzeitige Erzeugung von Strom und Wärme berge die größten Potentiale für mehr Ressourcen- und Klimaschutz“ (BUND 2006).

9.2. Einschätzungen der Parteien

Das **Wahlmanifest der SPD** zur Bundestagswahl 2005 geht wie folgt auf die CO₂-Sequestrierung ein: „Wir setzen auch in Zukunft auf hocheffiziente und klimaverträgliche Kohlekraftwerke und werden dafür sorgen, dass dieser Energieträger auch mit unseren Klimazielen vereinbar ist. Unser Ziel ist ein emissionsfreies Kraftwerk, in dem CO₂ wirksam abgeschieden und gespeichert werden kann. Deshalb werden wir die bereits begonnene Förderung der Forschung und Entwicklung in diesem Bereich fortsetzen“ (SPD 2005: 26).

In einem **Positionspapier** vom 3. April 2006 setzt sich die **CDU/CSU**-Bundestagsfraktion für eine Initiative "ZukunftEnergieForschung" mit insgesamt fünf Schwerpunkten ein. Darin wird die „Verbesserung der Wirkungsgrade und Entwicklung klimafreundlicher Techniken bei der Nutzung fossiler Rohstoffe“ als ein Schwerpunktbereich genannt: „Die Forschung und der Einsatz von Techniken und Material ... zur Verminderung oder Abscheidung von CO₂-Emissionen müssen weiter vorangetrieben werden. Die Entwicklung in diesem Bereich ist schon vorgezeichnet: ein energieeffizientes Null-Emissions-Kraftwerk in den nächsten Dekaden. Unter dem Aspekt der Klimavorsorge ist deshalb ein neuer Förderschwerpunkt "CO₂-Abscheidung und -Lagerung" zu etablieren. Die Vision langfristig CO₂-freier Kohle- und Gaskraftwerke muss umgesetzt werden, um mögliche Optionen umweltschonender Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen zu eröffnen“ (CDU/CSU-Positionspapier 2006). Auch Bundeskanzlerin Angela Merkel stellte sich am 29. Mai 2006 tendenziell hinter die Idee der CO₂-Abscheidung. Nach dem ersten Spatenstich für das Pilotprojekt eines CO₂-freien Kraftwerks im brandenburgischen Spremberg erklärte sie in einem Interview: „Mit der Entwicklung CO₂-freier Kraftwerke kann es gelingen, die Verbrennung von Kohle mit den Herausforderungen des Klimawandels zu vereinbaren. Dies ist eine faszinierende Idee und ich bin stolz, dass diese weltweit beachtete Entwicklungsarbeit in Deutschland

vorangetrieben wird“ (Merkel 2006b). Zuvor hatte sie in ihrer Rede formuliert: „Ich glaube, dass dies ein Beitrag zum weltweiten Klimaschutz ist. ... Ich glaube, dass wir Ihren Weg mit der Pilotanlage mit Aufmerksamkeit begleiten sollten. Ich werde mich dann in absehbarer Zeit erkundigen, wie die Sache läuft. ... Schauen Sie, dass der Wirkungsgrad möglichst hoch wird“ (Merkel 2006a).

Auch die **FDP** spricht sich in ihrem „**Deutschlandprogramm 2005**“ für die weitere Erforschung der CO₂-Abscheidung aus: „Ohne einen ganzheitlichen Energieforschungsansatz ..., der Spitzenforschung für moderne Kraftwerkstechniken (z.B. Effizienzsteigerung und CO₂-Abscheidung) fördert ..., werden wir den wachsenden Bedarf an Energie nicht decken können“ (FDP 2005: S. 25).

Für **die Grünen** erklärte dagegen der Abgeordnete **Hans-Josef Fell** am 21.01.2005 im Bundestag: „Die Enquete-Kommission hat uns vorgerechnet, dass die Zusatzkosten für CO₂-Sequestrierung zwischen 3,5 und 9 Cent im Jahr 2020 liegen werden. Diese Kosten kommen zu den Kosten der Stromerzeugung hinzu. Damit würden die CO₂-freien Kohlekraftwerke höhere Stromerzeugungskosten haben, als sie heute bei einem großen Teil der erneuerbaren Energien anfallen. Dies kann nicht das Ziel sein“ (Plenarprotokoll 15/152, S. 14305B). Der damalige Bundesumweltminister **Jürgen Trittin** erklärte in einer Rede an der Humboldt-Universität Berlin am 03.02.2004: „Wir konzentrieren unsere Mittel auf das als notwendig Erkannte, statt - wie die USA - Milliarden in eine Technik wie die CO₂-Sequestrierung zu stecken. Diese wird, so sie funktioniert und die Risiken vertretbar sind, frühestens das ab 2030 entstehende CO₂ speichern. Aber nicht das bis dahin emittierte, das bleibt über 100 Jahre in der Atmosphäre. Forschung, die viele Mittel bindet, aber nur legitimieren soll, heute nichts zu tun, keine Änderung der Produktions- und Konsummuster anzugehen, ist nicht nur nicht innovativ. Sie verhindert Innovationen.¹²“

Auch **die AG Umwelt** der Bundestagsfraktion **Die Linke** nimmt zur CO₂-Sequestrierung kritisch Stellung: „CCS-Technologien lösen das Treibhausgasproblem nicht, sondern lindern es nur zeitweilig. Darum können sie nicht mehr sein als eine Brückentechnologie ins solare Zeitalter. Ob Abscheidung, Transport und Verpressung langfristig sicher und bezahlbar sind, ist noch weitgehend offen. Es besteht allerdings die reale Gefahr, dass Forschungsmittel und Investitionen von CCS gebunden werden, die sinnvoller in die Weiterentwicklung erneuerbarer Energien fließen sollten.“

¹² Zitiert nach: J. Trittin: „Ökologie als Innovationsmotor“ - Thesen beim Humboldtforum. Im Internet unter: <http://www.bmu.de/reden/doc/5459.php> (Stand: 21.12.2005).

10. Fazit und Ausblick

Die Rückhaltung und Lagerung von Kohlendioxid aus Kraftwerksabgasen wird von vielen als ein geeignetes Mittel gesehen, um die Anforderungen der Energiepolitik einerseits und der Klimaschutzpolitik andererseits miteinander vereinbar zu machen. Falls sie erfolgreich weiter erforscht und entwickelt wird und sich dabei technisch und wirtschaftlich als auf großer Skala realisierbar herausstellt, würde sie es erlauben, fossil befeuerte Kraftwerke weiter oder sogar verstärkt zu betreiben, ohne mit den Schutzziele des Kyoto-Protokolls und zukünftiger Klimaschutzabkommen in Konflikt zu geraten. Dadurch könnte die Anwendung dieser Technologie der Energiepolitik zusätzliche Spielräume eröffnen.

Vorteile sehen die Befürworter der CO₂-Sequestrierung vor allem in der effektiven Reduzierung der klimawirksamen CO₂-Emissionen aus Kraftwerken als Beitrag zum Klimaschutz. Daneben werde die Einführung der Sequestrierungs-Technologie eine verlängerte Nutzbarkeit fossiler Energieträger bewirken, solange prinzipiell CO₂-freie Energieträger aus technischen, ökonomischen oder politischen Gründen nicht in stärkerem Maße nutzbar sind. Dies entspricht dem in der aktuellen energiepolitischen Debatte in Deutschland vorgebrachten Argument, ein ehrgeiziges Klimaschutzprogramm in Verbindung mit dem gleichzeitigen Atomausstieg überfordere die technischen und wirtschaftlichen Möglichkeiten der erneuerbaren Energien. Man müsse „Zeit kaufen“, um der Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbare Energien mehr Raum zu lassen und die Energiegewinnung dann mittelfristig auf sie umzustellen. Als Mittel, um „Zeit zu kaufen“, biete sich dabei neben der Aufschiebung des Atomausstiegs die Einführung der CO₂-Sequestrierung an (DPG 2005). Dabei ist allerdings zu beachten, dass auch die Sequestrierungs-Technologie voraussichtlich erst in 10-15 Jahren bereitstehen wird.

Die CO₂-Sequestrierung als ein Instrument des Klimaschutzes kann als Beispiel für einen technologieorientierten Ansatz der Klimapolitik betrachtet werden. Auch im Abkommen zur „Asia-Pacific Partnership for Clean Development and Climate“, dem Gegenentwurf der USA und Australiens zum Kyoto-Protokoll, spielt die CO₂-Sequestrierung eine Rolle (siehe auch Donner 2005).

Neben dem Klimaschutz könnte die CO₂-Sequestrierung für die Erreichung der weitergehenden Ziele einer allgemeinen Energiepolitik – Versorgungssicherheit, Unabhängigkeit von Importen, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit – nur in begrenztem Umfang Beiträge liefern:

- Die Unabhängigkeit der nationalen Energieversorgung von Importen könnte die Sequestrierungs-Technologie insofern steigern, als sie eine klimaverträgliche Fortführung der Stromerzeugung aus heimischer Braun- und Steinkohle ermög-

lichen würde. Das Problem der Subventionsbedürftigkeit der heimischen Steinkohleförderung würde dadurch allerdings nicht gelöst, sondern – aufgrund der Mehrkosten der Sequestrierung – eher verschärft.

- Das Problem der Endlichkeit der weltweiten Vorräte an fossilen Energieträgern würde durch die CO₂-Sequestrierung ebenfalls eher verschärft als entschärft. Da bei Abscheidung und Einlagerung Energieverluste entstehen, die durch zusätzlichen Brennstoffeinsatz kompensiert werden müssen, würden die Reserven an Kohle, Öl und Gas bei systematischer Anwendung der Sequestrierung früher zur Neige gehen.
- Das Ziel der kostengünstigen Bereitstellung von Energie wird durch die CO₂-Sequestrierung ebenfalls nicht aktiv befördert, da die Investitionskosten und Energieverluste für die Abscheidung vielmehr zu einer Erhöhung der Energiekosten beitragen. Dies muss allerdings mit den Mehrkosten anderer CO₂-Vermeidungsstrategien verglichen werden. Falls die Energiekosten allgemein steigen – z.B. aufgrund einer Verknappung an fossilen Rohstoffen – würden im Übrigen die investiven Mehrkosten der Sequestrierung zukünftig weniger stark ins Gewicht fallen; die Verbrauchskosten für den Mehrenergiebedarf hingegen würden ebenso wie die Brennstoffpreise steigen.

Als notwendige Voraussetzung für die praktische Durchsetzung der CO₂-Abscheidung werden vielfach politische, ökonomische und rechtliche Begleitmaßnahmen genannt, wie z.B. eine CO₂-Steuer oder ein Emissionsrechtehandel, der den wirtschaftlichen Nutzen von Investitionen in Sequestrierungs-Technologie sichern würde. Im Rahmen eines Emissionsrechtehandels wie des auf EU-Ebene am 1. Januar 2005 eingeführten „Emissions Trading Scheme“ (ETS) wäre eine solche Investition dann rentabel, wenn die Kosten für die Sequestrierung einer Tonne CO₂ niedriger liegen als der entsprechende Zertifikate-Preis. Nimmt man für die Zukunft weitere Steigerungen der Zertifikate-Preise sowie Kostensenkungen für die Sequestrierungs-Technologie an, so erscheint diese Bedingung aus heutiger Sicht erfüllbar.

Sollte die CO₂-Abscheidung großtechnisch eingeführt werden, so wären auch Auswirkungen auf die Standortplanung bei zukünftigen Kraftwerksneubauten zu berücksichtigen. Da in diesem Fall nicht nur der Transport der Brennstoffe und des erzeugten Stromes, sondern auch der Abtransport des abgeschiedenen Kohlendioxids Kosten verursachen, die mit zunehmender Entfernung steigen, müsste in Zukunft auch die Nähe zu potenziellen CO₂-Lagerstätten eine Rolle bei der Standortwahl für Kraftwerke spielen.

Die Sequestrierungs-Technologie ist nach heutigem Diskussionsstand primär für große, zentrale Anlagen und Kraftwerke geeignet. Eine spätere Erfassung anderer Bereiche wie des Individualverkehrs, die eine dezentrale Energiebereitstellung erfordern, wird vor

allem im Zusammenhang mit einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft diskutiert (BMWA 2005). Dies könnte dadurch geschehen, dass in zentralen, fossil gespeisten und mit Abscheide-Technologie ausgerüsteten Anlagen zunächst Wasserstoff als Energieträger erzeugt wird, der dann beispielsweise in Fahrzeugen mit Brennstoffzellen-Motor als Kraftstoff eingesetzt wird. Da die Wasserstoff-Technologie jedoch noch nicht großflächig etabliert ist, erscheint diese Option eher in der längerfristigen Perspektive realistisch.

Die Beschränkung auf zentrale Großkraftwerke birgt den Nachteil, dass diese Kraftwerke typischerweise schlecht mit Kraft-Wärme-Kopplung zu betreiben sind. Bei dezentralen, kleineren Kraftwerken (Blockheizkraftwerken) kann die bei der Stromerzeugung durch Verbrennung entstehende Abwärme zum Heizen umliegender Gebäude genutzt werden. Bei Großkraftwerken müssten die großen anfallenden Wärmemengen jedoch über größere Entfernungen verteilt werden, was erhebliche Investitionen in entsprechende Rohrleitungs-Infrastruktur erforderlich macht. Außer bei Standorten in sehr dicht besiedelten Gegenden wird die Abwärme der Großkraftwerke daher nicht genutzt werden können. Die CO₂-Sequestrierung erscheint in diesem Sinne nicht kompatibel mit anderen Bemühungen zur Emissions-Verminderung wie der Kraft-Wärme-Kopplung und der rationellen Energienutzung.

Die Beschränkung der CO₂-Abscheidung auf zentrale Kraftwerke hat auch Auswirkungen auf den erreichbaren Effekt: Nach Informationen des Statistischen Bundesamts war die gesamte Energiegewinnung im Jahr 2002 für ca. 41 % der deutschen CO₂-Emissionen verantwortlich¹³. Selbst bei vollständiger Rückhaltung der CO₂-Emissionen aus allen deutschen Kraftwerken könnten demnach die deutschen CO₂-Emissionen um maximal 41 % gesenkt werden. Eine darüber hinausgehende Reduktion, wie sie teilweise bereits heute für die Jahrzehnte bis 2050 diskutiert wird, müsste daher zumindest ergänzend auf andere Mechanismen der Emissions-Verminderung zurückgreifen. Da jedoch außerdem die Rückhaltung mit heutiger Technologie nicht vollständig sein kann, wird vielfach darauf hingewiesen, dass zur effektiven Emissions-Verminderung immer eine Kombination vieler einzelner Maßnahmen notwendig sein wird (IPCC 2005).

Insgesamt stellt die CO₂-Sequestrierung daher eine Methode der Emissions-Reduktion dar, die als ein Ansatz neben vielen anderen zu sehen ist. Zu nennen ist hierbei unter anderem der verstärkte Einsatz von erneuerbaren Energien und von fossilen Energieträgern mit geringerer CO₂-Intensität (Gas statt Kohle). Vielfach wird auch die Kernkraft als prinzipiell CO₂-freier Energieträger genannt, was manche Experten jedoch bezweifeln (Troge 2005). Weitere Alternativen sind die verstärkte Nutzung biologischer CO₂-

¹³ Quelle: <http://www.destatis.de/genesis> (Stand: 12.9.2005)

Senken (beispielsweise durch Aufforstungsprogramme) ebenso wie allgemein das Energiesparen und die rationelle Energienutzung sowohl auf der Angebotsseite (z.B. Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, Erhöhung von Kraftwerks-Wirkungsgraden) als auch auf der Nachfrageseite (effiziente Motoren, Beleuchtungen, Kühlgeräte, energetische Gebäudesanierung etc.) (siehe auch IPCC 2005).

Welche dieser Alternativen wie stark genutzt wird, wird letztlich auch eine Frage der größeren Wirtschaftlichkeit sein. Die CO₂-Sequestrierung wird sich nur dann in großem Maßstab durchsetzen können, wenn die durch sie verursachten Mehrkosten der Energiegewinnung geringer ausfallen als bei den o.g. alternativen Möglichkeiten der Emissions-Reduktion. Innerhalb eines funktionierenden Emissionsrechtehandels kann erwartet werden, dass marktwirtschaftliche Mechanismen weitgehend automatisch dafür sorgen, dass die kostengünstigste Option sich durchsetzt. Politische Vorgaben werden auf dem Weg dorthin jedoch eine ausschlaggebende Rolle spielen. Dies gilt nicht nur für die Förderung der Technologieentwicklung und die weitere Klarstellung der rechtlichen Grundlagen, etwa bei der Frage der Haftung für die Risiken der langfristigen Speicherung und der Kostenübernahme für die Überwachung der Lagersicherheit. Entscheidend ist vor allem auch die politische Ausgestaltung des Emissionshandels, inklusive der Festlegung mehr oder weniger strenger Klimaschutzziele im Nationalen Allokationsplan. In diesem Zusammenhang werden die Kosten der CO₂-Vermeidung zu vergleichen sein mit den Kosten des Nicht-Handelns, d.h. den langfristigen Auswirkungen und Folgekosten eines ungebremsten Klimawandels.

Insgesamt bleibt festzuhalten, dass die CO₂-Sequestrierung langfristig interessante Chancen für den Klimaschutz bieten könnte, dass aber im Moment noch viele Fragen offen sind, vor allem in Bezug auf die weitere technologischen Optimierung, die Möglichkeiten der Kostenreduktion, die Langzeitsicherheit der Lagerstätten und die rechtlichen Grundlagen. Schließlich ist zu beachten, dass Kohlendioxid als eines von mehreren wichtigen Treibhausgasen nur für etwa 60 % des menschlich verursachten Treibhauseffekts verantwortlich ist (IPCC 2005). Eine wirksame Klimaschutzpolitik muss daher neben CO₂ auch die Emissionen weiterer Treibhausgase – wie Methan, Distickstoffoxid und FCKW – im Blick behalten.

11. Quellenangaben und Literaturverzeichnis

- Bailey, David; Feron, Paul (2005). Post-combustion Decarbonisation Processes. In: OIL & GAS SCIENCE AND TECHNOLOGY, Band 60, Nr. 3, S. 470, Im Internet: [http://www.ifp.fr/IFP/en/IFP02OGS.nsf/\(VNoticesOGST\)/1911DEC23B8A3BA28025705B002EE79F/\\$file/bailey_vol60n3.pdf?openelement](http://www.ifp.fr/IFP/en/IFP02OGS.nsf/(VNoticesOGST)/1911DEC23B8A3BA28025705B002EE79F/$file/bailey_vol60n3.pdf?openelement) (Stand: 07.06.2006).
- Bauknecht, Dierk; Bürger, Veit (2004). Energiewirtschaftliche Bewertung Braunkohletagebau Garzweiler I/II. Freiburg: Öko-Institut. Verfügbar im Internet unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/198/2004-007-de.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- van Bergen, Frank et al. (Netherlands Institute of Applied Geoscience TNO) (2002). Feasibility study on CO₂ sequestration and enhanced CBM production in Zuid-Limburg. Im Internet: http://recopol.nitg.tno.nl/downloads/ECBM_Feasibility.pdf (Stand: 29.03.2006).
- BMWA – Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003). COORETEC – CO₂-Reduktions-Technologien. Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Verfügbar im Internet unter: <http://www.fz-juelich.de/ptj/projekte/datapool/page/1329/doku527.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- BMWA - Strategiekreis Wasserstoff des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (2005). Strategiepapier zum Forschungsbedarf in der Wasserstoff-Energietechnologie – Entwurf. Verfügbar im Internet unter: http://www.iphe.net/2-11-05/SKH2_deutsch%20as%20distributed.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Bolland, Olav (2005). Power cycles with CO₂ capture. Trondheim, 2004, Im Internet: http://www.ept.ntnu.no/fag/tep9/innhold/CO2_tep9.pdf (Stand: 07.06.2006).
- BUND – Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (2006). „CO₂-freies“ Kohlekraftwerk ist Feigenblatt von Vattenfall - Pressemitteilung vom 29.05.2006. Im Internet: http://www.bund.net/lab/reddot2/aktuell_pressemitteilungen_5415.htm (Stand: 17.06.2006).
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2005). G8-Gipfel in Gleneagles (6.-8. Juli 2005) – Ergebnisse zu Klimawandel und Energie. In: UMWELT, Sonderteil S. VII-VIII, Bonn.
- Business Communications Co (2004). Carbon Dioxide Utilization and Recovery. Report Highlights, Dezember 2004. Im Internet: http://www.mindbranch.com/catalog/print_product_page.jsp?code=R2-858 (Stand: 07.06.2006).
- CASTOR (2006). Project overview. Im Internet: http://www.co2castor.com/QuickPlace/castor/Main.nsf/h_Toc/7CE008B8893AF6E100256EC3004C093B/?OpenDocument (Stand: 07.06.2006).
- CDU/CSU-Positionspapier (2006). Versorgungssicherheit - Wettbewerb - Forschung - Strategische Elemente einer zukunftsfähigen Energiepolitik. Positionspapier der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag, 3. April 2006, im Internet: http://www.cducsu.de/section_2/subsection_3/id_1201/meldungen_druck.aspx (Stand: 07.06.2006).
- CO₂-CATO (2006). CO₂-Capture, Transport and Storage in the Netherlands. Mineralisation. Im Internet: <http://www.co2-cato.nl/modules.php?name=CATO&page=17> (Stand: 07.06.2006).
- CO₂GEONET (2006). Co₂ GeoNet Network of Excellence. Im Internet: <http://www.co2geonet.com/home.aspx> (Stand: 07.06.2006).
- CO₂NET – European Carbon Dioxide Network (2005). A “down-to-earth” solution to climate change. Im Internet: http://www.co2net.com/infocentre/brochures/A_DOWN_TO_EARTH_SOLUTION_final_rev_2.pdf (Stand: 07.06.2006).

- DFAT - Department of Foreign Affairs and Trade, Australian Government (2005). Vision Statement of Australia, China, India, Japan, the Republic of Korea, and the United States of America for a New Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate. Im Internet: http://www.dfat.gov.au/environment/climate/050728_final_vision_statement.html (Stand: 07.06.2006).
- Department of Trade and Industry (2005). A strategy for developing carbon abatement technologies for fossil fuel use. London, Im Internet: <http://www.dti.gov.uk/energy/coal/cfft/cct/pub/catreportlinked.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Dietrich, Lars; Bode, Sven (2005). CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA): Ordnungsrechtliche Aspekte und ökonomische Implikationen im Rahmen des EU-Emissionshandels. Im Internet: http://www.hwwa.de/Publikationen/Discussion_Paper/2005/327.pdf (Stand 20.06.2006).
- DOE - U. S. Department of Energy, Office of Fossil Energy (2005). Carbon Capture Research. Im Internet: <http://www.fossil.energy.gov/programs/sequestration/capture/>, Washington, D.C. (Stand: 07.06.2006).
- Donner, Susanne; Stratmann, Anne (2005). Die Asiatisch-Pazifische Partnerschaft / Asia-Pacific Partnership for Clean Development and Climate. Ausarbeitung der Wissenschaftlichen Dienste des Deutschen Bundestags Nr. WF VIII 112/2005. Berlin.
- Dortmundt, David; Kishore, Doshi (1999). Recent Developments in CO₂ Removal Membrane Technology. Im Internet: <http://www.uop.com/objects/84co2remvbyembrn.pdf>, Les Plaines, S. 2–30. (Stand: 07.06.2006).
- DPG – Deutsche Physikalische Gesellschaft (2005). Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990 – 2020. Bad Honnef. Im Internet: http://www.dpg-physik.de/presse/hinter/klimastudie_2005.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Edenhofer, Ottmar (2003). Wege zu einer nachhaltigen Klima- und Energiepolitik. In: Aus Politik und Zeitgeschichte, 27/2003. Im Internet: <http://www.bpb.de/files/HR8P59.pdf> (Stand 14.06.2006).
- Eide, Lars, Ingolf; Bailey, W. (2005). Precombustion Decarbonisation Processes. In: OIL & GAS TECHNOLOGY, Band 60, Nr. 3, S. 482. Im Internet: [http://www.ifp.fr/IFP/en/IFP02OGS.nsf/\(VNoticesOGST\)/7BA21BF9F913F5BA8025705B0032C9EE/\\$file/eide1_vol60n3.pdf?openelement](http://www.ifp.fr/IFP/en/IFP02OGS.nsf/(VNoticesOGST)/7BA21BF9F913F5BA8025705B0032C9EE/$file/eide1_vol60n3.pdf?openelement) (Stand: 07.06.2006).
- Energieverwertungsagentur – The Austrian Energy Agency (2004). „Zero Emission Technologies“ – CO₂ Separierung, Sequestration & Co. In: DIE ZEITSCHRIFT DER ENERGIEVERWERTUNGSAGENTUR, Nr. 03/2004. Im Internet: <http://www.eva.ac.at/publ/energy/e3-04.htm> (Stand: 07.06.2006).
- Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung (2002). Abschlussbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung", Berlin: Deutscher Bundestag. Zusammenfassung im Internet unter: <http://www.wupperinst.org/download/renewables/enquete-kurzfassung.pdf>; Schlussbericht im Volltext unter: <http://www.bundestag.de/parlament/kommissionen/archiv14/ener/schlussbericht/index.htm> (Stand: 07.06.2006).
- EurActiv (2005). Climate: China and EU sign clean energy partnership. Presseinformation vom 9. September 2005, Im Internet: <http://www.euractiv.com/Article?tcmuri=tcm:29-143862-16&type=News>, Brüssel (Stand: 07.06.2006).
- Europäische Kommission, Generaldirektion Forschung (2004). CO₂ Capture and Sequestration – Clean power from fossil fuels. Verfügbar im Internet unter: http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/co2cands_1.pdf (Stand 1.07.06.2006)
- Europäische Kommission, Generaldirektion Forschung (2005). Energy research – Introduction to CO₂ capture and storage. Im Internet: http://europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_co/article_1150_en.htm (Stand: 07.06.2006).

- FDP – Freie Demokratische Partei (2005). Arbeit hat Vorfahrt – Deutschlandprogramm 2005. Im Internet: http://wahlkampf.fdp.de/webcom/show_article.php/_c-584/i.html (Stand: 07.06.2006).
- Feron, Paul; Hendriks, C. (2005). CO₂ Capture Process Principles and Costs. In: OIL & GAS SCIENCE AND TECHNOLOGY, Band 60, Nr. 3, S. 452. Im Internet: [http://www.ifp.fr/IFP/en/IFP02OGS.nsf/\(VNoticesOGST\)/34E949A23A98B19E8025705B00391BB4/\\$file/feron1_vol60n3.pdf?openelement](http://www.ifp.fr/IFP/en/IFP02OGS.nsf/(VNoticesOGST)/34E949A23A98B19E8025705B00391BB4/$file/feron1_vol60n3.pdf?openelement) (Stand: 07.06.2006).
- Fischedick, Manfred (2005). CO₂-Abscheidung und –Speicherung – eine vergleichende Betrachtung. Vortrag auf dem COORETEC-Workshop Leipzig, 10.-11.3.2005. Verfügbar im Internet unter: <http://www.wupperinst.org/download/ccs/COORETEC-MF.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Fitzpatrick, Eileen (2004). The Weyburn Project: A Model for International Collaboration., Pittsburgh, S. 1-3, Im Internet: http://www.netl.doe.gov/publications/carbon_seq/mediarelease/mr-101102.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Frankfurter Allgemeine Zeitung (2006). RWE plant erstes kohlendioxidfreies Großkraftwerk. Bericht vom 31. März 2006, S. 13.
- Forschungszentrum Karlsruhe (1999). Abreicherung von Kohlendioxid aus Kohlendioxid-Wasserstoff-Gemischen - Technologiereport, Karlsruhe. Im Internet unter: <http://www.mecadi.com/technologiereport.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Gärtner (2006). Kohlendioxid geht unter Tag. In: CHEMISCHE RUNDSCHAU, Nr. 1, 24. Januar 2006.
- GDCh - Gesellschaft Deutscher Chemiker (2004a). Kohlendioxid-Ausstoß aus Kraftwerken - Wege zur Verringerung des Treibhausgases. Pressemitteilung vom April 2004, Frankfurt. Im Internet: <http://www.gdch.de/oearbeit/press/2004/18.htm> (Stand: 07.06.2006).
- GDCh – Gesellschaft Deutscher Chemiker, Fachgruppe Umweltchemie und Ökotoxikologie (2004b). „CO₂-Emissionen“. Mitteilungen 2004, 10, Nr. 1, 4, 5.
- Gerling, Johannes Peter; May, Franz (2001). CO₂-Rückhaltung. Im Internet: http://www.bundestag.de/parlament/gremien/kommissionen/archiv14/ener/ener_stell_gerl.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Gerling, J.P.; May, F.; Schulz, H.-M.; Berner, U. (2004). Underground storage of CO₂-Models applied & further needs. Im Internet: http://www.fz-juelich.de/ptj/datapool/IEA/19_gerling.pdf (Stand: 07.06.2006).
- GeoForschungszentrum Potsdam (2004). CO₂SINK In-situ Labor zur Untersuchung der Speicherung von Kohlendioxid unter der Erde. Potsdam, Im Internet: <http://www.gfz-potsdam.de/pb5/pb51/projects/project-CO2SINK/content.html> (Stand: 07.06.2006).
- Germanwatch e.V. (2003). Klimaschutz in Deutschland bis 2020 - Antwort deutscher Umwelt- und Entwicklungsverbände auf eine Anfrage der SPD-Fraktion. Verfügbar im Internet unter: <http://www.germanwatch.org/rio/spd2020.htm> (Stand: 07.06.2006).
- Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e. V. (2004). Komplexe Trenntechniken in der Prozessindustrie gefragt. Im Internet: http://www.dechema.de/15_Trenntechnik-design-1.html, Frankfurt (Stand: 07.06.2006).
- GESTCO – Projekt „GEological STORAGE of CO₂“ (2001). Informationen im Internet unter: <http://www.nitg.tno.nl/projects/eurogeosurveys/projects/GestcoWeb/> (Stand: 07.06.2006).
- Gielen, Dolf; Podkanski, Jacek (2004). CO₂ Capture and Storage an Energy Modeling Perspective. In: Energy. Die Zeitschrift der Energieverwertungs-Agentur. S. 3-4. Im Internet: <http://www.eva.ac.at/publ/energy/e3-04.htm> (Stand: 07.06.2006).

- Giles, Jim (2004). Oil Exploration: Every last drop. Nature, Band 429, S. 694-695. Im Internet: http://www.nature.com/news/2004/040614/pf/429694a_pf.html (Stand: 07.06.2006).
- Goerne, Gabriele von – Greenpeace Deutschland (2005). Fünf Argumente gegen „CO₂-freie Kohle-Kraftwerke“. Im Internet: http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/fs_co2freie_kraftwerke_17mai05.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Greenpeace Deutschland (2004). CO₂-Speicherung ist das Letzte. Im Internet: http://umweltjournal.de/fp/archiv/AfA_politik/6918.php (Stand 0207.06.2006)
- Greenpeace Deutschland (2005). Argumente gegen CO₂-freie Kraftwerke. 16.08.2004. Im Internet: http://www.greenpeace.de/themen/energie/fossile_energien/artikel/argumente_gegen_co2_freie_kraftwerke/ (Stand: 07.06.2006)
- Grunwaldt, Jan-Dierk et al. (2004). Grüne Chemie. Kohlendioxid – umweltfreundliches Lösungsmittel und Synthesebaustein. In: BULLETIN ETH ZÜRICH, Nr. 293, Mai 2004, im Internet: http://www.baiker.ethz.ch/people/Scistaff/Grunwaldt/green_chemistry.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Gupta, Murlidhar et al. (2003). CO₂ Capture Technologies and Opportunities in Canada. 1st Canadian CC&S Technology Roadmap Workshop, Calgary, 18 – 19 September 2003, S. 7. Im Internet: http://www.nrcan.gc.ca/es/etb/cetc/combustion/co2trm/pdfs/co2_capture_strawman_feb2004.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Hendriks, Chris; Graus, Wina; van Bergen, Frank (2004). (Ecofys in Zusammenarbeit mit TNO) (2004). Global carbon dioxide storage potential and costs. Im Internet: <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Heinloth, Klaus (2003). Die Energiefrage. Braunschweig: Vieweg Verlag.
- Holloway, Marguerite (2001). Killer-Seen. In: SPEKTRUM DER WISSENSCHAFT, Januar 2001.
- Hüttermann, A.; Metzger, J. O. (2004). Begrünt die Wüste durch CO₂-Sequestrierung. Gesellschaft Deutscher Chemiker – Nachrichten aus der Chemie, Band 11/2004. Im Internet: <http://www.gdch.de/taetigkeiten/nch/inhalt/jg2004/wueste.pdf> (Stand 8.07.06.2006)
- IEA - International Energy Agency (2001). Putting Carbon back into the Ground. Im Internet: <http://www.ieagreen.org.uk/putcback.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- IEA - International Energy Agency (2004). The Prospects for CO₂ Capture and Storage. Paris. Zusammenfassung im Internet: <http://www.iea.org/textbase/npsum/ccsSUM.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- IEA - International Energy Agency (2005). The IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Im Internet: <http://www.co2captureandstorage.info/> (Stand: 07.06.2006).
- 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (2004). Geological Storage of CO₂ : CO₂-ECBM, Vancouver, 5 – 9. September 2004, Im Internet: http://www.ghgt7.ca/papers_posters.php?topic=GEO-ECBM (Stand: 07.06.2006).
- IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change (2005). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage – Summary for Policymakers and Technical Summary. Genf. Im Internet: <http://www.ipcc.ch/activity/sprep.htm>, (Kurzfassung: <http://www.ipcc.ch/activity/ccsspm.pdf>) (Stand: 07.06.2006).
- Kranzmann, Axel (2005). Stromerzeugung ohne CO₂-Ausstoß in die Erdatmosphäre. Vortrag auf der Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Berlin 2005, im Internet: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2005-AKE_Berlin/Vortraege/DPG2005-AKE2.1Kranzmann_KCO2freieKraftwerke.pdf (Stand: 07.06.2006).

- Leonardi, Jaques et al. (2004). CO₂ Sequestrierung in Norwegen. Im Internet: www.mpimet.mpg.de/~leonardi.jacques/CO_Sequestrierung_in_Norwegen.ppt (Stand: 10.10.2005).
- LLNL – Lawrence Livermore National Laboratory, USA (2005). Locked in Rock – Sequestering Carbon Dioxide Underground. Im Internet: <http://www.llnl.gov/str/May05/Friedmann.html> (Stand: 07.06.2006).
- Markels, Michael; Barber, Richard (2001). Sequestration of CO₂ by Ocean Fertilization. Im Internet: http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/p25.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Matthes, Felix (2003). Die Rolle der Kohle in einer nachhaltigen Energiepolitik. Berlin: Öko-Institut. Im Internet: <http://www.oeko.de/oekodoc/211/2003-054-de.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Notz, Ralf et al. (2005). Methode zur Auswahl neuer Lösungsmittel für die CO₂ Absorption aus Kraftwerksabgasen, GVC/DECHEMA-Jahrestagungen, 6.-8. September 2005, Wiesbaden.
- May, Franz; Gerling, Johannes Peter; Krull, Paul (2002). Underground storage of CO₂. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. Hannover. Im Internet: http://www.bgr.de/b123/at_co2_storage/co2_storage.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Merkel, Angela (2006a). Rede von beim ersten Spatenstich für Vattenfalls CO₂-freies Braunkohlekraftwerk am 29. Mai 2006 in Spremberg. Im Internet: <http://www.bundesregierung.de/Anlage1010829/Nr.+55-1.pdf> (Stand 07.06.2006).
- Merkel, Angela (2006b). „Braunkohle klimaschonend nutzen“ – Interview mit der Märkischen Allgemeinen vom 29. Mai 2006. Im Internet: <http://www.bundesregierung.de/Reden-Interviews/Interviews-12482.1009143/interview/Braunkohle-ist-Teil-des-Energi.htm> (Stand: 07.06.2006).
- Odrich, Peter (2005). Schwarzes Gold weltweit weiter gefragt. In: VDI-NACHRICHTEN, 4. November 2005, Nr. 44, S. 4, Düsseldorf.
- Plötz, Christiane; 2003: Sequestrierung von CO₂ – Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Expertise im Auftrag des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU). Berlin, Heidelberg: Springer. Im Internet: http://www.wbgu.de/wbgu_jg2003_ex07.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Pusceddu, Betty (2005). Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen - Das Sleipner- & die Sacs Projekte in Norwegen. Vortrag. Im Internet: <http://www.mpimet.mpg.de/~leonardi.jacques/SoSe2005/Pusceddu-SleipnerSequestrierung.PDF> (Stand: 07.06.2006).
- Recopol Consortium (2005). What is the RECOPOL project? Sowie weitere Publikationen auf der Webseite, Im Internet: <http://recopol.nitg.tno.nl/index.shtml> (Stand: 07.06.2006).
- Rüggeberg, Thomas (BMWA) (2004). Das deutsche COORETEC-Konzept: Wege zum emissionsfreien Kraftwerk auf Basis Kohle und Gas. In: DIE ZEITSCHRIFT DER ENERGIEVERWERTUNGSAGENTUR, Nr. 3. Im Internet: <http://www.eva.ac.at/publ/energy/e3-04.htm> (Stand: 07.06.2006)
- Smith, Irene (1999). CO₂ reduction prospects for coal. IEA-Coal, IEACCC/26, S. 1-84.
- SPD – Sozialdemokratische Partei Deutschlands (2005). Vertrauen in Deutschland – Das Wahlmanifest der SPD. Im Internet: http://www.spd.de/040705_Wahlmanifest.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Statistik der Kohlenwirtschaft e. V. (2005). Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2004. Essen und Köln, November 2004, Im Internet: <http://www.kohlenstatistik.de> (Stand: 07.06.2006).

- Strazisar, Brian et al. (2001). Degradation of Monoethanolamine Used in Carbon Dioxide Capture from Flue Gas of Coal-fired Electric Power Generating Station. In: JOURNAL OF ENERGY AND ENVIRONMENTAL RESEARCH, Band 1, Nr. 1, November 2001, S. 32 - 33.
- Stroink, Ludwig (2003). Ökonomische und Ökologische Perspektiven der unterirdischen CO₂-Deponierung. 1. EFUC-Kongress in Suderburg b. Ülzen, Juni 2003, im Internet: http://www.geotechnologien.de/forschung/pdf/Stroink_Suderburg_2003.pdf (Stand: 07.06.2006).
- TAB – Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag (2006). Abschlussbericht zum TA-Projekt „Perspektiven eines CO₂- und emissionsarmen Verkehrs - Kraftstoffe und Antriebe im Überblick“. Fertigstellung voraussichtlich im Sommer 2006. Nähere Informationen im Internet: <http://www.tab.fzk.de/de/projekt/skizze/co2.htm> (Stand 12.06.2006).
- Theiss, Karl; Maaß, Reinhard; Plass, Ludolf; Kather, Alfons; Pruschek, Rudolf et al. (2003). Coorettec CO₂-Reduktions-Technologien Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Im Internet: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/coorettec.property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Thomanetz, Erwin (2004). Salzkonservierung von Abfällen mit hohem TOC für die Untertageverbringung in Salzformationen. In: MÜLL UND ABFALL, Bd. 36 (11), S. 559 - 562.
- Umweltlexikon Online (2003). Kohlevergasung. Im Internet: <http://www.umweltlexikon-online.de/fp/archiv/RUBenergie/Kohlevergasung.php> (Stand: 07.06.2006).
- Vattenfall Europe AG (2005). Pressekonferenz am 26.5.2005. Z.B. in CHEMIE.DE Information Service GmbH Berlin; <http://www.chemie.de/news/d/46247> (Stand: 07.06.2006).
- The White House (2002). Global Climate Change Policy Book. Im Internet: <http://www.whitehouse.gov/news/releases/2002/02/climatechange.html>, Washington (Stand: 07.06.2006).
- The White House, Office of the Press Secretary (2005). President Bush and the Asia-Pacific Partnership on Clean Development. Pressemitteilung vom 27. Juli 2005, Im Internet: <http://www.state.gov/g/oes/rls/fs/50314.htm>, Washington D.C. (Stand: 07.06.2006).
- Troge, Andreas (2005). “Atomkraftwerke sollen nicht länger laufen”. Interview mit dem Präsidenten des Umweltbundesamtes. Berliner Zeitung, 01.08.2005. Im Internet: <http://www.berlinonline.de/berliner-zeitung/archiv/.bin/dump.fcgi/2005/0801/politik/0007/> (Stand: 07.06.2006).
- Union of Concerned Scientists (2001). Policy context for marine carbon sequestration. Cambridge, Massachusetts. Im Internet: http://www.ucsusa.org/assets/documents/global_warming/MARINE_CARBN_SEQ_for_web.pdf (Stand: 07.06.2006).
- Vattenfall (2006). Klimaschutz durch Innovation. Das CO₂-freie Kraftwerk von Vattenfall. Im Internet: http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/Gemeinsame_Inhalte/DOCUMENT/154192_vatt/145436umwe/P0280462.pdf (Stand 07.06.2006).
- WBGU – Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung „Globale Umweltveränderungen“ (2006). Sondergutachten 2006: Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer. Im Internet: http://www.wbgu.de/wbgu_sn2006_voll.html (Stand 14.06.2006).
- Die Welt (2005a). Europäische Kraftwerke könnten 2050 CO₂-frei sein. Artikel vom 07.12.2005, S. 31.



- Die Welt (2005b). Kraftwerk ohne Kohlendioxid. Meldung vom 24. September 2005, Im Internet: <http://www.welt.de/data/2005/09/24/780004.html>, Berlin (Stand: 07.06.2006).
- WWF - World Wide Fund for Nature (2005). Pressemitteilung zur CO₂-Sequestrierung. Im Internet: http://www.wwf.ca/AboutWWF/WhatWeDo/ConservationPrograms/RESOURCES/PDF/css_statement.pdf (Stand: 8.12.2005).
- Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; DLR-Institut für Technische Thermodynamik; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung; Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (2005). Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien. 1. Zwischenbericht, Wuppertal, Stuttgart, Potsdam, 23. November 2004, aktualisiert: 10. Mai 2005, Im Internet: <http://www.wupperinst.org/download/2112-statusrep1.pdf> (Stand: 07.06.2006).
- Xu, Aimin (2005). Development and integration of new processes consuming carbon dioxide in multi-plant chemical production complexes. In: CLEAN TECHNOLOGY ENVIRONMENT POLICY, Nr. 7. Im Internet: <http://www.mpri.lsu.edu/Clean%20Technologies%20Paper.pdf>, S. 98 (Stand: 07.06.2006).
- Ziock, Hans-Joachim; Lackner, Klaus (2000). Zero-Emission Coal Technology. In: EARTH AND ENVIRONMENTAL SCIENCES, Progress Report, 1998 – 2000, S. 52-55.