



Kulturwissenschaftliches
Institut
**Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie
GmbH**



**Forschungsvorhaben im Auftrag des
Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit**

**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-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
DLR-Institut für Technische Thermodynamik
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Potsdam Institut für Klimafolgenforschung**

Wuppertal, Stuttgart, Potsdam

23. November 2004 (aktualisiert 10.05.05)

Ansprechpartner

*Dr.-Ing. Manfred Fishedick
Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie
Postfach 10 04 80, 42004 Wuppertal
Tel. 0202 2492 -121 (MF) (-198 Fax)
email: manfred.fishedick@wupperinst.org*

Bearbeitung von:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI):

Dr.-Ing. Manfred Fishedick (Projektkoordinator)

Dipl. Ing. Dietmar Schüwer

Dipl. Umweltwiss. Andrea Esken

Dipl. Biol. MSc. Umwelttechnik Nikolaus Supersberger

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Institut für Technische Thermodynamik (DLR):

Dr. Joachim Nitsch

Dr. Peter Viebahn

Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoffforschung (ZSW):

Dr. Andreas Bandi

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK):

Dr. Ottmar Edenhofer

Inhaltsverzeichnis

1	Ausgangssituation	9
2	Zielsetzung der Untersuchung	11
3	Erster Status Report	13
3.1	Treibende Kräfte für CO ₂ -Abtrennung und Speicherung	15
3.2	Übersicht über derzeit laufende Projekte	19
3.3	Bewertungskriterien für eine systematische Bewertung von CO ₂ -Abtrennung und Speicherung	20
3.4	Speicherung von CO ₂ – Chancen und Grenzen	21
3.4.1	Potenziale und deren regionale Verteilung	21
3.4.2	Potenzielle ökologische Grenzen und offene Fragen	31
	Ökologische Effekte – eine erste Übersicht	32
3.5	Technologische und ökonomische Eckdaten der wichtigsten heute in der Diskussion befindlichen Verfahren der CO ₂ -Abtrennung und Speicherung	36
3.5.1	CO ₂ -Abtrennung	39
3.5.1.1	STROMERZEUGUNG	39
3.5.1.2	WASSERSTOFFERZEUGUNG	45
3.5.2	Verfahren	45
3.5.3	CO ₂ -Verdichtung	46
3.5.4	CO ₂ -Transport	48
3.5.5	CO ₂ -Speicherung	49
3.5.6	Gesamte Kette	50
3.5.7	Lernkurven (Strom und CO ₂ -Sequestrierung)	53
3.6	Kompatibilität mit anderen Klimaschutzoptionen (vor allem Ausbau der dezentralen Stromerzeugung)	54
3.7	Konkurrierende Klimaschutzoptionen für die CO ₂ -Abtrennung und Speicherung	55
3.7.1	Grundsätzliche Einordnung	55
3.7.2	Kostenermittlung auf der Basis gleicher ökonomischer Eckdaten und Brennstoffpreise und Vergleich mit Gestehungskosten aus erneuerbaren Energiequellen	60
3.7.2.1	KOSTENBETRACHTUNG STROMERZEUGUNG	60
3.7.2.2	KOSTENBETRACHTUNG WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG	70

3.8	Kurzübersicht: Haltung relevanter Gruppen zum Thema CO₂-Abtrennung und Speicherung	80
3.8.1	Nicht-Regierungsorganisationen international und in Deutschland	80
3.8.2	Politische Parteien	82
3.8.3	Ministerien und Sachverständigenräte	83
3.8.3.1	BMWA	83
3.8.3.2	RAT FÜR NACHHALTIGE ENTWICKLUNG DER BUNDESREGIERUNG	83
3.8.3.3	WBGU	83
3.8.3.4	RAT VON SACHVERSTÄNDIGEN FÜR UMWELTFRAGEN, SRU	84
3.8.4	Industrieverbände	84
4	Zusammenfassung und offene Fragen	85
5	Literatur	88
6	Anhang	94
A1	Stoffeigenschaften von CO ₂	94
A2	Übersicht internationaler Projekte nach Regionen	96
A3	Übersicht internationaler Projekte nach Untersuchungsschwerpunkt	109
A4	Ökologische Effekte (direkt und indirekt) der CO₂-Speicheroptionen	123
	Marine Optionen	123
	Biomasse	127
	Absorption an Minerale	129
	Chemische/Technische Verwertung	129
	Brennstoffsynthese	129
A5	CO₂- Trennverfahren	131
A6	Ökologische Bewertung mittels Life-Cycle-Assessment (LCA)	140
A5.1	Ziele und Vorgehensweise	140
A5.2	Methodik der Stoffstromnetze	141
A5.3	Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz	143
A5.3.1	Gegenstand der Modellierung	143

A5.3.2 Funktionelle Einheit _____	143
A5.3.3 Bezugsraum und -zeitraum _____	143
A5.3.4 Bilanzierungsumfang und -tiefe _____	144
A5.3.5 Wirkungskategorien und Bilanzparameter _____	144
A5.3.6 Normierung _____	145
A5.4 Datenherkunft und -qualität _____	145

Tabellenverzeichnis

Tab. 3-1 Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO ₂ -Sequestrierung“ _____	13
Tab. 3-2 Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO ₂ -Sequestrierung“ _____	13
Tab. 3-3 Globale CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten _____	23
Tab. 3-4 Übersicht über die Einschätzung globaler CO ₂ -Speicherpotenziale__	26
Tab. 3-5 Gesamteuropäische CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten __	28
Tab. 3-6 CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland _____	28
Tab. 3-7 Entwicklungsstand der Abscheideverfahren _____	40
Tab. 3-8 Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten verschiedener Kraftwerksarten (ohne/mit CO ₂ -Abtrennung) _____	44
Tab. 3-9 Kostenvergleich von Benzin, Diesel, Erdgas mit CO ₂ -frei erzeugtem ... Wasserstoff (IEA 2003) _____	46
Tab. 3-10 Transportkosten verschiedener “Kostenfenster”, nach (ECOFYS 2004) _____	48
Tab. 3-11 Speicherkosten verschiedener Optionen (ECOFYS 2004:13) _____	49
Tab. 3-12 Kosten verschiedener Ketten von CO ₂ -Abscheidung, -Transport ... und -Speicherung _____	52
Tab. 3-13 Eckdaten für die Berechnung der Stromkosten fossiler Kraftwerke _	60
Tab. 3-14 Entwicklung der (realen) Brennstoffpreise für fossil gefeuerte Kraftwerke _____	62
Tab. 3-15 Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (<i>ohne</i> Rückhaltung und Speicherung von CO ₂) _____	63
Tab. 3-16 Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (<i>mit</i> Rückhaltung, <i>ohne</i> Transport und Speicherung von CO ₂) _____	65
Tab. 3-17 Differenz der Kenndaten von Kraftwerken mit und ohne CO ₂ -Rückhaltung	

...	(<i>ohne</i> Transport und Speicherung des CO ₂) _____	66
Tab. 3-18	Stromkosten der DLR – Referenzkraftwerke (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung. In oberer Tabelle (<i>ohne</i> CO ₂ -Rückhaltung) auch für Inbetriebnahme 2000 und 2010. Untere Tabelle: Mit CO ₂ -Rückhaltung, <i>ohne</i> Transport und Speicherung des CO ₂ _____	68
Tab. 3-19	Stromkosten der DLR – Referenzkraftwerke (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung <i>mit</i> CO ₂ -Rückhaltung <i>einschließlich</i> Transport und Speicherung _____	69
Tab. 3-20	Verlauf der Stromkosten erneuerbarer Energien entsprechend dem Szenario	
...	NaturschutzPlus I [BMU 2004] mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten (Zinssatz 10 %, Nutzungsdauer 20-25 Jahre. _____	69
Tab. 3-21	Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten	
...	aus fossilen Quellen _____	71
Tab. 3-22	Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen im Jahr 2020 und deren	
...	Gestehungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (fossile Anlagen <i>ohne</i> Rückhaltung und Speicherung von CO ₂), Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm ³); (Verhältnis HHV/LHV = 1,18) _____	72
Tab. 3-23	Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen auf fossiler Basis im Jahr	
...	2020 und deren Gestehungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (<i>mit</i> Rückhaltung von CO ₂ , <i>ohne</i> Transport und Speicherung); Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm ³) _____	73
Tab. 3-24	Differenz der Kenndaten von Wasserstofferzeugungsanlagen mit und ohne CO ₂ -Rückhaltung (<i>ohne</i> Transport und Speicherung des CO ₂) _____	74
Tab. 3-25	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als	
...	Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen <i>ohne</i> CO ₂ -Rückhaltung _____	75
Tab. 3-26	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als	
...	Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen <i>mit</i> CO ₂ -Rückhaltung, <i>ohne</i> Transport und Speicherung _____	76
Tab. 3-27	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als	
...	Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen <i>mit</i> CO ₂ -Rückhaltung, <i>mit</i> Transport und Speicherung _____	76

Abbildungsverzeichnis

Abb. 3-1	Reduktionserfordernisse gg. Trend zur Stabilisierung der CO ₂ -Emissionen in den USA (DoE 2003)	14
Abb. 3-2	Relevante Treiberfaktoren für CO ₂ -Abtrennung und Speicherung	17
Abb. 3-3	Überblick über die regionale Verteilung der weltweit zur Zeit durchgeführten Vorhaben im Verhältnis zu größten CO ₂ -Emissionsquellen	19
Abb. 3-4	Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit zur Zeit durchgeführten Vorhaben (Stand 9/04)	20
Abb. 3-5	Vergleich zwischen potentiellen CO ₂ -Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland nach BGR und Umweltbundesamt-Kraftwerksdatenbank	31
Abb. 3-6	Potenzielle Umweltauswirkungen der CO ₂ -Speicherung im Meer	34
Abb. 3-7	Prozesskette von der CO ₂ -Abtrennung bis zur Deponierung	37
Abb. 3-8	Prozesskette von der CO ₂ -Abtrennung bis zur Deponierung (Auswahl)	38
Abb. 3-9	Aufteilung der Kosten (ECOFYS 2004:10)	47
Abb. 3-10	Kosten als Funktion der Kompressorleistung (ECOFYS 2004:10)	47
Abb. 3-11	Kosten-Potenzial-Kurve der Speicheroptionen in Westeuropa (ECOFYS 2004)	50
Abb. 3-12	Lernkurven für CO ₂ -Sequestrierung, -Transport und -Speicherung (ECOFYS 2004:33)	54
Abb. 3-13	Unterschiedliche Entwicklungspfade der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ für die Stromerzeugung (Enquête 2002) – Index WI: Szenarien des Wuppertal Instituts, Index IER: Szenarien des Instituts für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart	56
Abb. 3-14	Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit	58
Abb. 3-15	Kostenverlauf der Stromgestehungskosten CO ₂ -armer Kraftwerke (jeweils untere und mittlere Preisvariante der Brennstoffkosten) und eines repräsentativen Mixes erneuerbarer Energien und eines Mixes von Windkraftanlagen. Zum Vergleich: Stromkosten „konventioneller“ Kraftwerke zwischen 2000 und 2020.	70
Abb. 3-16	Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen ohne Rückhaltung von CO ₂	75

- Abb. 3-17 Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse und ungefähre Wasserstoffkosten beim Einsatz von Strom aus Wind (3.500 – 4.500 h/a), solarthermischen Kraftwerken (6.000 – 7.000 h/a; Stromkosten frei Grenze), sowie von Geothermie und Wasserkraft (8.000 h/a) für Zeitpunkte um 2020 bzw. 2040 _____ 78
- Abb. 3-18 Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO₂-armen Anlagen auf der Basis von Erdgas und Steinkohle (8.000 h/a) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind bzw. aus Strom mit Kosten von 4 ct/kWh (heutige Kosten fossiler Anlagen *ohne* CO₂-Rückhaltung). _____ 79

1 Ausgangssituation

Langfristszenarien über die zukünftige Entwicklung des Energiesystems, wie sie in letzter Zeit u. a. für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ und das BMU bzw. das Umweltbundesamt entwickelt worden sind, zeigen, dass der Übergang in eine klimaverträgliche Energieversorgung stark zu Lasten des Energieträgers Kohle geht. Andererseits ist Kohle derjenige fossile Energieträger mit den größten globalen Reserven, die zudem breit regional gestreut sind und weniger geopolitische Risiken in sich bergen wie dies für Erdöl und Erdgas der Fall ist. Vor diesem Hintergrund drängt sich die Frage auf, wie Kohle zukünftig klimaverträglich eingesetzt werden kann. Neben der Verbesserung der Effizienz der verschiedenen Nutzungsformen von Kohle – in erster Linie betrifft dies die Wirkungsgradsteigerung im Kraftwerksbereich und ihren möglicherweise verstärkten Einsatz in der Kraft-Wärme-Kopplung – kann hierzu auch die Technologie der CO₂-Abtrennung und Speicherung beitragen. Ihr erfolgreicher Einsatz könnte es ermöglichen, auf der Basis von Kohle „CO₂-freie“ Endenergieträger bereitzustellen, wobei insbesondere die Erzeugung von Strom und von Wasserstoff als universell einsetzbarem und speicherbarem Energieträger von Bedeutung ist. Generell gilt dies natürlich auch für Erdgas und Öl, auch wenn speziell Erdgas aufgrund der geringeren Kohlestoffintensität aus Klimaschutzsicht weniger kritisch zu betrachten ist.

Bezüglich der Möglichkeiten der Abtrennung von CO₂ und vor allem dessen sicherer und langfristiger Speicherung sind aus heutiger Sicht aber noch viele Fragen offen. Dies betrifft nicht nur die überhaupt verfügbaren Potenziale (und deren regionale Verteilung) für die dauerhafte Verbringung von CO₂ in sichere Lagerstätten, sondern auch die hiermit verbundenen Kosten und ökologischen Risiken. Gelingt es, die CO₂-Abtrennung und Speicherung als neue technologische Option zu vertretbaren Kosten und bei ökologisch akzeptablen Auswirkungen zu erschließen, könnte hierdurch ein deutlicher Beitrag für eine (versorgungs-)sichere und klimaverträgliche Energieversorgung geleistet werden.

Die bisher in diesem Themenbereich vorliegenden Untersuchungen beschäftigen sich vorwiegend mit der generellen technischen Machbarkeit des Konzepts. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen über die gesamte Prozesskette (z. B. Energiebilanz, kumulierte Energieaufwendungen, Umweltwirkungen, Rohstoffeinsatz, Risiken, Kosten), wie sie für andere neue Energietechnologien – insbesondere die Erneuerbaren Energien – heute selbstverständlich ist, liegt bisher nicht vor. Erst danach kann entschieden werden, wie umweltentlastend diese Technologieoption wirklich ist, welche Vorzüge oder Nachteile sie gegenüber erneuerbaren Energien besitzt und welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsstruktur liefern kann. Hier ist der Fokus der gegenwärtig durchgeführten Untersuchung zu sehen.

Besondere Aktualität bekommt dieses Projekt angesichts verschiedener u. a. politischer Initiativen zur Nutzung der sog. „Clean Coal“-Option (in Deutschland insbesondere das BMWA mit dem COORETEC-Programm sowie die BGR mit ihrer Einbindung in verschiedene EU-Forschungsprojekte). Auch immer mehr Forschungsinstitute, Politiker aber auch Nichtregierungsorganisationen (z.B. WWF) sprechen sich für eine Untersuchung und Prüfung der „Clean-Coal“-Technologie aus (z.B. der WBGU in seinem neuesten Bericht „Energiewandel“). Das Umweltbundesamt hat ebenfalls innerhalb des Ufoplanes 2003 ein Projekt

zur "Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und Speicherung" ausgeschrieben, wobei in diesem Projekt aufgrund der kurzen Laufzeit allerdings nur die Darstellung der technischen und ökonomischen Eckdaten der eigentlichen „Clean-Coal“-Technologien erfolgen kann.

2 Zielsetzung der Untersuchung

Die bisher vorliegenden Erkenntnisse zu dem erwähnten Problembereich zeigen, dass der Einstieg in die CO₂-Abtrennung und Speicherung nur in großtechnischem Maßstab Sinn macht. Die Entscheidung, ob hier ein zukünftiger energiepolitischer Schwerpunkt gesetzt werden soll, muss vor dem Hintergrund der hohen Vorleistungen und der schwerwiegenden Wechselwirkungen mit anderen Optionen zur Minderung von Treibhausgasen mit großer Sorgfalt und hinreichender Solidität abgeleitet werden. Anerkannt ist heute, dass neue Technologien für eine zukünftige Energieversorgung zahlreichen Kriterien technologischer, struktureller, ökonomischer, ökologischer und sozialer Art genügen müssen, bevor sie als zukunftsfähige Option für eine nachhaltige Energieversorgung gelten können. Im Gegensatz zu früher, werden sie daher einem strengen Ausleseprozess unterzogen, bevor ihre Eignung als zukünftige Schlüsseltechnologie feststeht. Neben detaillierten Untersuchungen zu den Potenzialen, zu den zukünftig erzielbaren Kosten einer Technologie sowie ihren möglichen industriepolitischen und sozialen Auswirkungen sind differenzierte Lebenszyklusanalysen des Gesamtsystems bzw. der gesamten Nutzungskette ein geeignetes Instrument, die Brauchbarkeit neuer Technologien vor dem Hintergrund verschiedener Nachhaltigkeitskriterien zu überprüfen. Für die verschiedenen Technologien zur Nutzung regenerativer Energien (REG) als einer wesentlichen weiteren Option zur Vermeidung von Treibhausgasen stehen bereits sehr differenzierte Angaben in dieser Hinsicht zur Verfügung. Auch für zahlreiche Technologien eines effizienteren Umgangs mit Energie (z.B. moderne Kraft-Wärme-Kopplung - KWK) oder der Vermeidung bzw. zumindest deutlichen Verringerung des Energieeinsatzes existieren geeignete Daten für eine solide Einschätzung ihrer Leistungsfähigkeit sowie Umwelt- und Systemverträglichkeit.

Ziel des Projekts ist es daher, die z. Zt. diskutierte Vielfalt von Technologien einer klimaverträglichen Nutzung von Kohle auf ihre grundsätzliche Eignung für eine zukünftige Energieversorgung zu prüfen. Aus dem Ergebnis dieser Prüfung sollen mehrere geeignete Referenzsysteme und praxisnahe Systemkonfigurationen zur Bereitstellung von Elektrizität und Wasserstoff abgeleitet und für diese sämtliche relevanten Daten ermittelt werden, die für eine vollständige Einordnung und Bewertung im Rahmen des Leitkonzepts einer zukünftigen nachhaltigen Energieversorgung von Bedeutung sind. Auf dieser Basis können dann sowohl die grundsätzliche Leistungsfähigkeit der vorgeschlagenen Technologien, ihre noch erforderlichen technologischen Entwicklungsschritte und Umweltverträglichkeit abgeleitet werden und so ein systematischer Vergleich mit anderen Optionen einer klimaverträglichen Energieversorgung - speziell der Nutzung regenerativer Energien - angestellt werden. Vor diesem Hintergrund ist auch die Diskussion der möglichen Rolle dieser Option in längerfristigen Szenarien der Energieversorgung möglich. Daraus können Hinweise für den zeitlichen Ablauf weiterer Entwicklungsschritte (Infrastrukturaufbau) und für notwendige energiepolitische Grundsatzentscheidungen gewonnen werden. Die hier vorgeschlagene Untersuchung liefert somit eine ausreichend differenzierte Datenbasis für die energie- insbesondere aber

auch klimapolitische Einordnung der Option „Clean Coal“¹ und kann damit einen wichtigen Beitrag für die anstehenden Entscheidungen in dieser Hinsicht leisten.

Zusammenfassend steht die Untersuchung unter folgenden Leitfragen:

- Wie sehen denkbare Pfade für die CO₂-Abtrennung und Speicherung aus (Technologien, Infrastrukturen, Entwicklungszeiträume)?
- Wie stellt sich die Gesamtlebenszyklusbilanz dieser Prozessketten dar und wie ist diesbezüglich die „CO₂-freie“ fossile Stromerzeugung im Vergleich zu anderen CO₂-freien Optionen zu werten (Vergleich auf gleicher Augenhöhe)?
- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und Speicherung für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen relevanten Optionen und wann leisten (systematischer Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologische Restriktionen etc.)?
- Welche Rolle spielt die CO₂-Abtrennung und Speicherung als mögliche Brücke für ein regeneratives Energiesystem oder ist eher von einer dauerhaften Lösung auszugehen?

Der hier vorliegende erste Zwischenbericht versucht im Sinne eines Status Reports den derzeitigen Sachstand zusammenzufassen und die offenen Fragen für die weitere Untersuchung zu spezifizieren.

¹ Hier als Synonym gedacht für „Clean Fossil Fuels“, d.h. unter Einschluss der klimaverträglichen Nutzung auch anderer fossiler Energieträger.

3 Erster Status Report

Vor dem Hintergrund der kurzfristig anstehenden Entscheidungen über das Energieforschungsprogramm des Bundes sowie die sich zuspitzende Diskussion über den Ersatzbedarf im Kraftwerkspark werden im ersten Zwischenbericht zunächst der derzeitige Sachstand zusammengefasst und Argumente für das „Für und Wider“ der CO₂-Abtrennung und Speicherung dargestellt. Insbesondere wird ein erster Vergleich der Optionen CO₂-Abtrennung und Speicherung und Ausbau erneuerbarer Energien hinsichtlich ihrer jeweiligen Kosten durchgeführt. Die nachfolgend aufgeführten Ergebnisse beruhen im Wesentlichen auf einer Literaturlauswertung und daraus resultierender erster eigener Einschätzungen. Dabei konnte auf eigene Vorarbeiten (z.B. BMU-Gutachten „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“) zurückgegriffen werden. Sie sind insofern als vorläufig zu betrachten.

Bevor auf die eigentlichen Inhalte eingegangen wird, erscheint es notwendig, sich zunächst mit dem grundsätzlichen begrifflichen Verständnis von CO₂-Abtrennung und Speicherung auseinanderzusetzen. Anhang 1 gibt zudem einen Überblick über die wichtigsten Stoffeigenschaften von CO₂.

Zu dem Thema der „CO₂-Trennung und Speicherung“ wird sowohl in der deutsch- als auch in der englischsprachigen Literatur eine z.T. uneinheitliche Terminologie verwendet². Die Thematik selber wird häufig unter dem Begriff „Emissionsarmer/-freier (Kohle-)Kraftwerke“ (engl.: „Clean Coal“³) subsumiert. In den nachfolgenden Tabellen ist eine Auswahl von den in der Literatur gebräuchlichen deutschen bzw. englischen Begriffen wiedergegeben. In der ersten Spalte ist jeweils der Oberbegriff für den gesamten Prozess von der CO₂-Abspaltung über Umwandlung und Transport bis hin zur Einspeicherung genannt. Die zweite und dritte Spalte führen Begriffssynonyme für die Einzelprozesse der CO₂-Abtrennung bzw. der CO₂-Einspeicherung auf.

² Unter „Sequestrierung“ (bzw. engl. „Sequestration“) wird z.B. i.d.R. der Gesamtprozess von der Abtrennung über den Transport und die Speicherung verstanden. Teilweise ist in der Literatur jedoch mit diesem Begriff nur die CO₂-Abtrennung im Kraftwerk und an anderer Stelle wiederum ausschließlich die Einspeicherung z.B. in eine geologische Lagerstätte gemeint.

³ Die Begriffe „emissionsfrei“ bzw. „clean“ sind irreführend, da mit heutiger Technologie nur eine CO₂-Minderung von ca. 80 % bis max. 95% gegenüber konventionellen Kraftwerken möglich ist. Darüber hinaus werden unvermindert weitere Schadstoffe (SO₂, NO_x, Stäube etc.) ausgestoßen, ggf. wegen des erhöhten Energiebedarfs sogar in größeren Mengen als im Referenzfall.

Tab. 3-1 Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO₂-Sequestrierung“

CO₂-Sequestrierung	CO₂-(Ab-)Trennung	CO₂-(Ein-)Speicherung	
CO ₂ -Trennung und Speicherung	Abspaltung	(End-/Ein-)Lagerung	
	Abscheidung	Entsorgung	
	Einfangen	Deponierung	
	Rückhaltung	Ein-/Verbringung	
	Bindung		Einspeisung
			Einleitung
			Injektion
			Verpressung
			Versenkung
			Verklappung

Tab. 3-2 Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO₂-Sequestrierung“

CO₂-Sequestration (Sequestrierung)	Capture (Einfangen)	Storage (Speicherung, Lagerung)
CCS (Carbon Capture and Storage)	Separation (Trennung)	Disposal (Erledigung, Beseitigung, Entsorgung)
Carbon Management		Discharge (Einleitung, Entlassung, Entladung)
		Injection (Injektion, Einspritzung)
		Dumping (Ablassen, Wegkippen)
		Removal (Fortschaffen, Wegschaffen, Beseitigung)

Dabei ist zu beachten, dass die Begriffe unterschiedlich scharf den jeweiligen Sachverhalt treffen. „Speicherung“ meint beispielsweise im strengeren Sinne die temporäre Aufbewahrung von Gegenständen zum Zweck der späteren Entnahme. Dies trifft auf die CO₂-Thematik nur dann zu, wenn die „Einspeicherung“ bewusst als eine Zwischenlösung angesehen wird. Abhängig von der Speichertechnologie und somit auch von der Größenordnung der Leckagerate kann dies dann wiederum eine zutreffende Bezeichnung sein.

Einige in der Spalte „CO₂-Einspeicherung“ geführte Begriffe beziehen sich nur auf bestimmte Lagerstätten, z.B. ist mit „Verklappung“ oder „Versenkung“ das Einbringen und Lagern von CO₂ im Meer gemeint.

Zu beachten ist ferner, dass mit unterschiedlichen Begriffen bereits eine Wertung einhergehen kann. So erscheint beispielsweise der Begriff „Entsorgung“ eher positiv, der Begriff „Einbringung“ neutraler, während der Begriff „Endlagerung“ eher negativ besetzt ist. Richter (2003) unternimmt vor diesem Hintergrund den Versuch der Einteilung unterschiedlicher Begriffsverwender in die Gruppe der Befürworter und Gegner der „CO₂-Sequestrierung“.

In dem vorliegenden Bericht werden in erster Linie die in den oben aufgeführten Tabellen fett markierten Begriffe

- deutsch: CO₂-Sequestrierung / CO₂-(Ab-)Trennung / CO₂-(Ein-)Speicherung bzw. Rückhaltung
- englisch: CO₂-Sequestration / Capture / Storage

verwendet. Als Abkürzung wird die international übliche englische Version "CCS" (= Carbon Capture and Storage) benutzt.

3.1 Treibende Kräfte für CO₂-Abtrennung und Speicherung

Die Entwicklung von Technologien zur Abtrennung, dem Transport sowie der Speicherung von CO₂ wird von verschiedenen Seiten gefördert bzw. erhält durch unterschiedlichste Ansätze Unterstützung. Zu diesen gehören:

Globaler Treiber Klimaschutz: Im Zusammenhang mit der Notwendigkeit der Minderung der Treibhausgasemissionen, insbesondere von CO₂, erhält CCS auf globaler Ebene deutlich Aufwind. Dies gilt für die Akteure, die daran zweifeln, dass die langfristigen Klimaschutzziele allein mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und einer signifikanten Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden können. CCS könnte hier – sofern eine entsprechende Akzeptanz bei den verschiedenen Akteuren (inklusive der Verbraucher) dafür gefunden werden könnte – nach Auffassung dieser Gruppe den Handlungsspielraum deutlich ausweiten und den Entwicklungsdruck aus dem REG/REN-Pfad herausnehmen. Zu den Befürwortern gehören aber zum Teil auch jene Staaten, die bisher im internationalen Klimaschutzprozess eine eher ablehnende Rolle gespielt haben. Hier ist in aller erster Linie die USA als ein großer Förderer der CO₂-Abtrennung zu nennen. Eine vom DoE (Department of Energy) erstellte Roadmap sieht die ersten Pilot- und Demonstrationsanlagen für das Jahr 2018 vor (DoE 2003). CCS wird in den wenigen vorliegenden Klimaschutzszenarien eine dominierende Rolle eingeräumt. Eine Stabilisierung der Emissionen auf dem heutigen Niveau halten die Experten des DoE nur dann für möglich, wenn der überwiegende Einsparanteil aus der CO₂-Abtrennung und Speicherung resultiert (vgl. Abb. 3-1).

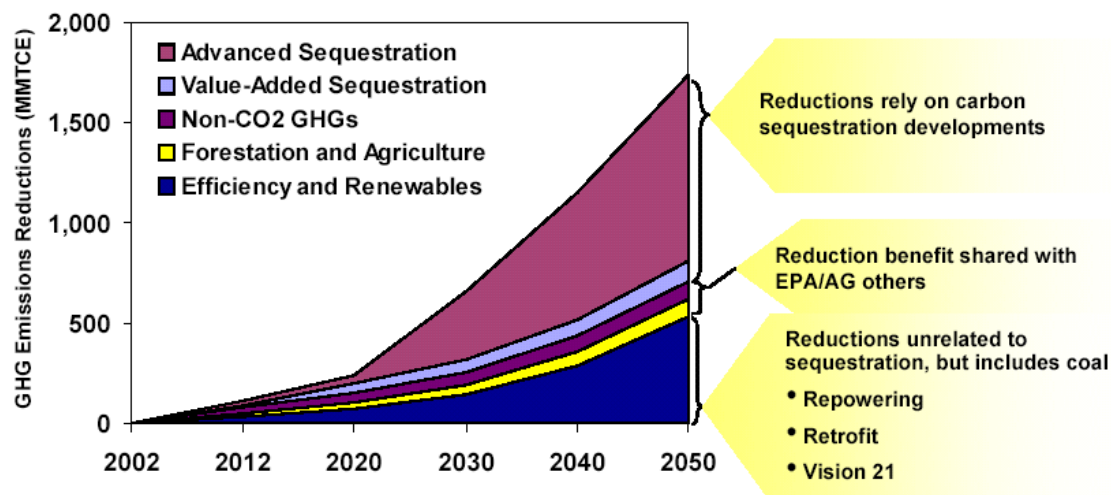


Abb. 3-1 Reduktionserfordernisse gg. Trend zur Stabilisierung der CO₂-Emissionen in den USA (DoE 2003)

Dieser Enthusiasmus erklärt sich aus der Befürchtung, dass ein verstärkter Einsatz erneuerbarer Energien und eine Erhöhung der Energieeffizienz zu einer nicht tragfähigen Belastung für die Wirtschaft führe und die „Freiheit“ des Energieeinsatzes zu sehr einschränke. Zudem spielt die starke Lobby der Öl- und Kohleunternehmen für die Meinungsbildung der US-amerikanischen Regierung eine große Rolle.

Nationale Versorgungssicherheit: Die Verpflichtung zum Klimaschutz kollidiert teilweise mit der Forderung von Staaten und Staatengemeinschaften zur Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung ihrer Versorgungssicherheit (vgl. Grünbuch der Europäischen Union zur Versorgungssicherheit (EU 2001)). Dies bedeutet zumeist die Erhaltung eines Sockels an fossilen Energieträgern, hauptsächlich Kohle, die in vielen Ländern selber produzierbar ist. Um die Klimaschutzziele dennoch zu erreichen, ist in dieser Argumentationskette die CO₂-Abtrennung und Speicherung der einzig gangbare Weg.

Dynamisches Wirtschaftswachstum: Zahlreiche Staaten zeigen derzeit ein sehr starkes Wirtschaftswachstum, allen voran Indien und China. Zu deren Energieversorgung ist aus deren Sicht der Ausbau der heimischen Kohlevorkommen essentiell, da andere Energieträger entweder nicht so einfach, so rasch oder so billig verfügbar sind. Die Argumentation deckt sich hier mit der zur nationalen Versorgungssicherheit.

Technologisches Innovationspotenzial: Die Entwicklung neuer Technologien erleichtert zum Teil die Abtrennung von CO₂ aus dem Kraftwerksprozess. Dies gilt z. B. für Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC), bei denen das CO₂ vor dem Verbrennungsprozess relativ einfach aus dem bei der Vergasung entstehenden Synthesegas abgetrennt werden kann. Die anschließende Speicherung wird als eine konsequente Fortführung des Prozesses im Sinne des Klimaschutzes betrachtet. Die Abtrennung von CO₂ ist hier teilweise also nicht direkter Zweck – wie z. B. bei der Rauchgasreinigung die Abtrennung von Schwefeldioxyden oder Stickoxyden – eines neuen Prozesses, sondern ein möglicher Nebeneffekt.

Ein vergleichbarer Punkt ist die Kompatibilität mit einer kohlebasierten Wasserstoffenergie-wirtschaft durch die Umsetzung von Multi-Purpose-Konzepten (Polygeneration von Strom, Wärme, Synthesegasen und Wasserstoff). Derzeit besteht eine verstärkte Euphorie was den zukünftigen Einsatz des Energieträgers Wasserstoff angeht. Eine Möglichkeit der Erzeugung ist der Weg über die Kohlevergasung. Um diesen Prozess klimaverträglich zu gestalten, ist eine sichere Speicherung des als Nebenprodukt ohnehin entstehenden CO₂ notwendig. Innovative Ansätze, die den Kraftwerksprozess diversifizieren, bedingen teilweise die Abtrennung von CO₂.

CO₂-Steuer: In mehreren Staaten existiert heute bereits eine CO₂-Steuer. Dies gilt z. B. für Dänemark und Norwegen. Dies war für die norwegische Ölgesellschaft Statoil der maßgebliche Grund, das weltweit bislang größte CO₂-Speicherungsprojekt zu starten und jährlich ca. 1 Million Tonnen CO₂, die bei der Förderung von Erdgas entstehen, in eine geologische Formation (Utsira-Sandstein-Formation im Sleipner-Gasfeld) unter dem Meeresboden einzupressen (Statoil 2004).

Steinkohle-Interessenverbände verschiedener Länder: Aufgrund der Sorge vor einem umwelt- und Klimaschutzmotivierten Rückgang der Marktanteile und den damit verbundenen negativen Beschäftigungseffekten gehören die traditionellen Energiewirtschaftsbereiche zu den aktivsten Promotoren der CO₂-Abtrennung und Speicherung. Die Steinkohleindustrien Polens und Spaniens beispielsweise gehören neben einigen anderen zu den Befürwortern der großtechnischen CO₂-Sequestrierung.

Anlagenbauer: Mehrere Zulieferer und Anlagenbauer sehen in der großmaßstäblichen Einführung von CO₂-Abtrennungsverfahren große wirtschaftliche Chancen, nicht nur zusätzliche Komponenten im Kontext mit dem Bau von fossilen Kraftwerken abzusetzen, sondern auch den Markt für Großkraftwerke insgesamt Aufrecht zu erhalten. Der hohe Anteil hochwertiger (High-Tech-)Komponenten in Kohlekraftwerksprozessen mit CO₂-Abscheidung bedeutet entsprechend hohe Wertschöpfungsanteile in industrialisierten Ländern.

Öl- und Gasproduzenten: Für die Öl- und Gasindustrie ergeben sich aus der CO₂- Rückhaltung zukünftig ggf. zusätzliche Geschäftsmöglichkeiten. So gehören Shell und Statoil beispielsweise zu den Befürwortern der CO₂-Rückhaltung. Erste Ansatzpunkte sind bereits aktuell. So wird CO₂ zum Teil schon heute in Ölquellen eingepumpt, um die Ausbeute zu erhöhen⁴. Die CO₂-Abtrennung und Speicherung ermöglicht in diesem Sinne also einen direkten ökonomischen Gewinn (Williams 2003). Darüber hinaus könnten heutige Öl- und Gasproduzenten durch den Besitz zahlreicher leer geförderter Öl- und Gasquellen bedeutende Anbieter potentieller CO₂-Speicherstätten werden, wodurch sich weitere Verdienstmöglichkeiten eröffnen würden.

⁴ Dieses CO₂ tritt wie im norwegischen Sleipner-Feld oft als Begleitgas der Öl- und Gasförderung zutage und wird zurückgepresst (sog. Enhanced Oil or Enhanced Gas Recovery).

Die einzelnen Treiberfaktoren sind dabei regional durchaus unterschiedlich zu gewichten. Abb. 3-2 zeigt eine grobe Übersicht über die in den einzelnen Weltregionen jeweils maßgeblichen Faktoren.

Globaler Treiber: Klimaschutz

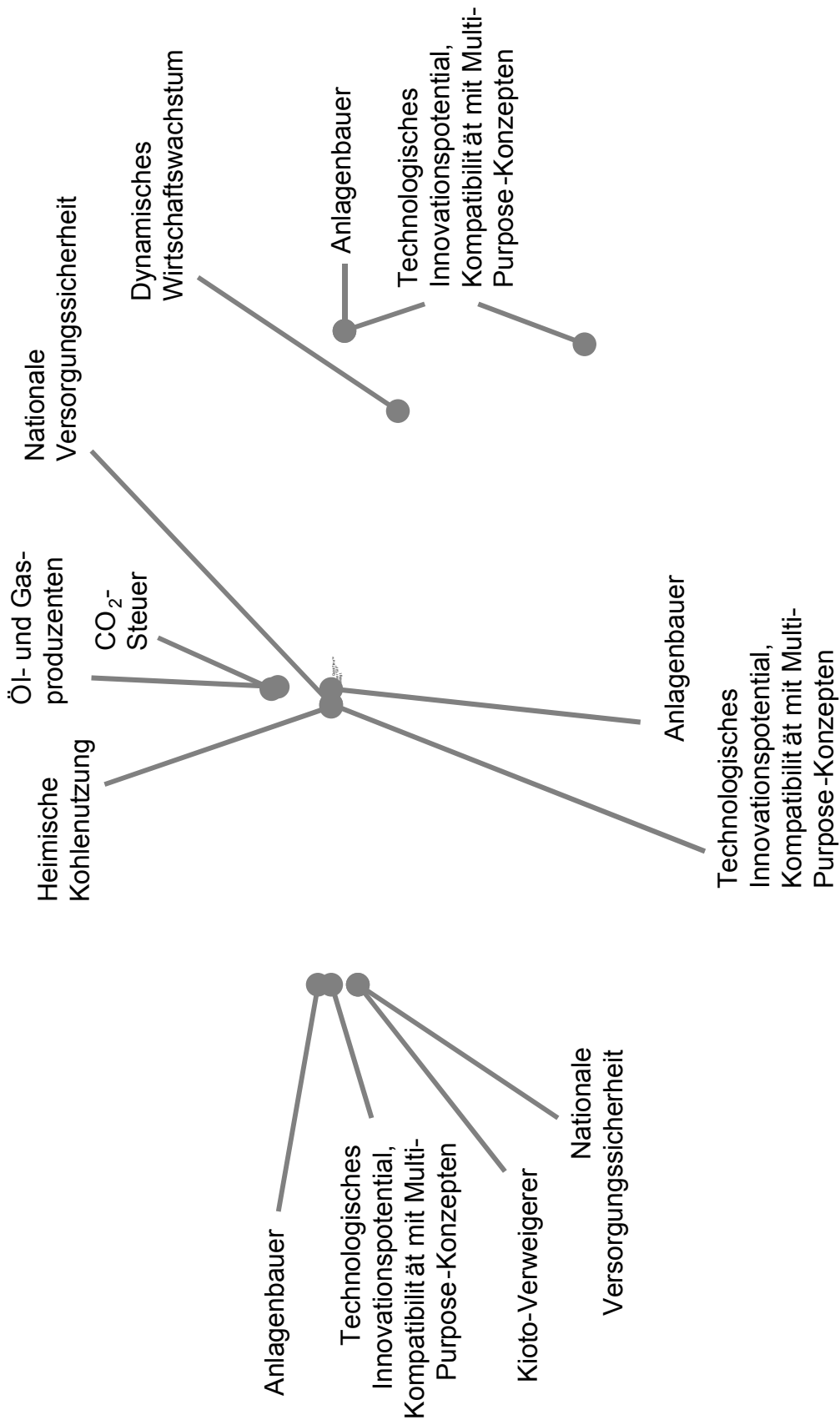


Abb. 3-2 Relevante Treiberfaktoren für CO₂-Abtrennung und Speicherung

3.2 Übersicht über derzeit laufende Projekte

Im Anhang findet sich – ohne Anspruch auf Vollständigkeit - eine Übersicht über die heute weltweit durchgeführten Projekte im Bereich der CO₂-Abtrennung und Speicherung. Die Übersicht enthält auch jeweils eine kurze Beschreibung des jeweiligen Untersuchungsschwerpunktes. Im internationalen Vergleich liegen die USA/Kanada mit 55 Untersuchungen/Projekten an erster Stelle derjenigen, die sich mit dem Thema beschäftigen, gefolgt von Europa mit 33 und Asien mit 12 Projekten, wobei 6 davon allein von/ bzw. mit Japan durchgeführt werden/wurden.

Schaut man sich die Untersuchungsschwerpunkte an, so wurden/werden 35 Untersuchungen im Bereich geologischer und 7 (USA und Japan) im Bereich mariner CO₂-Speicheroptionen durchgeführt. An zweiter Stelle liegen die 30 Untersuchungen mit der Zielausrichtung auf neue Technologien (insbesondere in Bezug auf den Prozess der Abtrennung am Kraftwerk) gefolgt von 13 Projekten zur Erstellung von Modellberechnungen und Datenbanken und 12 zu CO₂-Verwendungsmöglichkeiten. Mit dem Bereich CO₂-Transport und Hydratisierung (Anlagerung von Wassermolekülen an gelöste Ionen, erfolgt aufgrund elektrostatischer Kräfte zwischen den geladenen Ionen und den Wasserdipolen) beschäftigen sich eins bzw. zwei, mit dem Themenschwerpunkt Kosten der CO₂-Abscheidung und Speicherung vier sowie CO₂-Monitoringprojekte drei Projekte.

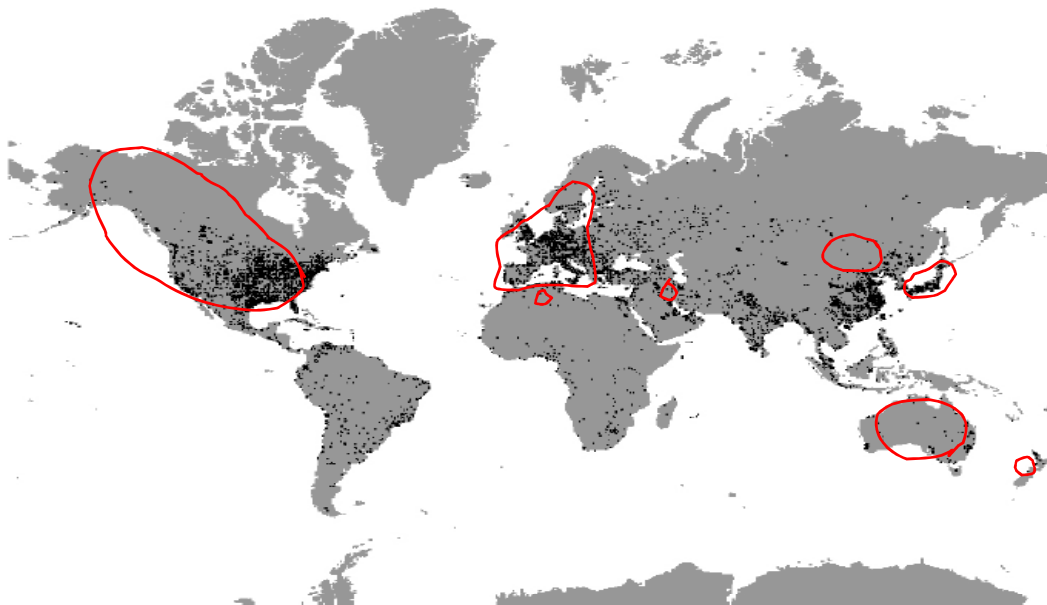


Abb. 3-3 Überblick über die regionale Verteilung der weltweit zur Zeit durchgeführten Vorhaben im Verhältnis zu größten CO₂-Emissionsquellen

<u>1. Projektliste</u> Anzahl Projekte nach Regionen		<u>2. Projektliste</u> Anzahl Projekte nach Untersuchungsschwerpunkten	
USA/Kanada	55	Geologische Speicheroptionen	35
Europa	33	Neue Technologien	30
Asien (davon Japan)	12(6)	CO ₂ Verwendungsmöglichkeiten	12
Australien	3	Modellrechnungen/Datenbanken	13
Neuseeland	1	Marine Speicheroptionen	7
Brasilien	1	CCS-Kosten	4
Vereinte Arabische Emirate	1	CO ₂ Monitoringprojekte	3
Algerien	1	Hydratisierung	2
Summe	107	CO ₂ -Transport	1
		Summe	107

Abb. 3-4 Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit zur Zeit durchgeführten Vorhaben (Stand 4/05)

Auch in Deutschland werden heute schon konkrete Projekte durchgeführt bzw. sind in der Entwicklung. Darüber hinaus sind deutsche Institutionen an verschiedenen EU-weiten Forschungsvorhaben beteiligt. Von besonderer Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das Projekt CO₂Sink. Gefördert durch die EU wird unter Beteiligung verschiedener Forschungsinstitute (z.B. Geoforschungsinstitut Potsdam) in diesem Projekt derzeit eine Konzeptstudie bezüglich der Eignung eines unterirdischen Reservoirs, das sich in Ketzin (nahe Berlin) unterhalb eines Erdgasspeichers befindet, für die Lagerung von CO₂ erstellt. Hieraus könnte, sofern die Grundsatzuntersuchung positiv verläuft, der bundesweit dann erste praktische Verpressungsversuch resultieren.

Ergänzung PIK: Darstellung und Einordnung deutscher Projekte im nächsten Zwischenberichtsentswurf.

3.3 Bewertungskriterien für eine systematische Bewertung von CO₂-Abtrennung und Speicherung

Aufgrund der Vielfalt der heute in Entwicklung bzw. Diskussion befindlichen Verfahren der CO₂-Abtrennung und Speicherung ist es sinnvoll, die unterschiedlichen Pfade systematisch zu bewerten und einzuordnen. Zu diesem Zweck ist ein Kriterienkatalog zu entwickeln, der die einzelnen Verfahren vergleichbar macht und hilft ihre Sinnhaftigkeit und Erfolgchancen ebenso wie die mit ihnen ggf. verbundenen Probleme einzuschätzen.

Als Kriterien kommen grundsätzlich folgende Aspekte in Betracht, die je nach Prozessschritt (d.h. z.B. Abtrennung, Transport oder Speicherung) von unterschiedlicher Bedeutung sind (vgl. Enquete 2002, Prognos 2004, WI/DLR 2002):

- Technologischer Entwicklungsstand (z.B. Konzeptstudien, F&E, Demonstrationsstatus, etablierte Technologie)

- Energetische Kenngrößen (Energiebilanz des Gesamtsystems Abtrennung bis Speicherung, Wirkungsgradverluste)
- CO₂-Abscheidegrad
- Kosten
- Ökologische Folgen und Risiken (direkt und indirekt)
- Umweltwirkungen gemäß Ökobilanz
- Potenzial und dessen geografische Verteilung (inkl. Nutzungskonflikte)
- Langzeitstabilität (z.B. Sicherheit der Speicherung)
- Kompatibilität mit der bestehenden Struktur (z.B. Lastwechselverhalten) bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien (z.B. Einstieg in Kohle-Wasserstoffpfad)
- Infrastrukturfragen und Praktikabilitätsaspekte
- Akzeptanz
- Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer
- Industriepolitische Chancen
- Kompatibilität mit Regulierungsrahmen (heute/zukünftig)
- Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)
- Kompatibilität mit dem Kraftwerkersatzbedarf

3.4 Speicherung von CO₂ – Chancen und Grenzen

3.4.1 Potenziale und deren regionale Verteilung

Grundsätzlich kann CO₂ in unterschiedlicher Form der Atmosphäre entzogen werden. Dabei ist zu unterscheiden zwischen der chemischen Verwertung (z.B. Kohlensäureproduktion, Trockeneisherstellung, Rohstoff für Polymerchemie), der Speicherung in geologischen Formationen, der Bindung von CO₂ im marinen Umfeld in direkter (z.B. Einlagerung in der Tiefsee) bzw. indirekter Form (z.B. Algenbildung) und dem Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre durch den gezielten Anbau von Biomasse (z.B. Waldaufforstung). Darüber hinausgehend werden (vor allem in den USA) Verfahren der Bindung von CO₂ an Silikaten diskutiert, die sich noch am Anfang der Entwicklung befinden und zudem vermutlich mit einem hohen Energieaufwand, sicher aber mit hohen zu deponierenden Stoffmengen verbunden sind.

Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen derzeit stark unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen. Insgesamt sind heute noch viele Fragen offen und es besteht ein entsprechend hoher Forschungsbedarf. Tab. 3-3 gibt vor diesem Hintergrund zunächst einen Überblick über den Kenntnisstand der globalen CO₂-Speicherpotenziale und benennt bereits erste mögliche Restriktionen, die eine zukünftige Nutzung ausschließen könnten.

Tab. 3-3 Globale CO₂-Speicherungsoptionen und Kapazitäten
(Zum Vergleich: die CO₂-Emissionsrate weltweit lag 2002 bei 24,7 Gt* Tendenz steigend)

Optionen	Kapazität IPCC (Gale; 2002)	Kapazität Henders + Turkenburg (1997)	Kapazität Grimston et al. (2001)	Kapazität ECOFYS (2004)	Restriktionen
Geologisch:					
Stillegelegte Salzbergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Auswirkungen des CO ₂ auf Bodenorganismen unerforscht, durch Leckagen Grundwassergefährdung möglich Konflikt gegenüber anderen Nutzungsformen
Stillegelegte Kohlebergwerke	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit, Nutzungskonflikt der Grubengasnutzung
Tiefe Kohleflöze (ECBM)	40 Gt	k. A.	80-260 Gt	0-267-1480* Gt	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen, Technologie in Erprobung
Erschöpfte Ölfelder	120 Gt (incl. EOR)	k. A.	(Öl- und Gasreservoir) 130-500 Gt	22-33-44* Gt onshore 20-60-107* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit
Verbesserte Ölförderung (EOR)	s. o.	40-100 Gt	20-65 Gt	9-112-734* onshore 3-37-308* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen
Erschöpfte Gasfelder	690 Gt	90-400 Gt	s. o.	4-219-391* onshore 20-20-32* Gt offshore	Sicherheitsrisiko Dichtigkeit
Verbesserte Gasförderung (EGR)	k. A.	k. A.	k. A.	219-391-925* onshore 149-281-778* Gt offshore	zukünftige Nutzung von Lagerstätten ausgeschlossen
Tiefe saline Aquifere	400-10000 Gt	90/>1000 Gt	30-650 Gt	30-240-1081* Gt	Nutzungskonflikt mit Geothermie
Marin:	>1000 Gt	400/>1200 Gt	100-10.000 Gt basiert auf physikalischer Gesamtkapazität 50-350 Gt berücksichtigt Einschränkungen aufgrund von Umweltschutzwägungen	k. A.	Bis auf die Phytoplanktondeposition gilt für alle Methoden, das die technologischen Konzepte ausschließlich auf Laborexperimenten und Computersimulationen basieren, Struktur und Funktion von Tiefseeökosystemen liegen maximal rudimentär vor (Germanwatch 2004)

Ausbreitung+ Lösung (bis 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Rückhaltezeit nur ca. 50 Jahre bei geringer geringeren Einbringtiefen als 500 m, Problem der Injektion flüssigen CO ₂ in ozeanische Gewässer: Verminderung des pH-Wertes, Auflösung des Karbonats, Ausgeschiedene Stoffe aus dem Abscheidungsprozess des CO ₂ reagieren weiter, Änderungen der Spezifikation von Metallen und Ammoniak (Germanwatch 2004)
CO ₂ -See (mehr als 3000 m Tiefe)	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Bedeckende Effekte auf dem Meeresboden mit wahrscheinlich hohen Absterberaten des Ökosystems an diesen Stellen, Geologische Langzeitrisiken durch potentiellen Anstieg der Auflösungsrate der Karbonat-sedimente (Germanwatch 2004)
Trockeneisdeponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Geologische Langzeitrisiken durch pot. Anstieg der Auflösungsrate der Karbonatsedimente (Germanwatch 2004), logistisch sehr aufwendig und teuer (Herzog et al 2001)
Bikarbonatdeponierung	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	
Phytoplankton	k. A.	k. A.	k. A.	k. A.	Eisendüngung in südl. Ozeangebieten notwendig, durch vermehrte Photosyntheserate Erwärmung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für Ozeanzirkulation und Klima, hat Einfluss auf Atmosphärenchemie und Klima (Lawrence 2002)
Biomasse:					
Aufforstung	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 70 Gt in Wäldern zum bisherigem Speichervolumen (IPCC, 2001)	Positive Auswirkungen sowohl auf Klima- als auch Naturschutz	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittelproduktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speichervirkung
Sonst. Pflanzen	Weltweit bis zum Jahr 2050 zusätzlich 30 Gt auf landwirtschaftlich genutzten Böden zum bisherigem Speichervolumen (IPCC, 2001)	k. A.	k. A.	k. A.	Landnutzungskonflikte mit Nahrungsmittelproduktion Möglicher Monokulturanbau Zeitlich begrenzte Speichervirkung

*nach (ECOFYS) 2004: aus dem Englischen übersetzt: low, best und high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl noch nicht entdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO₂ und Methan für ECBM (2-3), und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40-80 %), *Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2003)

Bei den geologischen Optionen werden die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke von den in Tab. 3-3 zitierten Autoren nicht berücksichtigt. Des Weiteren muss darauf hingewiesen werden, dass einige Regionen wie z. B. Südostasien und Indien bezüglich einiger der aufgeführten Optionen noch gänzlich unerforscht sind. Untersuchungen zu Speicherkapazitäten finden vornehmlich in Nordamerika, Europa, Australien und Japan statt (Germanwatch 2004).

Insbesondere ergeben sich große Varianzbreiten bei der Bezifferung der globalen Kapazitäten der tiefen Kohleflöze, was auf den hier noch gegebenen Forschungsbedarf hindeutet. Bei den Kapazitätsangaben für die CO₂-Speicherung in nutzbaren Öl- und Gasfeldern kommen die Autoren dagegen auf annähernd gleiche Werte. Die besonders große Varianzbreite bei den weltweiten Kapazitätsangaben für saline Aquifere beruht auf den noch sehr großen Unsicherheiten über Ausdehnung sowie technische Potentiale und spezifische Probleme (strukturelle Komplexität, variierende Mächtigkeiten, variierende Porosität, Restwassersättigung) dieser Speicheroption (May et al 2003).

Zwecks Prognose der Speicherkapazitäten der tiefen Aquifere in Deutschland wurden von May et al (2003) die Ergebnisse einer Analyse von Baden-Württemberg auf die Gesamtfläche des Festlandes hochgerechnet. Die Extrapolation der Ergebnisse auf die Gesamtfläche des Norddeutschen Beckens und der kleineren Sedimentbecken von mehr als 1 km Tiefe⁵ ergibt für Deutschland insgesamt eine Speicherkapazität von ca. 33 +/- 10 Gt CO₂ (die Fehlerbandbreite bezieht sich auf eine Wahrscheinlichkeit von 10 bis 90%). Davon entfällt der überwiegende Teil (mehr als 85%) auf das Norddeutsche Becken.

Bezüglich der marinen Optionen gibt es zumeist nur generelle Angaben ohne diese in die einzelnen Techniken/Methoden zu differenzieren. Dementsprechend variieren auch diese Werte stark. Zu der Speicherung in Form von Biomasse macht nur einer der angegebenen Autoren Angaben.

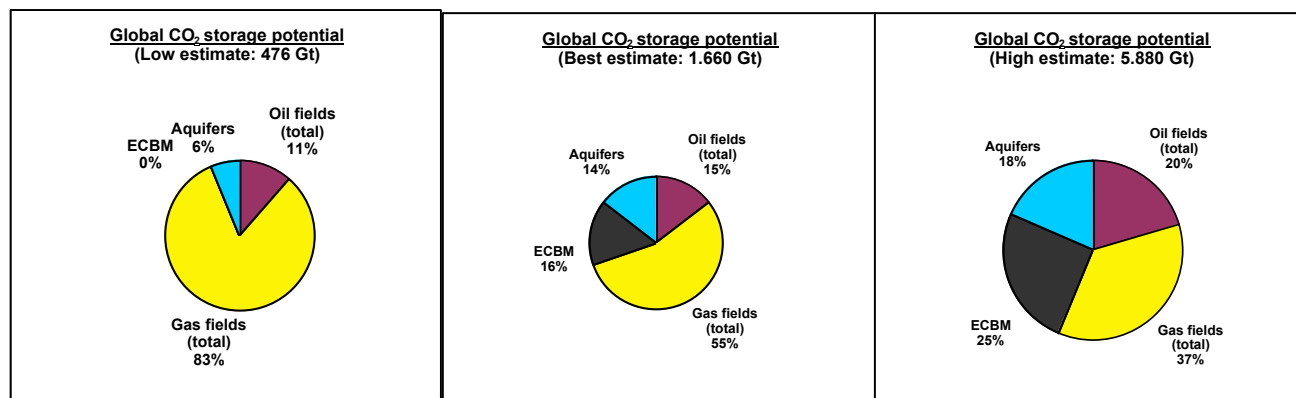
Insgesamt sind die angegebenen Speicherpotenziale sehr beachtlich und umfassen ein Vielfaches des heutigen globalen CO₂-Ausstoßes von 24,7 Gt CO₂ (Stand 2002, vgl. DIW 2003). Ein Blick auf die nachfolgend herausgegriffene Einordnung von ECOFYS zeigt aber die verbleibenden Unsicherheiten in der Einschätzung. Hier liegt zwischen der niedrigen und hohen Schätzung der Potenziale ein Unterschied von nicht weniger als dem Faktor 10. Inwieweit die hier genannten Optionen in der Praxis aber tatsächlich für eine Speicherung von CO₂ genutzt werden können, bleibt zudem ohnehin in jedem Einzelfall zu prüfen.

⁵ Außerhalb des Norddeutschen Beckens wurden nur solche Flächen berücksichtigt, die mehr als ein Kilometer Deckgebirgsmächtigkeit aufweisen.

Tab. 3-4 Übersicht über die Einschätzung globaler CO₂-Speicherpotenziale

	Global CO ₂ sequ. potential [Gt]		
	Low	Best	High
Remaining oil fields onshore	9	112	734
Remaining oil fields offshore	3	37	308
Depleted oil fields onshore	22	33	44
Depleted oil fields offshore	20	60	107
Oil fields (total)	54	242	1.193
Remaining gas fields onshore	219	391	925
Remaining gas fields offshore	149	281	778
Depleted NG fields onshore	4	219	391
Depleted NG fields offshore	20	20	32
Gas fields (total)	392	911	2.126
ECBM	0	267	1.480
Aquifers	30	240	1.081
Total	476	1.660	5.880

Quelle: ecofys 2004



Erste Analysen über die verfügbaren Speicherpotenziale liegen auch für Deutschland und Europa bereits vor. Tab. 3-4 gibt diesbezüglich zunächst einen Überblick über die europäischen Potenziale, beschränkt sich dabei aber auf die geologischen Speicheroptionen. Die hohe Spanne der Kapazitätsangaben resultiert bei der Einlagerung in tiefen Kohleflözen aus der Unkenntnis des Austauschverhältnisses und der Permeabilität der verschiedenen Kohlearten⁶. Diesbezüglich besteht ein erheblicher Forschungsbedarf, der von verschiedenen Projekten heute bereits adressiert wird (z.B. RECOPOL, vgl. Übersicht im Anhang). Bereits erschöpfte Ölfelder und solche, die Mithilfe von CO₂-Injektionen noch ausgebeutet werden (EOR - Enhanced Oil Recovery) weisen europaweit ein insbesondere im Vergleich zu Deutschland hohes Volumen auf. Für Europa ist diese Speicheroption – auch angesichts der bereits praktischen Anwendung von EOR-Verfahren – damit sehr bedeutsam. Ebenso sind die europäischen Gasfelder (z.B. in den Niederlanden und Norwegen), in Hinblick auf technische und wirtschaftliche Aspekte sowie relativ genau kalkulierbarem Fassungsvermögen eine attraktive Option für die CO₂-Speicherung.

Bei den tiefen salinen Aquiferen besteht analog zur globalen Ebene ein erhebliches Defizit bei der Beurteilung von Qualität und Quantifizierung dieser Speicheroption.

⁶ Tiefe Kohleflöze sind gegenwärtig aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht für die Kohlegewinnung nutzbar. Mithilfe der Einpressung von CO₂ könnte jedoch das unterirdisch gebundene Methan ge-

Tab. 3-5 Gesamteuropäische CO₂-Speicherungsoptionen und Kapazitäten
Zum Vergleich: die CO₂-Emissionsrate in Europa lag 2002 bei 4,456 Gt CO₂ (alle europäischen OECD-Länder, davon EU15 3,2 Gt*)

Kapazitäten	tiefe (ECBM)	Kohleflöze	Erschöpfte Ölfelder	Verbesserte Ölförderung (EOR)	Erschöpfte Gasfelder	Verbesserte Gasförderung (EGR)	tiefe saline Aquifere
	0-1,7-9,9 Gt*						1,3-10,4-36,9 Gt
onshore		0,4-0,6-0,8 Gt		0,1-1,0-6,2 Gt	0,2-7,6-14,3 Gt	7,6-14,3-23,5 Gt	
offshore		3,4-10,3-18,2 Gt		0,3-4,0-39,9 Gt	10,3-10,1-13,3 Gt	12,9-26,8-111,9 Gt	

*nach (ECOFYS 2004): aus dem Englischen übersetzt: low, best and high basieren auf einer Reihe von Annahmen, wie der Anzahl unentdeckter Gaslagerstätten, das Austauschverhalten von CO₂ und Methan für ECBM (2-3) und das nutzbare Volumen von Öllagerstätten (40-80 %)

*Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2003)

Tab. 3-6 CO₂-Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland
Zum Vergleich: die CO₂-Emissionsrate in Deutschland lag 2002 bei 833,6 Mt*

Speichertyp	CO ₂ -Speicherkapazität/region.	Vorteile	Nachteile (generell: rechtl. Rahmen ungeklärt)
stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 30 Mt CO ₂ in Sachsen-Anhalt und Thüringen	sehr dichte Barriere hohe CO ₂ -Dichte in geringer Tiefe technische Machbarkeit sehr gut	Sicherheitsrisiken: Hohlraumsperrung Nutzungskonflikt mit Untergrundeponierung, nur noch 2 bisher ungenutzte Kalibergwerke in der BRD, Kosten sehr hoch
stillgelegte Kohlebergwerke	Hohlraumvolumen entspricht 15% der abgebauten Flöze vor allem im Ruhr- und Saarrevier	Nähe zu großen Emittenten	Sicherheitsrisiken: Hohlraumsperrung, Altbergbau, Deckgebirge aktiver Bergbau in Verbundbergwerken Nutzungskonflikt Grubengasnutzung
tiefe Kohleflöze	3700 – 16700 Mt im Münsterland und Saar-Nahe-Becken	Nähe zu großen Emittenten Ausbeufesteigerung bei Flözgasproduktion Kosten niedrig	niedrige Injektionsraten in gering-durchlässiger Kohle Beeinträchtigung der zukünftigen Nutzung von Lagerstätten

				Technologie in Erprobung
Ausgeförderte Ölfelder (EOR wird in Deutschland nicht praktiziert)	kumulat. Produktion entspricht 81 Mt einschließlich Reserven 110 Mt Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Steigerung der Ölausbeute Speicherqualität gegeben ist bereits industrielle Praxis	geringe Lagerstättengrößen, andauernde Ölförderung Kontamination der Lagerstätte mit CO ₂ ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung	
Ausgeförderte Gasfelder	kumulative Produktion entspricht 1770 Mt, einschließlich Reserven 2560 Mt Vorkommen in Nord- und Ostdeutschland	Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich Speicherqualität gegeben Relative Kosten niedrig, da Infrastruktur bereits vorhanden	andauernde Erdgasförderung Kontamination der Lagerstätte mit CO ₂ ergibt Beeinträchtigung bei zukünftiger Nutzung	
tiefe saline Aquifere	33 +/- 10 Gt bzw. 20+/-8 Gt Vorkommen vor allem im Norden Deutschlands	weite Verbreitung Langfristige Fixierung von CO ₂ in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung Speicherqualität noch größtenteils unerforscht	

(Quelle: Dr. Gerling/Dr. May, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover, 2001, Angaben zu Kosten und technischer Machbarkeit nach Herzog et al. 1997), Gerling, Peter (2004): COORETEC –Optionen zur CO₂-Speicherung in Deutschland, Präsentation auf dem Kraftwerkskongress: Innovative Technologien zur Stromerzeugung – auf dem Weg zu CO₂-freien Kohle- und Gaskraftwerken 10-12. Mai 2004 in Berlin, eigene Ergänzungen

*Angaben über energiebedingte Emissionsraten nach (DIW 2003)

Das Gesamtpotenzial in Europa beziffert sich bei einer Orientierung an der mittleren Einschätzung von ECOFYS auf rund 87 Gt CO₂. Dies übersteigt die heutige Emissionsmenge (4,456 Gt CO₂, nur europäische OECD-Länder) nicht einmal um den Faktor 20. Damit zeigt sich bereits, dass die Nutzbarkeit der CO₂-Abtrennung und Speicherung als zentrales Element des Klimaschutzes unter diesen Annahmen möglicherweise eingeschränkt sein könnte.

Die Abschätzung der Speichermöglichkeiten in Deutschland (vgl. Tab. 3-6) basiert hier im Wesentlichen auf Analysen der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (May 2003). Aufgrund von Sicherheitsrisiken und Nutzungskonflikten werden von dieser die stillgelegten Salz- und Kohlebergwerke nicht als sichere Speicher in Erwägung gezogen. Ohnehin weisen stillgelegte Salzbergwerke im Vergleich zu den anderen geologischen Speicheroptionen nur sehr geringe Kapazitäten auf.

Bezüglich der Speichermöglichkeiten in tiefen Kohleflözen besteht auch in Deutschland ein hoher Unsicherheitsbereich. Insbesondere besteht noch erheblicher Forschungsbedarf zum Austauschverhalten der an der Kohle adsorbierten Gase und zur Permeabilität der Kohle.

(Ausgeförderte) Ölfelder bergen in Deutschland nur ein sehr geringes Speichervolumen. (Ausgeförderte) Gasfelder bieten die lukrativste Speicheroption, da sie u. a. durch die vorhandene Infrastruktur am schnellsten nutzbar wären sowie ihre Gasdichtigkeit bisher schon bewiesen haben, allerdings ist auch hier das Speichervolumen in Summe nur gering und entspricht gerade einmal rund dem Doppelten des derzeitigen Jahresausstoßes an CO₂.

Tiefe saline Aquifere stellen aufgrund ihrer weiten Verbreitung und ihrer hohen Kapazitäten die vielversprechendste Option dar. Durch die fehlende flächendeckende Erfassung und Untersuchung der geologischen Strukturen ergeben sich jedoch erhebliche Schwierigkeiten genaue Angaben über die technisch und wirtschaftlich nutzbaren Kapazitäten und die Langzeitstabilität dieser Strukturen zu machen. Auch hier besteht noch ein hoher Forschungsbedarf. Mit dem von der EU geförderten Projekt CO₂Sink sollen diesbezüglich wichtige Erfahrungen an Hand der praktischen Einspeicherung von CO₂ unterhalb eines ehemaligen Erdgasspeichers in der Nähe von Ketzin in Brandenburg gesammelt werden.

Abb. 3-5 stellt letztlich die geografische Verteilung der in Deutschland lokalisierten Speicheroptionen und den großen Punktquellen nebeneinander. Dabei zeigt sich, dass die Konzentration der besonders geeignet erscheinenden Speichermöglichkeiten in Niedersachsen sehr hoch ist, während die Dichte der Punktquellen eher im Ruhrgebiet und im niederrheinischen Braunkohlerevier sehr hoch ist. Sollen große Transportentfernungen vermieden und die Verteilung der Kraftwerksstandorte erhalten bleiben, erfordert dies den Aufschluss von salinen Aquiferen und eine dortige sichere und dauerhafte Einlagerung.

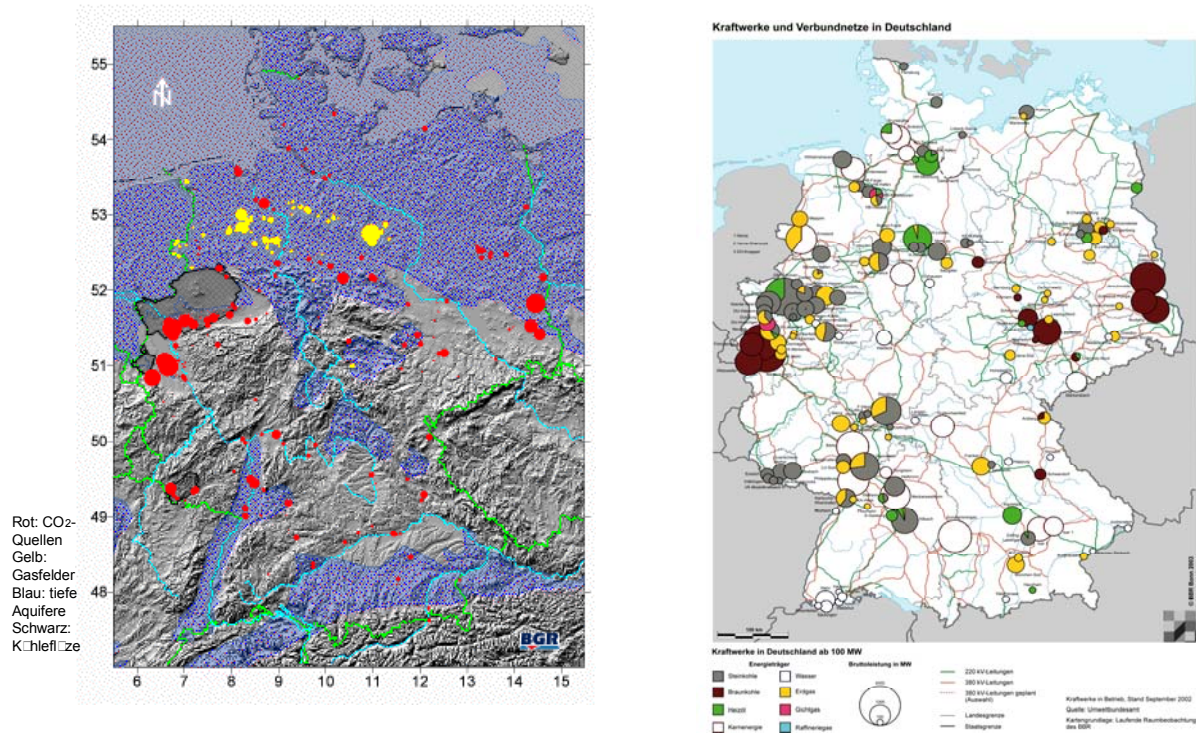


Abb. 3-5 Vergleich zwischen potentiellen CO₂-Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland nach BGR und Umweltbundesamt-Kraftwerksdatenbank

3.4.2 Potenzielle ökologische Grenzen und offene Fragen

Von besonderer Bedeutung für die Nutzbarkeit von bestimmten Speicheroptionen sind nicht zuletzt ökologische Fragestellungen. Gerade diesbezüglich besteht noch ganz erheblicher Forschungsbedarf, sind die meisten Auswirkungen noch nicht einmal theoretisch erfasst. Gleichermäßen gilt dies für die Langzeitstabilität. Eine intensive Diskussion wurde hierzu am Beispiel der geologischen Speicherung auf der Konferenz GHGT-7 (2004)⁷ im kanadischen Vancouver geführt. Zum einen wurde betont, dass das Risiko des Ausgasens wohl gering sei, dementsprechend die lokalen Risiken wie etwa die Beeinträchtigung von Trinkwasser, Explosionsgefahr und ähnliches die soziale Akzeptanz bestimmen werden, aber gerade diese kaum erforscht sind. Ein sinnvolles Risikomanagement für CO₂-Speichermaßnahmen wird daher sinnvolle Instrumente sowohl für die globalen als auch insbesondere für die lokalen Risiken anbieten müssen (siehe auch Wilson et. al 2003). Die GHGT-7 hat dabei deutlich gemacht, dass es noch weitgehend ungeklärt ist, welcher Art die lokalen Risiken sind (z.B. Trinkwasserverschmutzung) bzw. welches Ausmaß sie annehmen können. Hier besteht noch ein erheblicher Forschungsbedarf. Unabhängig davon sollte über intelligente Anreizsysteme eine möglichst sichere und langzeitstabile Einspeicherung von Anfang an befördert werden.

⁷ 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (Vancouver 2004)

Exkurs: Anreizsysteme für eine sichere, optimale CO₂-Speicherung

Im Bereich der Speicherung von CO₂ ist die Langzeitstabilität als entscheidendes Kriterium bereits benannt worden. In der betrieblichen Praxis müssen die Anreize von Anfang an so gesetzt werden, dass ein möglichst sichere, optimale Einspeicherung bevorzugt wird. Das PIK hat vor diesem Hintergrund die Idee eines Carbon-Sequestration Bonds entwickelt. Zwei Versionen des Instruments werden vorgeschlagen: in der ersten Version muss ein Unternehmen, das Kohlendioxid in geologischen Formationen einlagern will, einen Bond kaufen, der die sozialen Kosten von CCS repräsentiert. Der Bond wird von einer Umweltbehörde ungefähr alle drei Jahre abgewertet – es sei denn, das Unternehmen kann zweifelsfrei nachweisen, dass das gesamte Kohlendioxid in den geologischen Formationen verblieben ist. Das Unternehmen kann seine Bonds verkaufen, wenn andere Akteure auf dem Markt bereit sind, das Risiko der Abwertung zu tragen. Dieses System schafft einen Anreiz für Unternehmen, Investitionen in CCS vorzunehmen und gleichzeitig relativ sichere geologische Formationen zu benutzen. Die zweite Version sieht vor, dass Emissionsrechte so lange gekauft werden müssen wie ungeklärt ist, in welchem Ausmaß die geologische Formation CO₂ ausgast. Das Emissionsrecht kann von CCS-Firmen auf dem Markt gehandelt werden. Wenn die Marktakteure Vertrauen in niedrige Leckage-Raten haben, können die Firmen ihre Rechte umgehend verkaufen. Allerdings ist der Wert des Emissionsrechtes so lange ungewiss, wie nicht geklärt ist, wie viel Kohlenstoff in der geologischen Formation verbleibt. Es kann erwartet werden, dass die Unsicherheit über die Leckage-Rate mit der Zeit für jede einzelne Formation sinkt. Auf der Basis dieses Wissens entscheidet die Umweltbehörde dann nach und nach, wie viel Kohlenstoff als definitiv eingelagert gilt. Dieser zweite Vorschlag räumt der Einhaltung der Toleranzgrenze für CO₂-Emissionen in die Atmosphäre erste Priorität ein, indem die Möglichkeit unvorhergesehener Leckage explizit abgedeckt wird. Als Kehrseite erhöht er die ökonomischen Risiken, weil Investoren von Investitionen durch einen zu hohen Anfangs-Zertifikatspreis abgeschreckt werden können. Mit Hilfe eines generischen Modells wurde gezeigt, dass Carbon-Sequestration-Bonds (CBS) mit einer CO₂-Steuer oder einem Emissionshandelsregime kombiniert werden müssen, damit Unternehmen die optimale Menge Kohlenstoff sequestrieren.

Im Rahmen der Diskussionen um die Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls nach 2012 wird die Debatte um CCS weiter heftig geführt werden, denn bislang ist es weitgehend ungeklärt, wie etwa das Risikomanagement für CCS mit dem bereits etablierten Zertifikatshandel verzahnt werden soll. Hierzu besteht erheblicher Forschungsbedarf.

Ökologische Effekte – eine erste Übersicht

Folgende Aufstellung stellt den heutigen Kenntnisstand hinsichtlich der maßgeblichen ökologischen Aspekte stichpunktartig zusammen. Eine etwas detailliertere Ausführung findet sich im Anhang.

Speicherung:

Marine Speicherung: wegen der lückenhaften Kenntnis der marinen Ökosysteme – vor allem in der Tiefsee – stellt die Nutzung des Meeres als Speicherort für CO₂ eine bisher nicht überblickte Risikoquelle für lebende Systeme dar (vgl. dazu auch eine erste Zusammenstellung in Abbildung 3-6). Auch die künstliche Förderung von Algenwachstum ist aus ökologischer Sicht eher kritisch zu sehen (vgl. nachfolgenden Kasten). Weltweit ist die Ozean-

questrierung bereits Gegenstand des lokalpolitischen Diskurses. So wurden auf Betreiben von Umweltschutzorganisationen zwei prominente Ozean-Experimente vor Hawaii und Norwegen verhindert. Dies hat zum anderen in Staaten, die über größere, potentiell zur Einlagerung geeignete Formationen verfügen wie Kanada, die USA, aber auch Deutschland, den Anreiz erhöht, sich der vermeintlich risikoärmeren und daher leichter durchsetzbaren Variante der geologischen Speicherung zuzuwenden. Allerdings hat die GHGT-7 deutlich gemacht, dass vor allem Japan verstärkt auf die Ozeansequestrierung setzt, einmal aufgrund des Mangels an eigenen geologischen Formationen und zum anderen weil die Speichereffizienz des Ozeans heute als relativ hoch eingeschätzt wird.

Abschließend muss festgehalten werden, dass diese Art der Speicherung weltweit nicht ernsthaft als Alternative zu geologischen und anderen Möglichkeiten gesehen wird. Lediglich Japan bildet eine Ausnahme in „Ermangelung an anderen Speicherpotentialen“.

Sämtliche andere Akteure stimmen mehr oder weniger deutlich darin überein, daß der Ozean nicht als Speicherort genutzt werden sollte. Im Bereich der Nichtregierungsorganisationen herrscht trotz der unterschiedlichen Bewertung von CCS Einigkeit bezüglich der Ablehnung der Ozeanspeicherung. Schon aus diesem Blickwinkel heraus scheint eine derartige Nutzung problematisch, da NRO sonst massive Gegenkampagnen durchführen würden, die CCS als Gesamtansatz möglicherweise gefährden könnten.

Geologische Speicherung: ökologische Effekte resultieren aus zwei denkbaren Unsicherheiten:

- a) Leckagen können zur Kontamination führen, z. B. in Form der Versauerung trinkwasserführender Schichten (Stichwort: Grundwasserschutz). Im Extremfall kann es bei Leckagen zum Austritt von CO_2 und in dessen Folge zu erhöhten CO_2 -Konzentrationen an der Erdoberfläche innerhalb kurzer Zeiträume kommen mit möglicherweise tödlichen Folgen für Mensch und Tier,
- b) die Kenntnisse über Auswirkungen von CO_2 auf die Mikroorganismen und den chemischen Reaktionen in geologischen Gesteinsformationen ist noch lückenhaft.

Direkte und indirekte ökologische Effekte der marinen Speicheroption „Algendüngung“

Eine Algenblüte und die damit verbundene vermehrte CO_2 -Aufnahme macht eine Eisendüngung in den mit diesem Element unterversorgten südlichen Ozeangebieten notwendig. Bisherige diesbezügliche kleinräumige Untersuchungen/Maßnahmen erbrachten nicht den gewünschten Erfolg, da max. 1 % des gebundenen CO_2 zum Meeresboden absinkt (Smetacek /AWI 2004).

Auswirkungen einer großflächigen Eisendüngung auf das ozeanische Ökosystem sind bisher nicht absehbar.

Ein Großteil der Algen wird u. a. von Krill gefressen und somit das CO_2 mittelfristig wieder freigesetzt, der absterbende Rest wird in tiefen Wasserschichten unter Verbrauch von Sauerstoff durch die zersetzenden Bakterien zu Gasen wie Methan und Distickstoffmonoxid umgewandelt – diese haben einen weit größeren Treibhauseffekt als CO_2 .

Durch eine vermehrte Photosyntheserate der zunehmenden Algenmasse kommt es zur Erwärmung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für die Ozeanzirkulation, dies hat Einfluss auf die Atmosphärenchemie und das Klima da Algen z. B. Dimethylsulfid produzieren, das zur Bildung von Wolkenkondensationskernen führt.

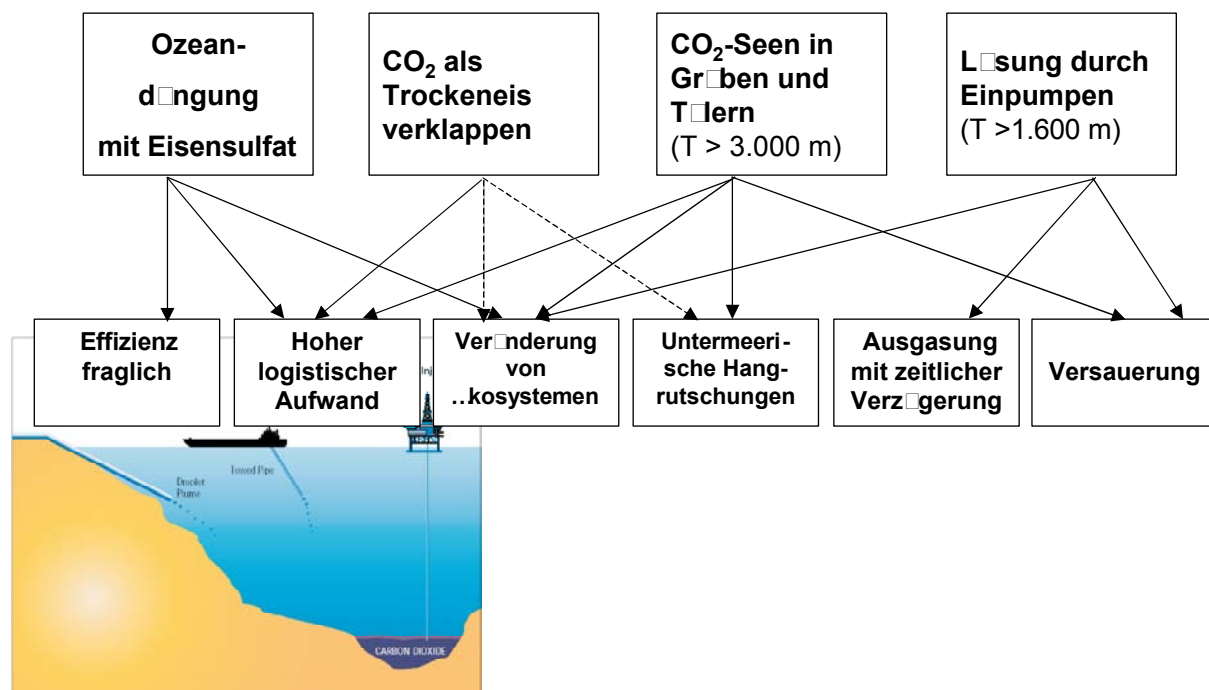


Abb. 3-6 Potenzielle Umweltauswirkungen der CO_2 -Speicherung im Meer

Terrestrische Speicherung: Urwälder mit hoher CO_2 -Speicherkapazität sind aufgrund des Bevölkerungswachstums und der wirtschaftlichen Ausbeutung kaum erweiterbar. Durch die Anlage von Plantagen mit (nicht heimischen und schnellwüchsigen) Monokulturen werden zusätzliche ökologische Probleme geschaffen, da dies zur Verarmung und Verdrängung des natürlichen Artenbestands führt und diese Kulturen einem erhöhten Schädlingsdruck ausgesetzt sind, im Regelfall mit Pestiziden und Dünger behandelt werden und somit zur Ver-

schlechterung der THG-Bilanz führen. Zudem ermöglichen sie allenfalls eine Verschiebung der Problemlage und stellen keine dauerhafte Problemlösung dar.

Andere Optionen wie die chemische Verwertung bringen ggf. ökologische Vorteile mit sich, da sie als eine Art Recycling betrachtet werden kann und die ansonsten notwendige technische Erzeugung von CO₂ unnötig macht.

Die Absorption von CO₂ an Magnesiumsilikat ist mit hohen Unwägbarkeiten hinsichtlich des Energie- und Transportaufwandes sowie der beträchtlichen Menge anfallenden Abraumes mit der Frage nach Nutzung und/oder Deponierung und dem daraus resultierenden Flächenverbrauch verbunden.

Die Option der Brennstoffsynthese (Synthese von CO₂ unter Zusatz von möglichst regenerativ erzeugtem Wasserstoff) ist in Bezug auf den Energieaufwand im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen nach dem heutigen Stand der Technik ökologisch nachteilig.

Ergänzend: Ökologische Aspekte bei Abtrennung und Transport von CO₂

Erhöhter Einsatz von Brennstoffen: die bei der Abtrennung auftretenden Wirkungsgradverluste erfordern einen erhöhten Einsatz von fossilen Brennstoffen. Somit werden auch die Auswirkungen auf die ökologische Systeme erhöht, und zwar entlang der gesamten Bereitstellungskette: Flächeninanspruchnahme und Emissionen bei Produktion (Tagebau, Bergbau, Gasproduktion) und Transport (Pipelines).

Erhöhter Einsatz anderer Materialien: durch zusätzliche Technologiekomponenten (z.B. Rauchgaswäsche) wird der gesamte Prozess der Stromerzeugung aufwendiger. Der erhöhte Bedarf an Komponenten steigert auch den Bedarf an Rohmaterialien (z.B. Stahl und aufwendig zu produzierende chemische Komponenten), deren Herstellung immer auch Auswirkungen auf ökologische Systeme hat. Darüber hinaus ist bei bestimmten Verfahren der Verbrauch von chemischen Einsatzstoffen (z.B. Amine bei der Rauchgaswäsche) zu berücksichtigen, mit den diesbezüglich unvermeidlichen Verlusten und Beeinträchtigungen.

Nutzung von Transportstrukturen: zum Abtransport von CO₂ jedweder Form müssen entweder neue Transportstrukturen aufgebaut (neue Pipelines) oder die bestehenden stärker genutzt werden (z. B. Ausbau von Straßennetzen oder bestehenden Pipelinenetzen). Beide Optionen führen zu teils erheblichen Beeinträchtigungen ökologischer Systeme (z. B. Querung von Wäldern mit Beeinflussung von Wanderrouten von Wild, Trockenlegung von Feuchtgebieten etc.). Natürlich ist aber nicht nur die CO₂-Abtrennung und Speicherung mit ökologischen Anforderungen verbunden, sondern gleichermaßen auch die Nutzung von erneuerbaren Energien. Im Verlaufe der weiteren Arbeiten soll hierzu ein systematischer Vergleich erarbeitet werden.

Insgesamt ist darauf hinzuweisen, dass für die CO₂-Abtrennung und Speicherung bisher keine Prozesskettenanalysen/ökobilanziellen Betrachtungen vorliegen, wie dies für viele andere Technologien (insbesondere auch solche aus dem Bereich Erneuerbare Energien) mittlerweile selbstverständlich ist. Angesichts der vermutlich mit vielen Optionen der CO₂-Abtrennung und Speicherung verbundenen Auswirkungen (z.B. Erhöhung des Energieeinsatzes und der Stoffstromflüsse, Flächeninanspruchnahme) ist dies überfällig und soll im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführt werden.

3.5 Technologische und ökonomische Eckdaten der wichtigsten heute in der Diskussion befindlichen Verfahren der CO₂-Abtrennung und Speicherung

Für diese Zusammenstellung wurden aktuelle Studien und Berichte von BMWA (BMWA 2003), ECOFYS (ECOFYS 2004), Germanwatch (Germanwatch 2004), IEA (Gielen 2003, IEA 2003, IEA 2004), IPCC (IPCC 2002) und WGBU (Ploetz 2003, WGBU 2003) ausgewertet.

CO₂ kann im Prinzip aus allen Punktquellen, d.h. Kraftwerken oder Industriebetrieben mit hohem Energiebedarf, abgetrennt werden. Die Stromerzeugung ist mit einem Anteil von etwa einem Drittel der weltweiten CO₂-Emissionen jedoch deren größte Quelle. Zumindest prinzipiell kann CO₂ auch direkt aus der Atmosphäre herausgefiltert werden, was hier nur am Rande betrachtet wird.

Die folgende Abbildung zeigt zunächst im Überblick die verschiedenen Schritte von der CO₂-Abtrennung über die Phasenumwandlung des abgetrennten CO₂ und den Transport bis hin zur Deponierung. Für die Wiedergabe einer vollständig abgebildeten Prozesskette sind prinzipiell Differenzierungen nach folgenden Aspekten nötig:

- Art der Brennstoffe (im Wesentlichen Erdgas/Kohle)
- Ort der Abscheidung (Pre-/Post-Combustion)
- Art der Stromerzeugungsanlage (Dampfturbinen (DT)/Gasturbinen (GT)/Gas- und Dampfturbinen (GuD)/Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC)/Brennstoffzellen (BZ)/Kombiprozesse und Hybridvarianten/neue Kreisprozesse und Verfahren etc.) und
- Art der Abscheidetechnik (z.B. chemische Absorption, physikalische Absorption, Membrantrennverfahren, adsorption an Festkörpern, Tieftemperaturverfahren).

Zu beachten ist jedoch, dass sich einige der oben genannten Verfahren (z.B. Oxyfuel, Membranverfahren etc.) noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium befinden und - sofern überhaupt großmaßstäblich realisierbar - voraussichtlich nicht vor 2020 zum Einsatz kommen können.

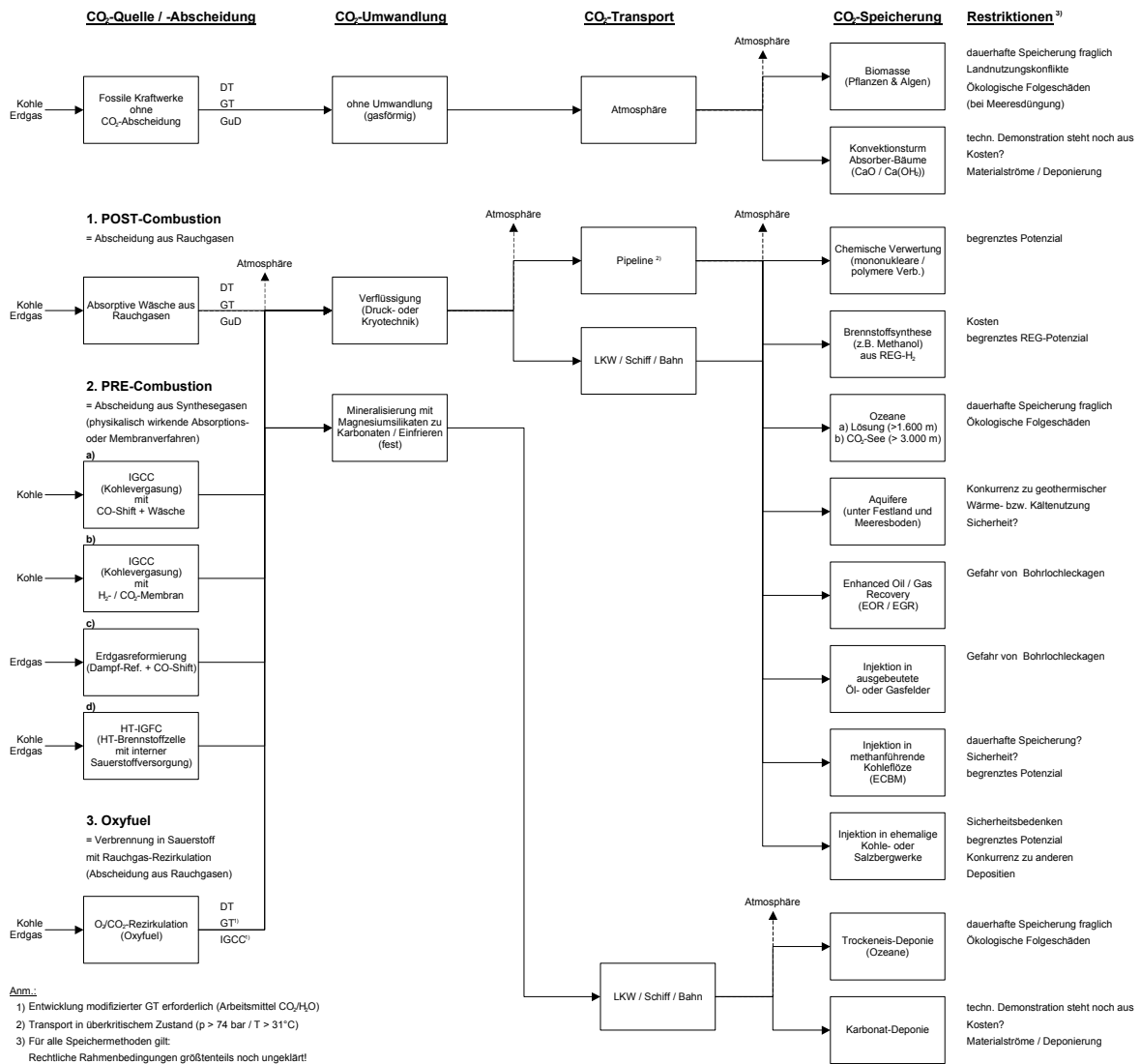


Abb. 3-7 Prozesskette von der CO₂-Abtrennung bis zur Deponierung

Bei der gesamten Prozesskette ist zu beachten, dass zum einen die CO₂-Abspaltung nie vollständig ist, sondern i.d.R. unter wirtschaftlich vertretbarem Aufwand nur ein Abscheidegrad von rund 85 % erzielt wird. Zum anderen treten - wie in Abb. 3-7 angedeutet - in den darauf folgenden Verfahrensschritten der Umwandlung, des Transports und der Speicherung ggf. Leckagen auf. Insbesondere bei der Speicherung können diese Freisetzungsraten - abhängig vom betrachteten Zeitraum - eine nicht unerhebliche Größenordnung annehmen.

Abb. 3-8 fokussiert die Möglichkeiten der Abtrennung und Speicherung auf die wichtigsten Optionen, die aus der Sicht der Autoren in absehbarer Zeit Bedeutung erlangen könnten und deren Umsetzung vermutlich keine unüberwindlichen Hindernisse entgegen stehen dürften und die auch aus ökologischer Sicht nicht direkt ausgeschlossen werden sollte (zur Spezifikation der ökologischen Grenzen vgl. Kapitel 3.4). Die Untersuchung konzentriert sich vor diesem Hintergrund primär auf folgende Stoffstromketten:

- Verschiedene Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Strom- und Wasserstofferzeugung
- Transport des CO₂ per Pipeline nach Verdichtung

- Verbringung des CO₂ in unterirdische Lagerstätten (EOR/EGR, erschöpfte Erdgas- und Erdöllagerstätten, saline Aquifere, nicht auszubeutende Kohleflöze (ECBM)) – daneben ist die prinzipielle Möglichkeit der chemischen Verwertung (z.B. Kohlensäureherstellung, Polymerchemie) zu nennen, dessen Potenzial aber sehr eingeschränkt ist.

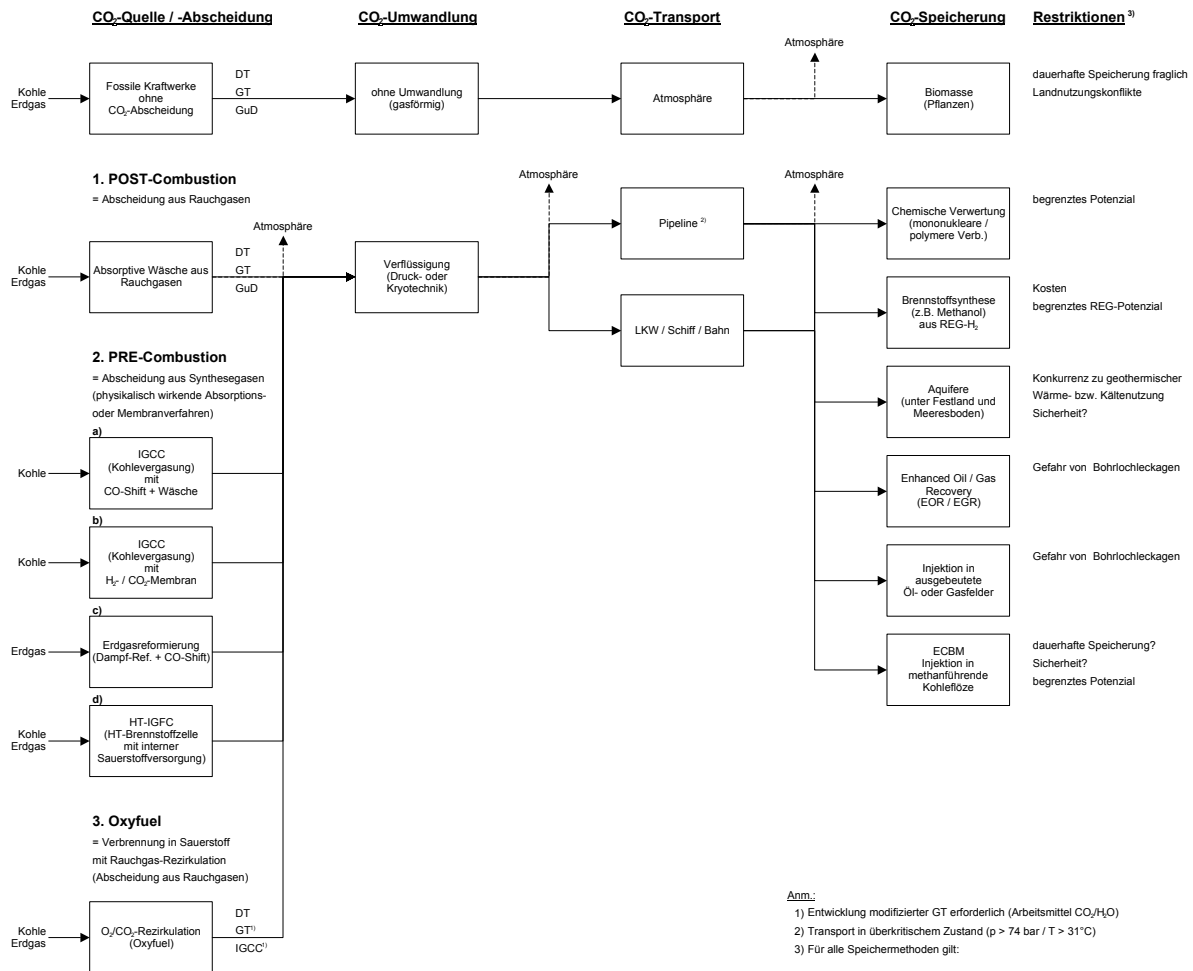


Abb. 3-8 Prozesskette von der CO₂-Abtrennung bis zur Deponierung (Auswahl)

Im Folgenden werden für die einzelnen Teile der Stoffstromketten die ausgewählten Verfahren kurz beschrieben und anschließend dargestellt, wie sich die Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten von Kraftwerken ohne und mit CO₂-Sequestrierung verhalten.

3.5.1 CO₂-Abtrennung

Ziel der CO₂-Abtrennung ist es, möglichst reines CO₂ abzuscheiden, um die Verdichtung, den Transport und die Lagerung nicht unnötig zu verteuern.

3.5.1.1 Stromerzeugung

Verfahren

Aus den vielfältigen Möglichkeiten der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung werden die folgenden beiden gängigsten und am weitesten entwickelten Verfahren ausgewählt (ein detaillierter Überblick über die gesamte Palette der Trennverfahren findet sich im Anhang wieder):

- **CO₂-Abtrennung *nach* der Verbrennung (Rauchgas-Dekarbonisierung = Post-Combustion):** Bei diesem Verfahren wird das CO₂ aus dem Rauchgas eines Kraftwerks abgeschieden. Da die Konzentration des CO₂ im Rauchgas mit 3 - 15% sehr gering ist, muss ein großes Volumen an Gas behandelt werden. Durch großräumige Lageranlagen und den Einsatz von großen Mengen an Chemikalien und Energie erhöhen sich die Kosten entsprechend und verschlechtert sich die Wirkungsgradbilanz. Ein Vorteil dieses Verfahrens ist jedoch, dass es das einzige ist, mit dem bestehende Kraftwerke nachgerüstet werden könnten. Zudem ist die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen heute schon – wenngleich auch noch nicht in kraftwerksseitigen Größenordnungen – praktizierter Bestandteil der chemischen Verfahrenstechnik.

Für die Abtrennung des CO₂ existieren mehr als elf unterschiedliche Technologierouten (BMWA 2003:47). Eines der gängigsten Verfahren ist die Amin-Wäsche, die ähnlich der Rauchgaswäsche bei der Entschwefelung arbeitet. In weiteren Verfahren kommen polymerbasierte, keramische oder metallbasierte Membrane zum Einsatz; andere Verfahren bestehen in der Kombination von Membranen und chemischen Lösungen.

- **CO₂-Abtrennung *vor* der Verbrennung (Brenngas-Dekarbonisierung = Pre-Combustion):** Bei diesem Verfahren wird Kohle vor der Verbrennung mit Sauerstoff oder Luft umgesetzt und CO₂ weitestgehend aus dem Brenngas entfernt. Im Vergasungsschritt entsteht ein Synthesegas, das hauptsächlich Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂) und Wasserstoff enthält. Mit dem Brennstoff Erdgas kann ein vergleichbarer Prozess über die Dampfreformierung erfolgen. In einer Shift-Reaktion wird dann das CO mit Wasserdampf zu CO₂ und zusätzlichem Wasserstoff umgewandelt, danach wird das CO₂ vom Wasserstoff getrennt. Am Ende der Kette ist somit sowohl ein wasserstoffreiches Gas als auch fast reines CO₂ verfügbar.

Die Abtrennung des CO₂ aus dem H₂/CO₂-Gemisch erfolgt mittels chemischer Verfahren (Aminwäsche, Heißpottasche), physikalischer Wäschen, Membranen, Molekularsieben oder Tieftemperaturabscheidung. Insgesamt werden etwa 13 unterschiedliche Technologierouten diskutiert (BMWA 2003:47).

Die Brenngas-Dekarbonisierung wird bereits in einigen GuD-Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (Kombikraftwerk, IGCC - Integrated Gasification Combined Cycle)

angewandt, ohne dass das CO₂ bisher jedoch zurückgehalten wird⁸ und es zu einem kommerziellen Durchbruch gekommen ist. Der Wasserstoff wird dabei als Brennstoff für die Gasturbine verwendet. Der gleiche Prozess ist auch mit erdgasbetriebenen Kombikraftwerken (NGCC, Natural Gas Combined Cycle) möglich, verteuert jedoch das abzuscheidende CO₂, da mehr Prozessschritte als bei der Kohlebefeuerung nötig sind. Da Erdgas zudem einen geringeren Kohlenstoffgehalt als Kohle hat müssen die Zusatzaufwendungen sich dementsprechend in der relativen Betrachtung auf geringere Ausgangsemissionen beziehen.

Eine wichtige Zukunftstechnologie ist weiterhin die **Sauerstoffverbrennung (Aufkonzentration; Oxyfuel-Verfahren)**: Anstatt mit Luft erfolgt die Verbrennung der Rohstoffe mit reinem Sauerstoff, so dass daraus ein weit geringeres Abgasvolumen resultiert. Die Konzentration des CO₂ im Verbrennungsgas steigt so auf etwa 80%. Ein weiterer Vorteil ist, dass keine Stickoxide entstehen, somit ihre Beseitigung entfällt. Nachteilig ist der hohe Energieaufwand zur Herstellung des Sauerstoffes (der wiederum mehr CO₂-Emissionen verursacht). Bevor dieses Verfahren zur CO₂-Sequestrierung großtechnisch genutzt werden kann, sind insbesondere im Bereich der O₂-Erzeugungsverfahren signifikante Verbesserungen notwendig. Intensive Forschungen bestehen derzeit hinsichtlich der Entwicklung von Membrantrenntechnologien (BMWA 2003:42).

Tab. 3-7 gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über den Entwicklungsstand der verschiedenen Abscheideverfahren.

Tab. 3-7 Entwicklungsstand der Abscheideverfahren

CO ₂ -Quelle/ -Abscheidung	Entwicklungsstand	Anlagenverfügbarkeit / Lastwechselverhalten	Anmerkungen
Post-Combustion			
a) Absorptive Rauchgaswäsche b) Adsorption c) CO ₂ -Membran	a) Technik prinzipiell verfügbar, jedoch noch keine ⁹ kommerzielle Anwendung im Kraftwerksbereich b) prinzipiell einsatzfähig, bisher nur für kleine Gasströme genutzt, voraussichtlich 20a Entwicklungszeit für neue Adsorbermaterialien c) heutige Techniken weisen sehr schlechte Membranselektivitäten auf, weit entfernt von Einsatzreife, vergleichsweise geringer Abscheidegrad, ca. 60%	kommerzieller Nachweis steht noch aus	a) Anwendungsnahe, aber sehr teure und verlustbehaftete Technologie; als einzige Technik prinzipiell nachrüstbar, ggf. Umweltauswirkungen durch Aminverluste b) spezifisch sehr hoher Energiebedarf schließt Einsatz im Kraftwerksbereich nahezu aus
Pre-Combustion			

⁸ Die in Europa bisher installierten Kohlekraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (Buggenum in den Niederlanden und Puertollano in Spanien) weisen allerdings eine für den Kraftwerksbetrieb nicht hinreichende Verfügbarkeit auf.

⁹ Mit einer Ausnahme (HKW Shady Point, Oklahoma); 200 t CO₂/Tag für die Lebensmittelindustrie

<p>a) Kohlevergasung (IGCC) b) Erdgasreformierung (NGCC) c) Kohle/Erdgas-Brennstoffzelle (HT-IGFC) d) H₂-Membranabtrennung e) Hochtemperaturabtrennung (z.B. in situ Bindung von CO₂ an CaO)</p>	<p>a)/b) Technik (mit Ausnahme der H₂-Turbine) prinzipiell großtechnisch verfügbar c) Entwicklungsstadium d) Entwicklungsstadium nahe an Kommerzialisierung (5a) aber noch teuer e) Entwicklungszeitraum 15 bis 20a, sehr hohe Forschungsintensität (speziell Japan und Norwegen)</p>	<p>a) Verfügbarkeit noch unzureichend/Probleme mit modulierender Fahrweise d) noch nicht nachgewiesen e) geringe Zyklensfestigkeit der HT-Absorber</p>	<p>a) Potenzial zu geringeren Kosten und höheren Wirkungsgraden; Einstiegsalternativen in H₂-Technologie c) vereinfacht die CO₂-Abtrennung a)/b) Abtrennung mit CO₂-Membranen bietet die günstigste Lösung (wenn CO₂-Selektive Membranen entwickelt werden können)</p>
<p>Oxyfuel Verbrennung in Sauerstoff mit Rauchgas-Rezirkulation</p>	<p>Labormaßstab; Entwicklung modifizierter Gasturbinen erforderlich (Arbeitsmittel CO₂/H₂O) Entwicklung von O₂-Membranen (15 bis 20 a)</p>	<p>noch nicht nachgewiesen</p>	<p>(bisher jedoch nur theoretisch nachgewiesenes) Potenzial zu geringeren Kosten und höheren Wirkungsgraden; noch großer Forschungsbedarf; kann mit Tieftemperaturtechnik¹⁰ verbunden werden (Nachteil: sehr hoher Energieaufwand)</p>

¹⁰ CO₂ fällt bei der Abtrennung direkt flüssig und damit ohne weitere Wandlungsstufen transportfähig an.

Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten

Zum Vergleich der Kraftwerke hinsichtlich ihrer Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten ohne/mit CO₂-Sequestrierung wird zunächst primär auf eine umfangreiche Studie von ECOFYS zurückgegriffen (ECOFYS 2004). Eigene Kostenabschätzungen ergänzen diese Betrachtungen (vgl. Kapitel 3.6). In der genannten Studie wurden bisherige Studien zu Kosten und Effizienz der CO₂-Sequestrierung ausgewertet, die dortigen Berechnungen auf eine einheitliche Basis gestellt und miteinander verglichen. Betrachtet wurden Kraftwerke mit CO₂-Sequestrierung sowohl vor als auch nach der Verbrennung.

Nach Auswertung der vorhandenen Studien wurde von ECOFYS mit einem eigenen Simulationsmodell fünf Standardkraftwerke für Erdgas und Kohle mit einer Leistung von je 500 MW_{el} durchgerechnet, deren Ergebnisse in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** dargestellt werden. Betrachtet wurden folgende Verfahren:

- CO₂-Abtrennung *vor* Verbrennung:
Kombikraftwerke für Erdgas (NGCC) und Kohle (IGCC)
- CO₂-Abtrennung *nach* Verbrennung:
Erdgas (NGCC und Dampfkraftwerk) und Kohle (Dampfkraftwerk)

Dabei wurde folgende einheitliche Basis gewählt:

- Volllaststunden: 7.500 Stunden pro Jahr
- Annuität: 11 % (Diskontierungsrate 10% bei einer Laufzeit von 25 Jahren)
- Kohlepreis: 2 €/GJ_{Hu}
- Erdgaspreis: 3 €/GJ_{Hu}

Beachtet werden sollte, dass bei diesen fünf Referenzkraftwerken ein Unsicherheitsfaktor von $\pm 30\%$ auf die angegebenen Kosten kalkuliert werden muss (ECOFYSECOFYS 2004:34). Weiterhin lassen die Kostenangaben Demonstrations- und Pilotanlagen außen vor und beziehen sich ausdrücklich auf eine angenommene zukünftige Serienfertigung (full-scale plants). Die Kosten fallen dementsprechend niedriger aus.

Neben diesen fünf beispielhaft berechneten Kraftwerken wird in der folgenden Tabelle **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** auch die Bandbreite sämtlicher in die Untersuchung einbezogener Studien dargestellt, soweit sie aus ECOFYS 2004 zu entnehmen waren.

Zusätzlich zu den in ECOFYS 2004 berechneten Kraftwerken werden folgende Studien betrachtet:

- Die in IPCC 2002 (wiedergegeben in Germanwatch 2004) für einige ausgesuchte Kraftwerkstypen dargestellten Werte (NGCC und IGCC-Kraftwerk) wurden mit den in ECOFYS 2004 angegebenen Bandbreiten verglichen. Unter Berücksichtigung, dass IPCC mit dem Brennwert sowie in Dollarwerten rechnet, passen diese Kraftwerke ebenfalls in das im Folgenden dargestellte Portfolio hinein. Die Kosten des NGCC mit Sequestrierung sind allerdings erheblich höher als die von ECOFYS angegebenen.
- Die in BMWA 2003 dargestellten Werte für Erdgas- und Kohlekraftwerke mit Rauchgasdekarbonisierung passen ebenfalls zu den unten angegebenen Daten. Die dort jeweils angegebene Bandbreite wird in der folgenden Tabelle ebenfalls dargestellt.

- Auch die von der IEA (Gielen 2003) angegebenen Werte für verschiedene Kraftwerkstypen passen weitgehend in das in der folgenden Tabelle dargestellte Raster. In zwei Fällen (Erdgas NGCC und Kohle-Dampfkraftwerk) sind die Nutzungsgradverluste jedoch erheblich höher als bei ECOFYS angegeben, so dass sie auch mit in die Tabelle aufgenommen werden.

Tab. 3-8 Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten verschiedener Kraftwerkstypen (ohne/mit CO₂-Abtrennung), nach ECOFYS 2004, erweitert um BMWA 2003 (Volllaststunden: 7.500 h/a, Annuität: 11 % - Diskontierungsrate 10 % bei einer zugrunde gelegten Amortisationszeit von 25 a, Kohlepreis: 2 €/GJ_{H₂}, Erdgaspreis: 3 €/GJ_{H₂})

Kraftwerk ^{a)}	Nutzungsgrad ^{b)}		CO ₂ -Abtrennung vor Verbrennung				CO ₂ -Abtrennung nach Verbrennung			
			Erdgas (NGCC)	Bandbreite ^{e)}	Kohle (IGCC)	Bandbreite ^{e)}	Erdgas (NGCC)	Bandbreite ^{e)}	Kohle (Dampf)	Bandbreite ^{e)}
Nutzungsgrad ^{b)}	%	Ohne CO ₂ -Seq.	58	45 - 48 ^{c)}	47	45 - 48 ^{c)}	58	42	42	42
	%	Mit CO ₂ -Seq.	51,5	35 - 39 ^{c)}	42,2	35 - 39 ^{c)}	52	36,4	33,7	33 - 39 ^{c)}
	%pkt.	Differenz (abs.)	- 6,5	- 8 / - 9 ^{d)}	- 4,8	- 6 / - 10 ^{c)}	- 6	- 5,6	- 8,3	- 8 / - 12 ^{d)}
	%	Differenz (rel.)	- 11,2	- 10,2	- 10,2		- 10,3	- 13,3	- 19,8	
CO ₂ -Emissionen	g/kWh _{el}	Ohne CO ₂ -Seq.	350		720		350	480	810	
	g/kWh _{el}	Mit CO ₂ -Seq.	50		90		50	70	120	
	g/kWh _{el}	Differenz (abs.)	300		630		300	410	690	
	%	Differenz (rel.)	- 85		- 88		- 85	- 85	- 85	
Stromkosten	ct/kWh _e	Ohne CO ₂ -Seq.	3,1	2,5 - 4,1	4,8	4,2 - 6,8	3,1	3,8	4,0	2,8 - 4,6
	ct/kWh _e	Mit CO ₂ -Seq.	4,6	3,2 - 5,9	6,4	5,6 - 9,4	4,1	5,0	6,0	4,2 - 9,4
	ct/kWh _e	Differenz (abs.)	1,5	1,7 - 1,8	1,6	1,4 - 2,6	1,0	1,2	2,0	1,4 - 4,8
	%	Differenz (rel.)	+ 48,4	+ 44 - 68	+ 33,3	+ 33 - 38	+ 32,3	+ 31,6	+ 50	+ 50 - 104
Kosten	€/t CO ₂		43	27 - 62	26	18 - 110	37	30	29	18 - 60
	CO ₂ -Vermeidung									38 - 39 ^{c)}

^{a)} Alle fünf Kraftwerke sind auf eine einheitliche Leistung von 500 MW_{el} standardisiert.

^{b)} Die Nutzungsgrade beziehen sich auf den Heizwert Hu.

^{c)} Die mit c) gekennzeichneten Werte stammen aus BMWA 2003.

^{d)} Die mit d) gekennzeichneten Werte stammen von der IEA (Dielens 2003); alle anderen Werte stammen aus ECOFYS 2004.

^{e)} Wenn nicht anders gekennzeichnet, stammen die Werte für die Bandbreiten aus ECOFYS 2004.

Zusammenfassung

Die Kosten der reinen CO₂-Abtrennung belaufen sich für die *fünf Referenzkraftwerke* auf 26 bzw. 43 €/t abgeschiedenes CO₂ (vor Verbrennung) und auf 29 - 37 €/t (nach Verbrennung).

Durch den Stromverbrauch sinkt der Nutzungsgrad um 4,8 bzw. 6,5 Prozentpunkte (vor Verbrennung) und um 5,6 bis 8,3 Prozentpunkte (nach Verbrennung). Dies entspricht einer relativen Nutzungsgradeinbuße von 10 bis 11 % (vor Verbrennung) bzw. 10 % bis 20 % (nach Verbrennung).

Die Stromerzeugungskosten steigen um 33,3 % bzw. 48,4 % (vor Verbrennung) und um 32 bis 50 % (nach Verbrennung) an.

3.5.1.2 Wasserstofferzeugung

3.5.2 Verfahren

Im Gegensatz zur Stromerzeugung kann zur CO₂-Reduktion im Kraftstoffbereich nicht einfach eine CO₂-Abtrennung nach- bzw. vorgeschaltet werden, sondern es muss einen kompletten Wechsel hin zu einer anderen Versorgungswirtschaft, der Wasserstoffwirtschaft, geben. Dem herkömmlichen Kraftstoff ohne CO₂-Sequestrierung (Benzin, Diesel, Erdgas) wird dann Wasserstoff inklusive CO₂-Abscheidung gegenüber gestellt. Zur Wasserstofferzeugung stehen folgende Möglichkeiten zur Verfügung:

- Erdgasreformierung inkl. CO₂-Abtrennung
- Kohlevergasung inkl. CO₂-Abtrennung
- Elektrolyse (Strom inklusive CO₂-Abtrennung wie in Kapitel 3.5.1.1 beschrieben)

Die Prozesse der Kohlevergasung und Erdgasreformierung entsprechen bis zur Herstellung des Wasserstoffs der Brenngas-Karbonisierung (siehe vorheriges Kapitel). Neben der Nutzung in einigen GuD-Kraftwerken werden diese Prozesse auch schon als Teil der Herstellung von synthetischen Kraftstoffen eingesetzt: Mittels der Fischer-Tropsch-Synthese wird aus dem im ersten Schritt erzeugten Synthesegas unter *Ausschleusung* von CO₂ ein stöchiometrisch günstiges H₂/CO-Verhältnis eingestellt, so dass hochwertige Kohlenwasserstoff-Kraftstoffe hergestellt werden können. Im Gegensatz zur Konzentrierung des CO₂ zum Zwecke der Abscheidung wird der Kohlenstoff hier also in den Kohlenwasserstoffen gebunden. Praktische Erfahrungen können für Kohle (Dry 1982 und Makino 2003) und für Erdgas (Thackeray 2000) entnommen werden.

Nutzungsgrade, Emissionen und Kosten

Zur Gegenüberstellung der Kosten wurden Angaben der IEA ausgewertet (IEA 2003, Dielen 2003). Dort war allerdings nicht zu entnehmen, welche Mengen an CO₂ abgeschieden werden, so dass auch nicht die Kosten pro t CO₂ berechnet werden können. Zu beachten ist, dass sich die Zahlen auf eine zukünftige (2020) zentrale Bereitstellung von Wasserstoff beziehen, in der schon Lerneffekte berücksichtigt sind, und auch nur die rein technischen Kosten wiedergeben. Bei bis zu diesem Zeitpunkt realisierten Anlagen ist mit höheren Kosten zu rechnen. Tab. 3-9 gibt die Berechnungen der IEA wieder, hier in Dollar anstatt Euro angegeben und auf den *oberen Heizwert* (HVV) bezogen angegeben.

Tab. 3-9 Kostenvergleich von Benzin, Diesel, Erdgas mit CO₂-frei erzeugtem Wasserstoff (IEA 2003)

Kraftstoff	Brennstoff (zukünftig)	Restliche Produktion	Trans- port	Betankung	Gesamt (zukünftig)
	<i>\$/GJ_{HHV}</i>	<i>\$/GJ_{HHV}</i>	<i>\$/GJ_{HHV}</i>	<i>\$/GJ_{HHV}</i>	<i>\$/GJ_{HHV}</i>
Herkömmliche Kraftstoffe					
Benzin/Diesel	4 - 5	2	≤ 1	2	8 - 10
Erdgas	3 - 4	n.a.	≤ 1	4	7 - 9
CO₂-frei erzeugter Wasserstoff					
H ₂ aus Erdgasreformierung	3,8 - 6,3	1,2 - 2,7	2	5 - 7	12 - 18
H ₂ aus Kohlevergasung	1,3 - 2,7	4,7 - 6,3	2	5 - 7	13 - 18
H ₂ aus Biomassevergasung	2,9 - 7,1	5-6	2-5	5-7	14-25
H ₂ -Elektrolyse (Wind onshore)	9,8 - 13,1	5	2-5	5-7	22-30
H ₂ -Elektrolyse (Wind offshore)	13,1 - 18,0	5	2-5	5-7	27-37
H ₂ -Elektrolyse (Solarthermie)	19,6 - 26,1	5	2-5	5-7	32-42
H ₂ -Elektrolyse (PV)	39,2 - 65,4	5	2-5	5-7	52-92

Danach zeigt sich, dass „CO₂-freier“ Wasserstoff 50 bis 125% (im Grenzfall der photovoltaischen Bereitstellung sogar um den Faktor 10) teurer ist als herkömmliches Benzin/Diesel oder Erdgas. Die Wasserstoffbereitstellung aus Vergasung bzw. Reformierung inklusive CO₂-Abtrennung und Speicherung stellt sich dabei kostengünstiger dar als die auf Strom aus erneuerbaren Energien basierenden elektrolytischen Verfahren. Maßgeblich ist hierfür der höhere verfahrenstechnische Aufwand für den Umweg über die Stromerzeugung.

Eine generelle Betrachtung von elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff in Abhängigkeit vom eingesetzten Strommix kann dem Abschnitt 3.7.2.2.3 entnommen werden.

3.5.3 CO₂-Verdichtung

Für den Transport wird CO₂ im Allgemeinen zunächst auf 8 bis 12 MPa (Transport an Land) und bis zu 20 MPa (Offshore-Transport) verdichtet (und damit verflüssigt). Innerhalb der ausgewerteten Studien sind die Aufwendungen für die Verdichtung nur in ECOFYS 2004 getrennt ausgewiesen worden. Eine weitere Darstellung findet sich in Gerling 2004.

Als Beispiel wurden dort die Kosten für folgende Anlage berechnet:

- Leistung: 50 kg/s
- Volllaststunden: 7.500 Stunden pro Jahr
- Annuität: 13 % (Diskontierungsrate 10 % bei einer Laufzeit von 15 Jahren)
- Strompreis: 0,04 €/kWh_{el}

Nachfolgende Abbildung zeigt, dass alleine die Stromkosten mehr als die Hälfte der Verdichtungskosten verursachen, gefolgt von den Kosten für Abschreibung und Betrieb.

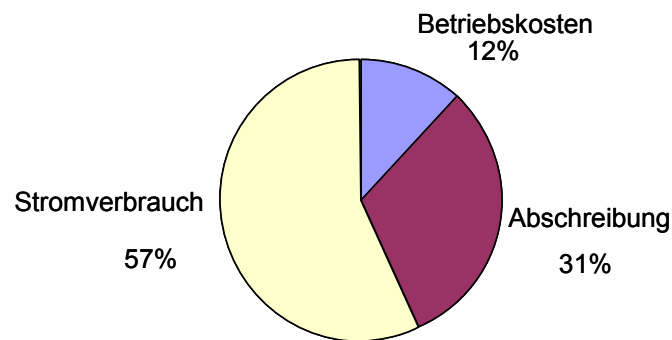


Abb. 3-9 Aufteilung der Kosten (ECOFYS 2004:10)

Abb. 3-10, die die Kostenkurven in Abhängigkeit vom Durchsatz in [kg/s] und der Auslastung (100 % = 8.760 Stunden) darstellt, zeigt, dass die Kosten der Verdichtung in starkem Maße vom Durchfluss abhängen. Kostenseitig besteht damit ein hoher Anreiz die Verdichtung von CO₂ zentral durchzuführen, was bei der Abtrennung am Kraftwerk quasi automatisch gegeben ist.

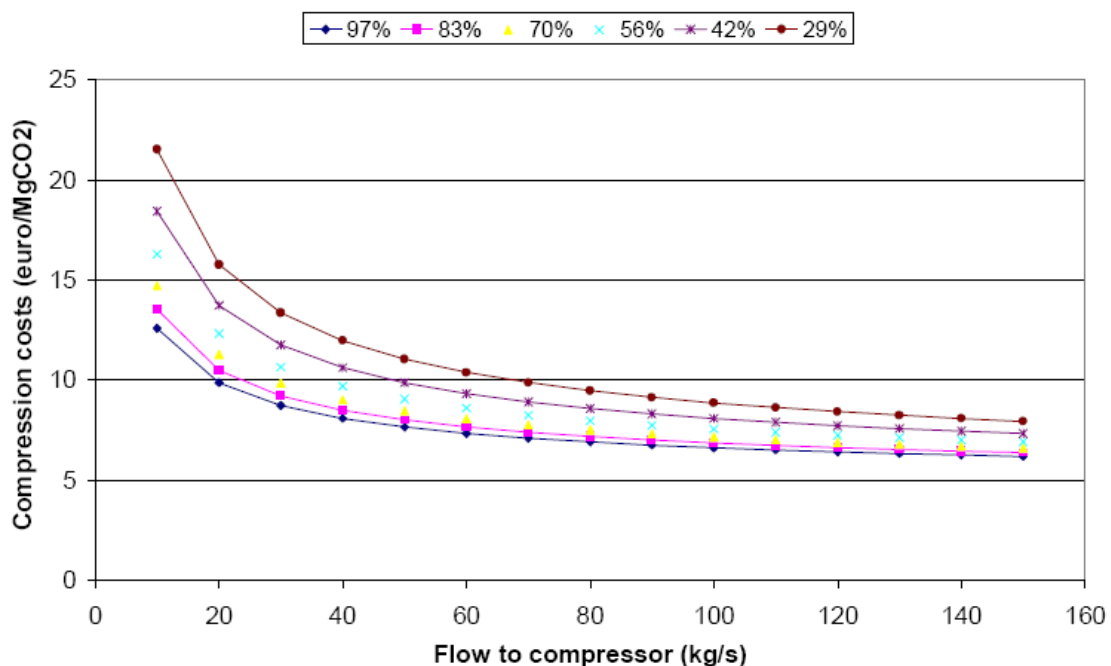


Abb. 3-10 Kosten als Funktion der Kompressorleistung (ECOFYS 2004:10)

In Gerling 2004 werden Angaben aus dem GESTCO-Summary Report 2003 zitiert, nach denen die Kosten für die Verdichtung zwischen 3,5 und 26,1 €/t CO₂ abgeschiedenes CO₂ liegen (bei einem Mittelwert von 8,4 €/t CO₂).

Zusammenfassung

Die Kosten der Verdichtung belaufen sich nach ECOFYS auf 6 bis 10 €/t abgeschiedenes CO₂, geht man von einem Kompressor mit einem Durchsatz größer 100 kg/s aus. Diese Zahlen liegen auch im Rahmen der Darstellung des GESTCO-Projektes. Durch den Strom-

verbrauch für die Kompression sinkt der Nutzungsgrad des Gesamtprozesses damit um weitere zwei Prozentpunkte bei Gas- und 3,5 Prozentpunkte bei Kohlekraftwerken.

3.5.4 CO₂-Transport

Nach der Verdichtung kann das CO₂ sowohl in Pipelines als auch in Schiffen zum Lagerort transportiert werden. Da Letzteres noch nicht praktiziert wird, wird im Folgenden nur der Pipelinetransport betrachtet. Der Transport von CO₂ in Pipelines ist z.B. in den USA bereits gängige Praxis. Die Transportkosten hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab (z.B. Herstellung und Wartung der Pipeline, Länge der Route, Anzahl der zu überbrückenden Hindernisse wie Straßen und Flüsse, Druck und Fließgeschwindigkeit des Gases).

In ECOFYS 2004 wurden fünf sogenannte „Kostenfenster“ definiert, um eine Abschätzung der Transportkosten für unterschiedliche Szenarien (und damit Entfernungen) vornehmen zu können. Danach ergeben sich folgende Kosten, abhängig von der Entfernung:

Tab. 3-10 Transportkosten verschiedener „Kostenfenster“, nach (ECOFYS 2004)

Entfernung Quelle-Speicherort	Durchschnittliche Entfernung	Durchschnittliche Kosten
	km	€/t CO ₂
Kurz	< 50	1
Mittel	50 - 200	3
Lang	200 - 500	5
Sehr lang	500 - 2.000	10
Äußerst lang	> 2.000	30

Ausgehend von diesen Kostenfenstern wurden in (ECOFYS 2004) die Transportkosten für verschiedene Regionen abgeschätzt, jeweils unterschieden nach Speicherung in Aquiferen, Öl- und Gasfeldern an Land und offshore sowie Kohleflözen.

Für die Region „Westeuropa“ wurden Kosten von 3 €/t CO₂ (Aquifere, Öl- und Gasfelder offshore, Kohleflöze) bis 5 €/t CO₂ (Öl- und Gasfelder an Land) angegeben (ECOFYS 2004:30). In der Studie wird jedoch betont, dass dies nur eine sehr grobe Abschätzung darstellt.

Die Zahlen scheinen zudem sehr optimistisch abgeschätzt worden zu sein, denn an anderer Stelle werden in der gleichen Studie gleichzeitig Kosten von 1 bis 6 €/t CO₂ für eine Entfernung von 100 km angegeben, abhängig von der Kapazität und Durchflussgeschwindigkeit (ECOFYS 2004:III). Noch eine breitere Spanne von 0,3 bis 10 €/t CO₂ und 100 km Entfernung wird von IPCC genannt (IPCC 2002:84). Demgegenüber werden von BMWA 2003 als Kosten für einen Transportweg von 50-200 km Entfernung zu Erdgasfeldern 6 bis 18 €/t CO₂ angegeben (BMWA 2003:60).

Zusammenfassung

Als Bandbreite für die Transportkosten werden im Folgenden die Zahlen aus BMWA 2003 verwendet (6 bis 18 €/t CO₂).

3.5.5 CO₂-Speicherung

Für die aus heutiger Sicht besonders bedeutsame geologische CO₂-Speicherung (zur Eingrenzung der Speicheroptionen auf die geologische Speicherung, vgl. Kapitel 3.4), also die Speicherung im Untergrund, kommen im Wesentlichen folgende Möglichkeiten in Betracht¹¹:

- Erschöpfte Erdgasfelder
- Erschöpfte Erdölfelder
- Ausbeutesteigerung von Erdöl- bzw. Erdgaslagerstätten (EOR/EGR, Enhanced Oil/Gas Recovery)
- Wirtschaftlich nicht abbaubare oder unzugängliche Kohleflöze (ECBM, Enhanced Coal Bed Methane) bei gleichzeitiger Flözgasgewinnung
- Tiefe saline Aquifere (salzwasserführende Schichten unter Land und unter Meeresboden)

Aufgrund der geringen Größe der deutschen Erdölfelder kommen für Deutschland nur die *Erdgasfelder*, die *Kohleflöze* und die *Aquifere* in Betracht. Für diese Optionen werden Speicherkosten von 4 bis 6 €/t CO₂ angegeben (BMWA 2003:63f).

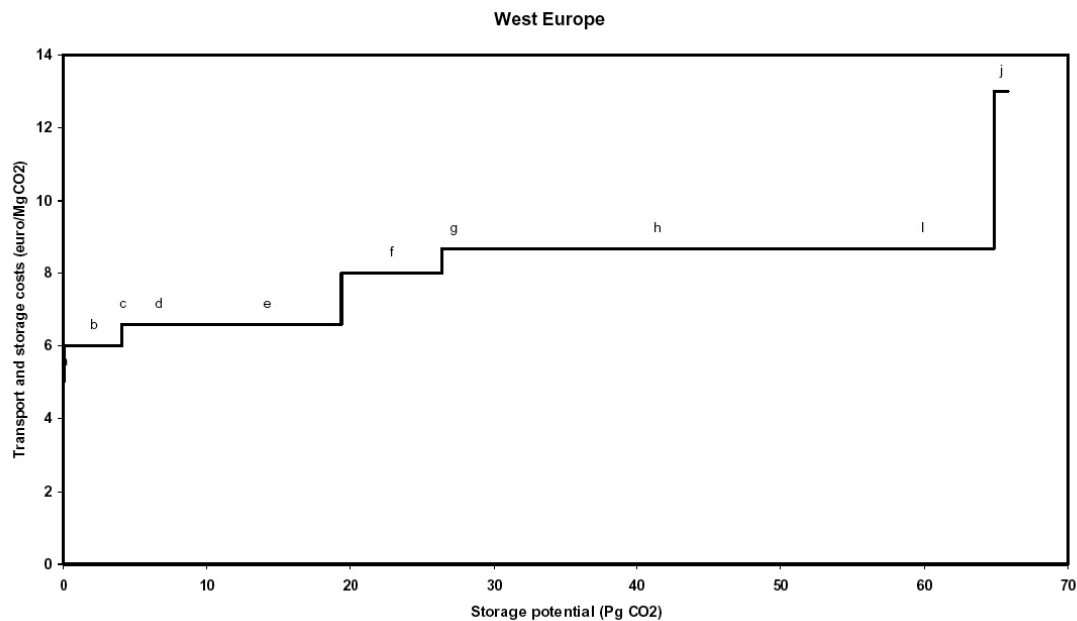
Von ECOFYS wurden detaillierte Kosten für die verschiedensten Speichermöglichkeiten (unterteilt in on- und offshore sowie in unterschiedliche Speichertiefen) zusammengestellt. In Tab. 3-11 die Optionen, die für Deutschland interessant wären, kursiv dargestellt. Danach belaufen sich die Speicherkosten der deutschen Optionen auf 1 bis 8 €/t CO₂ (Erdgasfelder und Aquifere). Betrachtet man auch die Kohleflöze, beträgt die Spanne 1 bis 30 €/t CO₂.

Tab. 3-11 Speicherkosten verschiedener Optionen (ECOFYS 2004:13)

	Speichertiefe		
	1.000 m	2.000 m	3.000 m
	€/t	€/t	€/t
<i>Erdgasfeld onshore</i>	1	2	4
<i>Erdgasfeld offshore</i>	4	6	8
Erdölfeld onshore	1	2	4
Erdölfeld offshore	4	6	8
<i>Aquifer onshore</i>	2	3	6
Aquifer onshore	5	7	11
	Kostenspanne		
	niedrig	mittel	hoch
	€/t	€/t	€/t
EOR onshore	-10	0	10
EOR offshore	-10	3	20
<i>ECBM (Kohleflöze)</i>	0	10	30

¹¹ Eine ausführliche Beschreibung der verschiedenen Verfahren kann dem (durchaus kritischen) Report der IEA (Dielen 2003:20ff) entnommen werden.

Stellt man die verschiedenen Speichermöglichkeiten im Rahmen einer Kosten-Potenzial-Kurve zusammen, ergibt sich das in nachfolgender Abbildung gezeigte Bild.



Legende für West-Europa [ECOFYS 2004]	
a	Remaining oil fields onshore (EOR)
b	Remaining oil fields offshore (EOR)
c	Depleted oil fields onshore
d	Depleted oil fields offshore
e	Remaining gas fields onshore (EGR)
f	Aquifer
g	Depleted oil fields offshore
h	Remaining gas fields offshore (EGR)
i	Depleted gas fields offshore
j	Enhanced Coal Bed Methane (ECBM)

Abb. 3-11 Kosten-Potenzial-Kurve der Speicheroptionen in Westeuropa (ECOFYS 2004)

3.5.6 Gesamte Kette

In nachfolgender Tabelle werden - zunächst nur für die Stromerzeugung - die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Module zusammengefasst, so dass die Gesamtkosten der CO₂-Sequestrierung, des -Transports und der -Speicherung ersichtlich werden. Da die einzelnen Kosten teilweise nur in Bandbreiten abgeschätzt wurden, ist auch das Gesamtergebnis einer Kette nicht als ein einziger Wert darstellbar.

Für die Speicherung werden nur die Optionen berücksichtigt, die für Deutschland interessant sind (siehe oben). Die Speicherung in Kohleflözen wurde hier nicht mit aufgenommen, da ihre Kosten alleine die reinen Abtrennungskosten noch einmal verdoppeln würden.

In der letzten Zeile werden zudem die Anteile der reinen Abtrennung an den Gesamtkosten dargestellt. Sie liegen für die fünf von ECOFYS betrachteten Referenzkraftwerke im Bereich von 53 bis 81 %; die Spanne anderer Untersuchungen beträgt 47 bis 76 %. An zweiter Stelle liegen die Kosten für die Verdichtung und den Transport, während die Speicherung selber die geringsten Kosten aufweist.

Bei der Betrachtung der Speicherkosten sollte darauf hingewiesen werden, dass sie zunächst nur die Kosten des Einbringens in die Reservoirs darstellen - nicht jedoch die Folgekosten, die im Laufe von tausenden und mehr Jahren hinsichtlich der sicheren Verwahrung des in hohen Konzentrationen toxisch wirkenden CO₂ (inklusive der Kosten für Prüfungen, Schließen von Leckagen usw.) anfallen werden. Auch Kosten für Haftungen (z.B. in Form von Versicherungen) werden in der Literatur regelmäßig ausgeblendet.

Tab. 3-12 Kosten verschiedener Ketten von CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung

Kraftwerk ^{a)}	CO ₂ -Abtrennung vor Verbrennung				CO ₂ -Abtrennung nach Verbrennung			
	Erdgas (NGCC)	Bandbreite ^{e)}	Kohle (IGCC)	Bandbreite ^{e)}	Erdgas (NGCC)	Bandbreite ^{e)}	Kohle (Dampf)	Bandbreite ^{e)}
Stromkosten								
in ct/kWh _{el}								
Ohne CO ₂ -Seq.	3,1	2,5 - 4,1	4,8	4,2 - 6,8	3,1	3,8	4,0	2,8 - 4,6
Abscheidung	1,5	0,7 - 1,8	1,6	1,4 - 2,6	1,0	1,2	2	1,4 - 4,8
Weitere Kosten, darin	0,3 - 0,7	0,66 - 1,4	0,7 - 1,4	0,22 - 1,8	0,3 - 0,7	0,3 - 0,7	0,7 - 1,4	0,78 - 1,8
- Verdichtung	0,2 - 0,3	0,4 - 0,6	0,4 - 0,6	0,1 - 0,8	0,2 - 0,3	0,2 - 0,3	0,4 - 0,7	0,5 - 0,8
- Transport	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,2 - 0,3	0,1 - 0,4	0,1 - 0,2	0,1 - 0,2	0,2 - 0,3	0,2 - 0,4
- Speicherung	0,03 - 0,2	0,06 - 0,5	0,1 - 0,5	0,024-0,6	0 - 0,2	0 - 0,2	0,1 - 0,6	0,08 - 0,6
Mit CO ₂ -Seq.	4,9 - 5,3	3,86 - 7,3	7,1 - 7,8	5,82-11,2	4,4 - 5,1	5,3 - 5,7	6,7 - 7,6	4,98-11,2
Differenz	58 - 71%	54 - 78%	48 - 63%	39 - 65%	42 - 65%	40 - 50%	68 - 90%	78-143%
Kosten CO₂-Vermeidung								
in €/t CO ₂								
Abscheidung	43	27 - 62	26	18 - 110 14 - 32 ^{c)}	37	25 - 39 ^{c)}	29	18 - 60 38 - 39 ^{c)}
Weitere Kosten, darin	10 - 23	16 - 34	10 - 23	16 - 34	10 - 23	16 - 34	10 - 23	16 - 34
- Verdichtung	6 - 10	6 - 10	6 - 10	6 - 10	6 - 10	6 - 10	6 - 10	6 - 10
- Transport	3 - 5	6 - 18 ^{c)}	3 - 5	6 - 18 ^{c)}	3 - 5	6 - 18 ^{c)}	3 - 5	6 - 18 ^{c)}
- Speicherung	1 - 8 ^{d)}	4 - 6 ^{c)}	1 - 8 ^{d)}	4 - 6 ^{c)}	1 - 8 ^{d)}	4 - 6 ^{c)}	1 - 8 ^{d)}	4 - 6 ^{c)}
Kosten CO₂-Seq.	53 - 66	43 - 96	36 - 49	30 - 144	47 - 60	41 - 73	40 - 53	46 - 64
Anteil Abscheidung	65 - 81%	63 - 65%	53 - 72%	47 - 76%	62 - 79%	53 - 61%	57 - 75%	47 - 65%

^{a)} Alle fünf Kraftwerke sind auf eine einheitliche Leistung von 500 MW_{el} standardisiert.

^{b)} Die Nutzungsgrade beziehen sich auf den Heizwert Hu.

^{c)} Die mit c) gekennzeichneten Werte stammen aus BMWA 2003.

^{d)} Ohne Kohleflöze - mit ihnen würde die Spanne 1-30 €/t CO₂ betragen.

^{e)} Wenn nicht anders gekennzeichnet, stammen die Werte für die Bandbreiten aus ECOFYS 2004.

3.5.7 Lernkurven (Strom und CO₂-Sequestrierung)

Von ECOFYS wurde weiterhin der Versuch gemacht, die Kostenentwicklung der untersuchten Systeme mittels Lernkurven abzuschätzen (ECOFYS 2004:32). Ausgangspunkt war dabei die Annahme, dass die oben dargestellten Referenzsysteme bereits über den Status von Demonstrations- und Pilotanlagen hinaus gehen und sich schon auf eine angenommene zukünftige Serienfertigung (full-scale plants) beziehen. Für diese Serienfertigung wird unterstellt, dass sie bereits dann erreicht ist, wenn zwei Prozent des Gesamtpotenzials der CO₂-Speicherung ausgeschöpft sind. Diese Kosten wurden daher als Ausgangswert für die Lernkurvenentwicklung verwendet. Zur Abschätzung wurden die folgenden Lernfaktoren verwendet:

- Für die reine Abtrennung wurde ein Lernfaktor von 12 % angesetzt¹². Er leitet sich aus ähnlichen Lernfaktoren von Rauchgasentschwefelungsanlagen (deSOx-Anlagen) bzw. SRC-Anlagen zur NO_x-Verminderung (deNOx-Anlagen) ab. Auch Riahi et al. 2004 verwenden einen Lernfaktor von 12 % für die verschiedenen CCS-Techniken.
- Für den Transport wurde ein Lernfaktor von 5 % angenommen.
- Bei der Speicherung müssen die unterschiedlichsten Optionen mit unterschiedlichen Lernfaktoren berücksichtigt werden. So wird der Lernfaktor für das Füllen erschöpfter Erdgas- oder Erdölfelder geringer sein als für die Ausbeutesteigerung von Erdöllagerstätten oder die Nutzung von Kohleflözen. Es wurde daher ein mehr willkürlicher Lernfaktor von 8 % angesetzt

Nachfolgende Abbildung gibt die in ECOFYS ermittelten Lernkurven für CO₂-Abtrennung, -Transport und -Speicherung wieder.

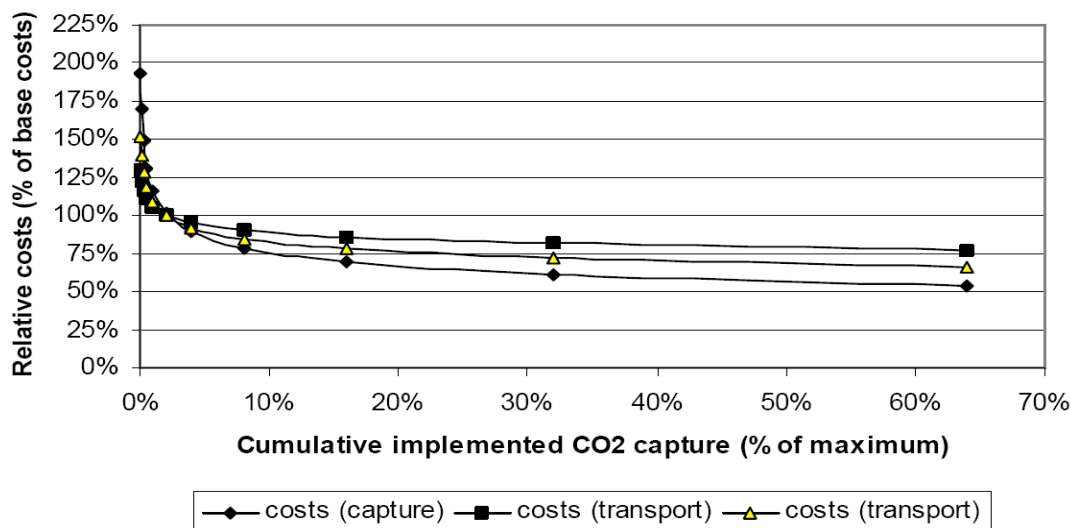


Abb. 3-12 Lernkurven für CO₂-Sequestrierung, -Transport und -Speicherung (ECOFYS 2004:33)

Danach wären im Zuge einer großtechnischen Markteinführung noch signifikante Lerneffekte und damit verbundene Kostendegressionen zu erwarten. Bezüglich der sich tatsächlich

¹² Der Lernfaktor beschreibt die zu erwartende Kostenreduktion bei einer Verdopplung der kumulierten Produktion (bzw. in diesem Fall erfolgte Speicherung).

zukünftig realistischer Weise einzustellenden Kostenstrukturen besteht aber noch ein erheblicher Forschungsbedarf.

In der weiteren Arbeit wird noch detaillierter eingegangen auf folgende Aspekte:

- Zeitpunkt der Verfügbarkeit, möglicher großtechnischer Einsatzzeitpunkt – DLR/ZSW
- Technologische Grenzen und offene Fragen – ZSW
- (Qualitativ) erforderlicher F&E-Aufwand - ZSW
- Zusätzliche (fortgeschrittene, visionäre) Verfahren der CO₂-Abtrennung und Speicherung, die bisher nicht im Fokus der Betrachtungen sind - ZSW

3.6 Kompatibilität mit anderen Klimaschutzoptionen (vor allem Ausbau der dezentralen Stromerzeugung)

Die CO₂-Abtrennung und Speicherung knüpft aufgrund der mit ihr verbundenen hohen Kosten und infrastrukturellen Aufwendungen zwangsläufig primär an einer zentralistischen Großkraftwerksstruktur an. Es bleibt zu diskutieren, in wie weit die CO₂-Abtrennung und Speicherung nur auf diese zentrale Einrichtungen beschränkt bleibt oder ob und wie perspektivisch auch die Vielzahl kleinerer Emittenten (z.B. Brennstoffzellen zur stationäre Hausenergieversorgung, Kraftfahrzeuge¹³) hierfür direkt oder indirekt (z.B. vorgeschaltete Vergasung, CO₂-Abtrennung aus der Luft) erschlossen werden können.

Die Einbeziehung in dezentrale Strukturen ist zumindest indirekt über die Verknüpfung mit dem Einstieg in eine Wasserstoffenergiewirtschaft möglich. Der Wasserstoff würde dabei zentral hergestellt, über neue oder bestehende¹⁴ Rohrleitungssysteme verteilt und könnte dann dezentral beispielsweise zur Strom- und/oder Wärmebereitstellung oder in mobilen Energieverbrauchern Anwendung finden. Auf der einen Seite würde hierdurch die Prozesskette ausgeweitet und damit zusätzliche Energieverluste impliziert, auf der anderen Seite ermöglichen gerade (reine) Wasserstoffanwendungen hohe Umsetzungswirkungsgrade. Inwieweit der Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft und in welchen Applikationen und Zeiträumen sinnvoll ist und zu einer vernünftigen Energiebilanz führt bleibt demnach zu prüfen.

Als nächster Arbeitsschritt ist diesbezüglich ein systematischer Vergleich der aus bestehenden Szenarioanalysen ableitbaren Strategieoptionen für den Klimaschutz und der CO₂-Abtrennung und Speicherung notwendig.

¹³ Die Abtrennung im Fahrzeug selber ist schon vor dem Hintergrund des mehr als drei mal so hohen Gewichtes des Verbrennungsrückstandes CO₂ im Vergleich zum Kohlenstoff im Mineralöl problematisch und wirkt sich zwangsläufig deutlich auf die Energiebilanz aus.

¹⁴ Z.B. Einspeisung in das Erdgasnetz.

3.7 Konkurrierende Klimaschutzoptionen für die CO₂-Abtrennung und Speicherung

3.7.1 Grundsätzliche Einordnung

Im Rahmen der Arbeiten für die Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ sind im konkurrierenden Gutachterverfahren je drei unterschiedliche Pfade für das Erreichen engagierter Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 entwickelt und diskutiert worden. Dabei zeigt sich für den Bereich der Stromversorgung, dass das Erreichen der Zielsetzung mittel- bis langfristig von der Realisierbarkeit von drei zentralen Optionen abhängt, während kurzfristig vor allem mit der rationelleren Energieanwendung und –umwandlung (inkl. Verbesserung des Kraftwerksprozess) unter Einbeziehung der Stromeinsparung sowie dem weiteren Ausbau der Nutzung heimischer regenerativer Primärenergieressourcen wesentliche Beiträge erreicht werden können. Zu unterscheiden ist dabei zwischen

- der großtechnischen Umsetzung der CO₂-Abtrennung und Speicherung¹⁵,
- der Implementierung eines REG-Verbundsystems zwischen Westeuropa und dem nördlichen Afrika und
- einer Renaissance der Kernenergie.

¹⁵ Für die CO₂-Abtrennung und Speicherung wurde am Ende des Betrachtungszeitraums im Jahr 2050 von einem jährlichen Umfang von 202 bis 260 Mio. t ausgegangen, kumuliert betrachtet erreicht die zu speichernde Menge an CO₂ im Jahr 2050 eine Größenordnung von 2.020 bis 4.500 Mio. t, was im letztgenannten Fall schon deutlich an die pessimistisch geschätzte Grenze der nationalen Speicherpotenziale heranreicht (vgl. Enquête 2002).

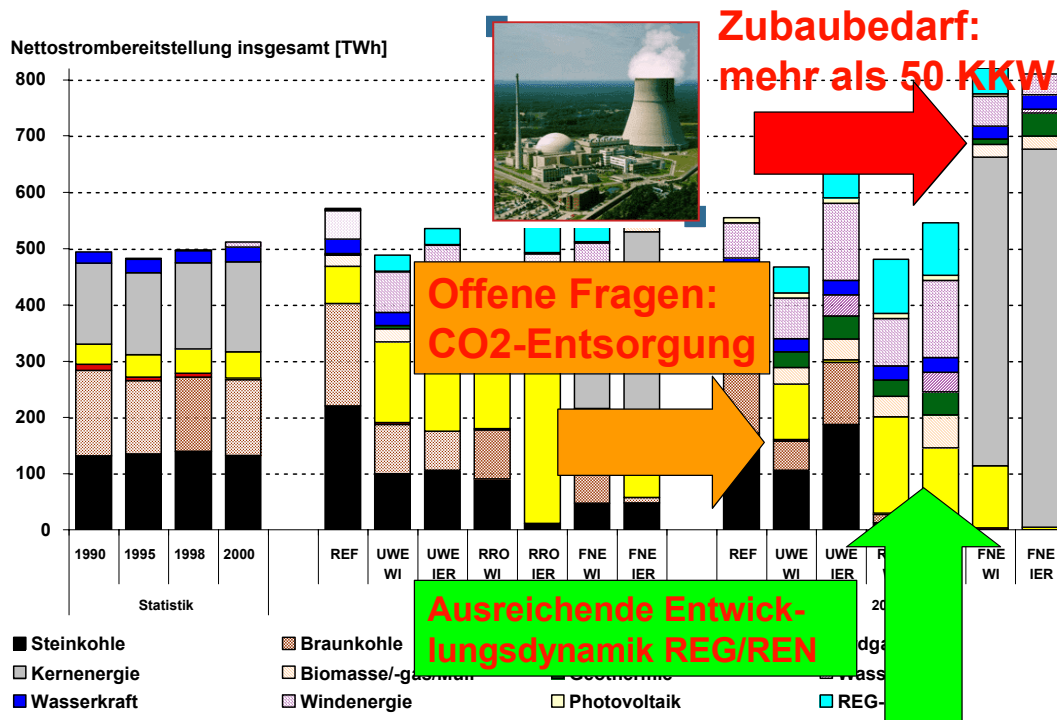


Abb. 3-13 Unterschiedliche Entwicklungspfade der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ für die Stromerzeugung (Enquête 2002) – Index WI: Szenarien des Wuppertal Instituts, Index IER: Szenarien des Instituts für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart

In allen Feldern sind aus heutiger Sicht noch offene Fragen erkennbar (vgl. Abb. 3-13), die einer möglichst zügigen Klärung bedürfen. Auch wenn sich die drei genannten Strategien zum Teil miteinander kombinieren lassen, scheint doch eine baldige Grundsatzentscheidung, in welche Richtung der Umbau des Energiesystems erfolgen soll und damit der spätestens im nächsten Jahrzehnt anstehende Kraftwerkersatzbedarf gesteuert werden soll unvermeidlich. Insbesondere betrifft dies – geht man von der derzeitigen Beschlusslage für die Kernenergie auch weiterhin aus, was angesichts der sich nicht geänderten Akzeptanz gerechtfertigt erscheint - die scheinbare Konkurrenzsituation zwischen der CO₂-Abtrennung und Speicherung und dem großtechnischen Import von Strom aus erneuerbaren Energien aus dem Ausland. Vor diesem Hintergrund sind vor allem folgende Aspekte von Bedeutung

- bis wann sind großtechnische Lösungen verfügbar?
- wie passt das Technologieangebot (Entwicklungshorizont) auf der Zeitachse zusammen mit dem Kraftwerksausbaubedarf?
- wie ist die ökonomische Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Optionen einzuschätzen und wie ändert sich dieses Verhältnis ggf. auf der Zeitachse (z.B. im Zuge steigender fossiler Energieträgerpreise)?
- welche Impulse können von einer Umsetzung auf die internationale Ebene ausgehen?
- etc.

Vergleichbare Fragen stellen sich auch für die globale Ebene Eine entsprechende Analyse wird in die weitere Bearbeitungsphase einbezogen.

Abb. 3-14 gibt einen ersten groben Überblick über die mögliche zeitliche Verfügbarkeit verschiedener Technologien, die einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten können. Die diesbezügliche Darstellung zeigt bereits, dass einige der CCS Technologien nicht vor dem Jahr 2020 großtechnisch einsatzbereit sein dürften und damit anderen Entwicklungslinien zum Teil nachhängen. Die Übersicht ist im Verlaufe der Untersuchung noch zu spezifizieren.

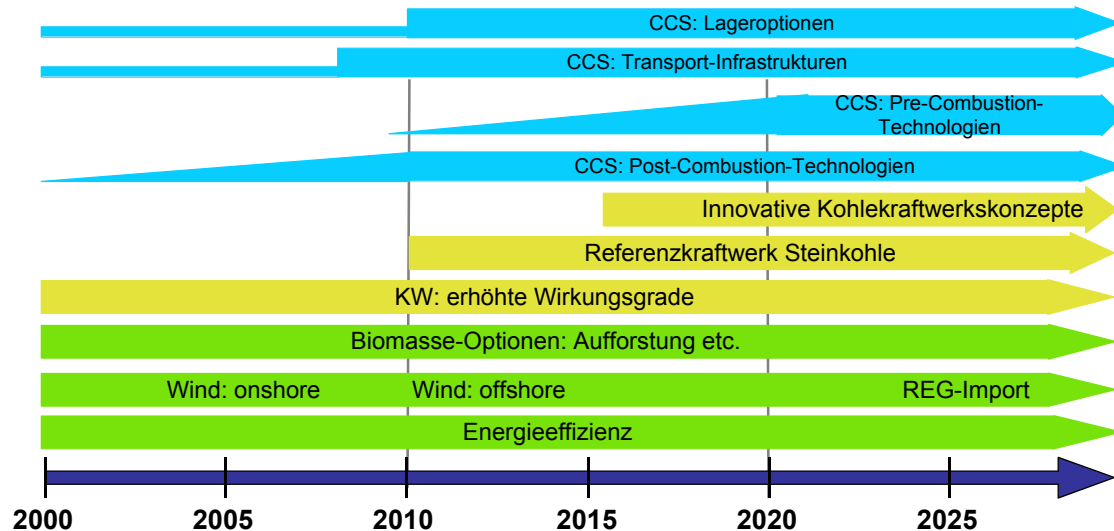


Abb. 3-14 Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit

Exkurs: Erste globale Rechnungen zu den Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der CO₂-Abtrennung und Speicherung

Carbon-Capturing und -Sequestration (CCS) als End-of-the-Pipe-Technologie gewinnt seine Relevanz einerseits durch die Notwendigkeit einer zügigen Verminderung der globalen Treibhausgasemissionen, um einen globalen Klimawandel mit schweren Folgen zu vermeiden und andererseits dadurch, dass u. U. Effizienzsteigerungen und der massive Einsatz erneuerbarer Energien allein nicht ausreichen könnten, um einen kostengünstigen Klimaschutz zu ermöglichen. CCS könnte damit eine Brückenoption wahrnehmen, um die für den Umbau des Energiesystem nötige Zeit zu gewinnen. Dass CCS nicht die endgültige Lösung der Klimaproblematik sein kann, liegt zum einen daran, dass die fossilen Ressourcen erschöpfbar sind, und zum anderen daran, dass das unterirdisch (oder im Extremfall in den Ozeanen) eingelagerte CO₂ langfristig (über mehrere hundert Jahre) wieder langsam ausgasen wird – und damit letztlich doch in die Atmosphäre gelangt. Unter Berücksichtigung der natürlichen Abbauraten des Kohlenstoffs in der Atmosphäre könnte die Aufgabe von CCS darin liegen, die Spitzenbelastungen der Atmosphäre im 21. Jahrhundert und damit extreme Klimaveränderungen zu vermeiden.

Vor diesem Hintergrund sind am PIK erste Versuche unternommen worden, die Option des CCS in globale Energiewirtschaftsmodelle (hier MIND) zu integrieren. Eine erste Serie von Modellergebnissen erlaubt es dabei, die Bedeutung dieser Option folgen-

dermaßen zu charakterisieren: Neben der Effizienzsteigerung der fossilen Energienutzung erlaubt CCS eine längere Nutzung fossiler Ressourcen und ermöglicht eine spätere Einführung erneuerbarer Energieträger. Es können dabei zwei verschiedene Pfade in Betracht kommen. Zunächst gibt es die Möglichkeit, dass CCS eine vorübergehende Option ist, die etwa im Zeitraum zwischen 2020 bis 2060 zum Einsatz kommt. Zum anderen scheint es möglich, dass CCS vor allem gegen Ende des Jahrhunderts hin ein stetig steigendes Gewicht erhält. Im ersten Fall könnte CCS dazu dienen, die Zeit der notwendigen Lernprozesse hinsichtlich der Entwicklung erneuerbarer Energien zu verlängern. Umfangreiche Sensitivitätsanalysen haben bereits gezeigt, dass für plausible Lernraten der erneuerbaren Energieträger bis 2050 dann etwa 120 Gigatonnen Kohlenstoff eingefangen und in geologischen Formationen gelagert werden müssten (Edenhofer et. al., Bauer et.al 2004). Im zweiten Fall verdrängt CCS die erneuerbaren Energien sehr viel stärker, weil annahmebedingt die relative Vorteilhaftigkeit die fossilen Energieträger weiterhin favorisiert. In diesem Falle werden bis 2050 die fossilen Energieträger zwar wie im heutigen Umfang genutzt, unabhängig davon erreicht der Anteil der erneuerbaren Energieträger bis 2050 aber auch schon 20 %.

Innerhalb des Modells hängt die optimale Menge von CCS einerseits von der Lernrate der erneuerbaren Energieträger und andererseits von der Leckage-Rate ab. Beide Werte sind in hohem Maße unsicher; empirische Daten stehen entweder nicht zur Verfügung, wie im Fall der Leckagerate oder es ist zweifelhaft, ob sie ihre Aussagekraft für eine Modell-Validierung ausreicht. Aus diesem Grund wurden umfangreichere Monte-Carlo-Experimente durchgeführt, die zeigen, dass in der Tat die Lernrate der erneuerbaren Energieträger als auch die Leckage-Rate die Rolle von CCS entscheidend bestimmen. Bei günstigen Parameterkonstellationen kann CCS quantitativ eine große Rolle spielen (100 bis 120 Gigatonnen bis 2050).. Die daraus folgendne ökonomischen Risiken von CCS können folgendermaßen beschrieben werden: Investitionen in Backstop-Technologien (erneuerbare Energien) werden verzögert und damit deren Kostenreduktionen verhindert. Sind die Leckage-Raten oder die Energieverluste, die durch CCS induziert werden (die sogenannte "energy penalty" von CCS), andererseits relativ hoch, dann ist CCS keine bedeutende Brücke zu einem nachhaltigen Energiesystem. Ökonomisch betrachtet hängt die Effizienz von CCS in erster Linie von den Leckage-Raten, den Grenzkosten von CCS (einschließlich der Energieverluste durch CCS), den verfügbaren Deponiekapazitäten und den Kosten der anderen Vermeidungsoptionen ab.

Fazit: Die Lernrate und Marktpenetrationsgeschwindigkeit (Ergänzung jenseits der Modellrechnungen: aber auch der Energieeffizienz) bestimmen ganz entscheidend die Rolle von CCS in Klimaschutzszenarien.

3.7.2 Kostenermittlung auf der Basis gleicher ökonomischer Eckdaten und Brennstoffpreise und Vergleich mit Gestehungskosten aus erneuerbaren Energiequellen

3.7.2.1 Kostenbetrachtung Stromerzeugung

3.7.2.1.1 Kostenanalyse CO₂-Abtrennung

Im Abschnitt 3.5 wurden die Gestehungskosten von Strom und Wasserstoff aus den relevantesten Literaturquellen dargestellt. Die Kosten wurden jedoch auf der Basis unterschiedlicher ökonomischer Eckdaten, wie Zinssätze und Abschreibungsdauern, und teilweise sehr verschiedener Primärenergie- bzw. Brennstoffpreise ermittelt. Allein die unterschiedlichen Annahmen zur Annuität und zur Ausnutzungsdauer (Tabelle 3-12) führen zu Unterschieden in der Kostenberechnung von bis zu 20%. Weiterhin können unterschiedliche Kraftwerksgrößen zu verschiedenen spezifischen Investitionskosten führen. Auch die Unterschiede in den Brennstoffpreisen sind beträchtlich, wobei i. allg. auch keine Steigerungsraten über die Betriebsdauer der Anlagen (z.B. zwischen 2020 und 2050) angenommen wurden. Die Angaben aus drei wichtigen Quellen ([IEA 2003, ECOFYS 2004, Williams (IPCC) 2002] werden daher im Folgenden nochmals auf der Basis gleicher Ausgangsdaten gegenübergestellt und mit der vorerst hier definierten Referenztechnologie (DLR 2004) verglichen. Die Werte stellen die Situation in 2020 dar; für „Referenz DLR 2004“ wurde dabei die untere Preisvariante gewählt.

Tab. 3-13 Eckdaten für die Berechnung der Stromkosten fossiler Kraftwerke

		IEA (2003)	ECOFYS (2004)	Williams (2002)	Referenz DLR (2004)
Zinssatz	%/a	10	10	12	10
Abschreibungsdauer	a	30	25	15	25
Annuität	%/a	10,6	11,0	15,0	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	8 200	7 500	7 000	7 000
Ungefährer Einfluss auf die Stromgestehungskosten		0,85	0,93	1,10	1,00
Brennstoffpreise					
– Erdgas	€/GJ	3,20	3,00	3,93	4,78 (*)
– Steinkohle	€/GJ	1,60	2,00	1,24	1,97 (*)
(*) : Die Werte stellen die untere Preisvariante für 2020 dar.					

Die angenommene Entwicklung der Brennstoffpreise hat sowohl Auswirkung auf die Kostenunterschiede zwischen Technologien mit CO₂-Rückhaltung gegenüber solcher ohne Rückhaltung (wegen der unterschiedlichen Wirkungsgrade) als insbesondere auch hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit mit den CO₂-freien Technologien auf der Basis erneuerbarer Energiequellen. Für den folgenden Vergleich sind daher verschiedene Preisszenarien für die

Entwicklung der Erdgas- und Steinkohlepreise für Kraftwerke benutzt worden¹⁶. Sie wurden auch der BMU-Untersuchung „Ökologisch optimierter Ausbau erneuerbarer Energien“ zu Grunde gelegt (Tabelle 3-13), die teilweise wiederum auf den Annahmen der Enquete-Kommission (untere Variante) aufbauen.

- In der unteren Variante steigen die Preise nur moderat, der (reale) Erdgaspreis liegt in 2050 nur um 60 % über dem des Jahres 2000, der von Steinkohle um 40 %. Das Ausgangsniveau 2000 ist allerdings mit 1,5 ct/kWh_{th} bzw. 4,17 €/GJ bereits höher als die Annahmen in IEA 2003 und ECOFYS 2004. Bei der Kohle fallen die sehr niedrigen Annahmen für das amerikanische Umfeld (Williams 2002) auf.
- Angesichts der sich abzeichnenden Verknappung und derzeitigen deutlichen Verteuerung fossiler Energierohstoffe (auch die Importpreise von Kohle sind in den letzten Monaten deutlich gestiegen) kommt der mittleren Variante aus heutiger Sicht eine besondere Bedeutung zu. Erdgas im Jahr 2050 ist hier mit knapp 3,5 ct/kWh_{th} um 130 % teurer als heute, der Steinkohlepreis hat sich mit 80 % -Anstieg beinahe verdoppelt.
- Die obere Variante berücksichtigt ab 2015 noch zusätzliche Emissionskosten von 15 €/t CO₂ wie sie durchaus zu diesem Zeitpunkt aus dem zum Jahr 2005 EU-weit eingeführten Emissionshandelssystem resultieren können¹⁷. Bei Technologien ohne CO₂-Rückhaltung verteuern diese die Energiebereitstellung entsprechend einem äquivalenten Aufschlag von 0,3 ct/kWh_{th} bei Erdgas und von 0,5 ct/kWh_{th} bei Steinkohle. Entsprechend profitieren CO₂-Rückhaltetechnologien von dann geringeren Kostendifferenzen zu Technologien ohne CO₂-Rückhaltung.

Tab. 3-14 Entwicklung der (realen) Brennstoffpreise für fossil gefeuerte Kraftwerke.

Quelle: BMU 2000 (Umrechnungen: 1 GJ = 277,8 kWh_{el}; 1 t SKE = 29,31 GJ; 1 €/GJ = 0,36ct/kWh_{el})

¹⁶ Auf eine direkte Betrachtung der in letzter Zeit stark gestiegenen Ölpreise kann hier verzichtet werden, da Öl in der Stromerzeugung in Deutschland, Europa aber auch der meisten Industrieländer insgesamt nicht von Bedeutung ist. Indirekt ist die Ölpreisentwicklung natürlich für den Erdgaspreispfad relevant.

¹⁷ Nach den im Nationalen Allokationsplan (NAP) festgelegten Regeln werden neuen Kraftwerken oder auch Ersatzanlagen aber für einen Zeitraum von 14 respektive 4+14 Jahren Emissionsbudgets nach Bedarf zugewiesen bzw. die Emissionen der Altanlagen angesetzt, so dass für einen bestimmten Betrachtungszeitraum keine Zertifikatskäufe zu erwarten sind.

	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Mittelwert 20-50	Anstieg 20 - 50 %/a
Untere Variante												
Erdgas												
ct/kWh th	1,50	1,55	1,62	1,72	1,83	1,94	2,05	2,16	2,30	2,43	2,06	1,38
EUR/GJ	4,17	4,31	4,50	4,78	5,09	5,39	5,70	6,00	6,39	6,76	5,73	
Steinkohle												
EUR/t	48,4	55,4	56,5	57,6	58,8	59,9	61,9	63,8	66,4	69,0	62,5	
ct/kWh th	0,59	0,68	0,69	0,71	0,72	0,74	0,76	0,78	0,81	0,85	0,77	0,66
EUR/GJ	1,65	1,89	1,93	1,97	2,00	2,04	2,11	2,18	2,27	2,35	2,13	
Braunkohle												
ct/kWh th	0,40	0,43	0,445	0,46	0,475	0,49	0,505	0,52	0,54	0,55	0,51	0,65
EUR/GJ	1,11	1,20	1,24	1,28	1,32	1,36	1,40	1,45	1,49	1,53	1,40	
Mittlere Variante												
Erdgas												
ct/kWh th	1,50	1,81	1,98	2,15	2,38	2,61	2,82	3,02	3,24	3,46	2,81	2,03
EUR/GJ	4,17	5,03	5,50	5,98	6,62	7,26	7,83	8,40	9,01	9,62	7,81	
Steinkohle												
EUR/t	48,4	62,0	65,0	68,0	70,8	73,5	76,9	80,3	84,0	87,6	77,3	
ct/kWh th	0,59	0,76	0,80	0,83	0,87	0,90	0,94	0,99	1,03	1,08	0,95	0,96
EUR/GJ	1,65	2,12	2,22	2,32	2,41	2,51	2,62	2,74	2,86	2,99	2,64	
Braunkohle												
ct/kWh th	0,40	0,44	0,44	0,48	0,50	0,52	0,54	0,56	0,58	0,60	0,54	0,83
EUR/GJ	1,11	1,22	1,22	1,33	1,39	1,45	1,50	1,56	1,61	1,67	1,50	
Obere Variante												
Erdgas	(15 EUR/t CO ₂ -Aufschlag ab 2015: Steinkohle = 0,5 , Erdgas = 0,3 und Braunkohle = 0,6 ct/kWh th)											
ct/kWh th	1,50	1,81	2,28	2,45	2,68	2,91	3,12	3,32	3,54	3,76	3,11	1,78
EUR/GJ	4,17	5,03	6,34	6,81	7,45	8,09	8,66	9,23	9,84	10,45	8,65	
Steinkohle												
EUR/t	48,4	62,0	105,7	108,7	111,5	114,2	117,6	121,0	124,7	128,3	118,0	
ct/kWh th	0,59	0,76	1,30	1,33	1,37	1,40	1,44	1,49	1,53	1,58	1,45	0,60
EUR/GJ	1,65	2,12	3,61	3,71	3,80	3,90	4,01	4,13	4,25	4,38	4,03	
Braunkohle												
ct/kWh th	0,40	0,44	1,04	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16	1,18	1,20	1,14	0,37
EUR/GJ	1,11	1,22	2,89	3,00	3,06	3,11	3,17	3,22	3,28	3,34	3,17	

In Tab. 3-14 sind die Kenndaten von drei Kraftwerkstypen zusammengestellt, die für einen frühen Einsatz (ab 2015) von CO₂-Rückhaltetechniken von besonderer Bedeutung sind. Dies sind

- hocheffiziente Steinkohle-Dampfkraftwerke (SK-Dampf)
- Steinkohle-GuD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung (SK-IGCC) und
- gasgefeuerte GuD-Kraftwerke (GuD).

Sie werden in allen relevanten Quellen berücksichtigt. Erdgasgefeuerten Dampfkraftwerke wurden nur in (ECOFYS 2004) zusätzlich untersucht. Sie sind aber wegen deutlich geringerer Wirkungsgrade im Vergleich zu GuD-Kraftwerken für eine CO₂-Rückhaltung nicht von größerem Interesse. Deutliche Einschätzungsunterschiede ergeben sich bei SK-Dampfkraftwerken. Die aufgeführten Angaben der Referenzkraftwerke (Referenz DLR 2004) berücksichtigen deshalb in besonderen Maße die deutsche Situation. So sind die Daten des SK-Dampfkraftwerks 2020 in Anlehnung an das KONZEPT Referenzkraftwerk NRW (VGB 2004) festgelegt worden. Bei erdgasgefeuerten GuD-Kraftwerken sind die Unterschiede in den Annahmen deutlich geringer. SK-IGCC-Kraftwerke werden allgemein im Jahr 2020 noch als deutlich teurer eingeschätzt.

Die resultierenden Stromgestehungskosten im Jahr 2020 liegen unter diesen Annahmen **für Kohlekraftwerke bei 3,73 – 3,99 ct/kWh_{el}** und bei **Gas-GuD-Kraftwerken bei 3,98 – 4,70 ct/kWh_{el}**. Effiziente moderne „konventionelle“ Kohlekraftwerke sind also bei den angenommenen Kostenrelationen in allen Preisvarianten kostengünstiger als Gas-GuD-KW. Bei Vergasung der Kohle sind um rund 0,8 ct/kWh_{el} höhere Kosten zu erwarten. Ein CO₂-Aufschlag von 15 €/t verteuert Kohlestrom um 1,1 ct/kWh_{el} und Erdgasstrom um 0,5 ct/kWh_{el} was die Kostenrelationen zwischen beiden Optionen zu diesem Zeitpunkt umkehrt.

Tab. 3-15 Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (ohne Rückhaltung und Speicherung von CO₂)

		IEA (2003)	ECOFYS (2004)	Williams (2002)	Referenz DLR (2004)
Steinkohle (Dampf)					
Leistung	MW	k.A.	500	460	800
Nutzungsgrad	%	44	42	42,7	46
Investition	€/kW _{el}	1 086	1 085	1 425	950
Betrieb, Wartung	€/kW _a	33,0	50,0	72,1	48,3
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}				
– untere Variante		3,79	4,11	4,94	3,73
– mittlere Variante		4,06	4,40	5,22	3,99
– obere Variante		5,19	5,59	6,39	5,09
Steinkohle (Integrierte Kohlevergasung mit GuD, IGCC)					
Leistung	MW	k.A.	500	425	800
Nutzungsgrad	%	46	47	43,1	48
Investition	€/kW _{el}	1 335	1 685	1 557	1 450
Betrieb, Wartung	€/kW _a	37,1	57,5	59,3	54,6
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}				
– untere Variante		4,24	4,98	4,94	4,54
– mittlere Variante		4,50	5,24	5,22	4,79
– obere Variante		5,58	6,30	6,38	5,83
Erdgas – GuD					
Leistung	MW	k.A.	500	385	800
Nutzungsgrad	%	59	58	53,6	60
Investition	€/kW _{el}	424	480	590	400
Betrieb, Wartung	€/kW _a	14,8	37,3	23,3	34,1
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}				
– untere Variante		3,79	4,25	4,48	3,98
– mittlere Variante		4,53	5,00	5,27	4,70
– obere Variante		5,03	5,51	5,83	5,20

Werden mittlere Stromkosten über die gesamte Nutzungsdauer betrachtet (vgl. dazu auch Tab. 3-15) so liegen diese bei Kohlestrom um max. 0,3 ct/kWh_{el} über denjenigen des Jahres

2020, bei Erdgasstrom wegen höherer Preissteigerungsraten und der generell höheren Bedeutung der anteiligen Brennstoffpreise um 0,6 bis 1,1 ct/kWh_{el} höher.

In Tab. 3-16 sind in gleicher Weise die Daten dieser Kraftwerke mit Rückhaltung von CO₂ gegenübergestellt. Bei SK-Dampfkraftwerken und Gas-GuD-Kraftwerken handelt es sich um eine CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung, bei SK-IGCC-Kraftwerken um Abtrennung vor der Verbrennung. Die unter [Referenz DLR 2004] dargestellten Daten sind derzeit „beste Schätzungen“ auf der Basis aller berücksichtigten Quellen und den Ausgangskraftwerken entsprechend Tabelle 3.8. Alle Angaben gehen dabei von voll kommerziell betriebenen Anlagen in größerer Anzahl aus, die bereits eine gewisse Lernphase durchlaufen haben. Kosten für erste Anlagen würden also höher liegen. Die resultierenden Stromgestehungskosten liegen in 2020 für „CO₂-arme“ **SK-Kraftwerke zwischen 6,01 und 6,60 ct/kWh_{el}** und unterschreiten damit die Stromkosten von Steinkohlekraftwerken zu diesem Zeitpunkt. Die obere Preisvariante führt wegen der deutlichen Reduktion der CO₂-Emissionen (auf rund 10 bis 15% des Ausgangswertes) zu einer nur noch sehr geringfügigen weiteren Preissteigerung, die hier vernachlässigt werden kann. Verdichtung, Transport und Speicherung des CO₂ sind in diesen Kosten noch nicht enthalten, würden aber die Kostenrelationen weiter zu Gunsten des Erdgaskraftwerkes verschieben. Die Einbeziehung der CO₂-Rückhaltung führt für den Betrachtungszeitraum demnach zu einem grundsätzlichen Wechsel der relativen Wirtschaftlichkeit von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken. Noch deutlicher dürfte sich dies aufgrund der höheren Kohlenstoffintensität des Brennstoffs bei Braunkohlekraftwerken auswirken, die hier nicht näher betrachtet werden.

Tab. 3-16 Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (mit Rückhaltung, ohne Transport und Speicherung von CO₂)

		IEA (2003)	ECOFYS 2004)	Williams (2002)	Referenz DLR (2004)
Steinkohle (Dampf)					
Leistung	MW	k.A.	385	330	650
Nutzungsgrad	%	36	33,7	31,0	37
Investition	€/kW _{el}	1 823	1 880	2 385	1 850
Betrieb, Wartung	€/kW _a	78	79,7	129	80
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}				
– untere Variante		5,95	6,21	7,89	6,01
– mittlere Variante		6,29	6,56	8,28	6,34
Steinkohle (Integrierte Kohlevergasung mit GuD, IGCC)					
Leistung	MW	k.A.	450	405	695
Nutzungsgrad	%	40	42,2	37,0	40
Investition	€/kW _{el}	1 733	2 375	2 022	2 100
Betrieb, Wartung	€/kW _a	55	87,5	72	85
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}				
– untere Variante		5,28	6,67	6,12	6,30
– mittlere Variante		5,58	6,95	6,45	6,60
Erdgas – GuD					
Leistung	MW	k.A.	440	310	680
Nutzungsgrad	%	51	52	43,3	51
Investition	€/kW _{el}	850	890	1 125	900
Betrieb, Wartung	€/kW _a	35	51,7	52,8	54
Stromkosten 2020	ct/kWh _{el}				
– untere Variante		5,11	5,45	6,50	5,57
– mittlere Variante		5,95	6,27	7,49	6,41

Die aus der Rückhaltung von CO₂ resultierenden Wirkungsgradverluste und monetären Mehraufwendungen sind in Tabelle 3.17 zusammengestellt. Eine Rückhaltung von CO₂ verteuert Strom aus SK-Dampfkraftwerken im Referenzfall um ca. **2,3 ct/kWh_{el}**. Geringere Mehrkosten treten sowohl bei der CO₂-Rückhaltung in Gas-GuD-Kraftwerken auf - im Referenzfall sind es **1,6 bis 1,7 ct/kWh_{el}** - wie auch bei SK-IGCC-Kraftwerken infolge der bereits erfolgten Vergasung im Kraftwerk ohne CO₂-Rückhaltung. Gutschriften für vermiedene CO₂-Emissionen in Höhe von 15 €/t, wie sie in der oberen Preisvariante hier berücksichtigt sind, verringern die Differenz zu den dann höheren Stromkosten von Kraftwerken ohne CO₂-Rückhaltung auf 1,2 bzw. 0,8 ct/kWh_{el} bei Kohlekraftwerken und um 0,5 ct/kWh_{el} bei Gas-kraftwerken (Zeilen „obere Variante“ in Tab. 3-17). Vergleicht man mit den in (ECOFYS 2004) aus 10 weiteren Untersuchungen ermittelten Bandbreiten – die dort dargelegten Werte, so wurde dort jeweils auf die ökonomischen Referenzeckdaten umgerechnet und die

jeweils niedrigsten und höchsten Werte nicht berücksichtigt – so liegen die hier dargestellten Referenzmehrkosten im unteren Drittel der jeweiligen Bandbreiten. Eine Überschätzung der Aufwendungen für die CO₂-Rückhaltung in Kraftwerken dürfte damit also auf der Basis der hier vorgelegten Referenzangaben nicht auftreten.

Tab. 3-17 Differenz der Kenndaten von Kraftwerken mit und ohne CO₂-Rückhaltung (ohne Transport und Speicherung des CO₂)

		IEA (2003)	ECOFYS (2004)	Williams (2002)	Referenz DLR (2004)
Steinkohle – Dampf					
Nutzungsgrad	%-Punkte	- 8,0	- 8,3	- 11,7	- 9,0
Investition	€/kW _{el}	+ 737	+ 795	+ 960	+ 900
Betrieb, Wartung	€/kW _a	+ 45	+30	+ 57	+ 32
Stromkosten 2020	ct/kW _{h_{el}}				
– untere Variante		+ 2,16	+ 2,10	+ 2,94	+ 2,28
– mittlere Variante		+ 2,23	+ 2,16	+ 3,05	+ 2,35
– obere Variante *)		+ 1,10	+ 0,97	+ 1,89	+ 1,25
Bandbreite anderer Studien **)					+2,1 – 4,2
Steinkohle- integrierte Kohlevergasung mit GuD					
Nutzungsgrad	%-Punkte	- 6,0	-4,8	- 6,1	-8,0
Investition	€/kW _{el}	+ 398	+ 690	+ 465	+ 650
Betrieb, Wartung	€/kW _a	+ 18	+ 30	+ 13	+ 30
Stromkosten 2020	ct/kW _{h_{el}}				
– untere Variante		+ 1,04	+ 1,69	+ 1,18	+ 1,76
– mittlere Variante		+ 1,08	+ 1,71	+ 1,23	+ 1,81
– obere Variante *)		0	+ 0,65	+ 0,07	+ 0,77
Bandbreite anderer Studien **)					+ 1,3 – 2,7
Erdgas – GuD					
Nutzungsgrad	%-Punkte	- 8,0	- 6,0	- 10,3	- 9,0
Investition	€/kW _{el}	+ 426	+ 410	+ 535	+ 500
Betrieb, Wartung	€/kW _a	+ 20	+ 14	+ 30	+ 20
Stromkosten 2020	ct/kW _{h_{el}}				
– untere Variante		+ 1,32	+ 1,20	+ 2,02	+ 1,59
– mittlere Variante		+ 1,42	+ 1,27	+ 2,22	+ 1,71
– obere Variante *)		+ 0,92	+ 0,76	+ 1,66	+ 1,21
Bandbreite anderer Studien **)					+ 1,1 – 2,3
*) 15 €/t CO ₂ Aufschlag auf Brennstoffpreise (entspricht 1,4 €/GJ bei Steinkohle und 0,85 €/GJ bei Erdgas ohne CO ₂ – Rückhaltung)					
**) Werte nach ECOFYS 2004 näherungsweise angepasst an entsprechende DLR-Eckdaten; jeweils niedrigster und höchster Wert weggelassen.					

Im Gegensatz zu Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien unterliegen fossile gefeuerte Anlagen den Preisanstiegen begrenzter Energiequellen. Über ihre Benutzungsdauer hinweg, werden also entsprechend ihre Stromgestehungskosten steigen, wobei gasgefeuerte Kraft-

werke wegen ihres hohen Anteils der brennstoffbedingten Kosten sensibler reagieren als Kohlekraftwerke. Für einen korrekten Vergleich sind daher die mittleren Stromgestehungskosten („levelised costs“) über die gesamte Einsatzzeit zu betrachten. Diese sind in Tab. 3-18 in der letzten Spalte den bisher betrachteten Werten zum Zeitpunkt 2020 gegenübergestellt. Während die durch Preisanstiege bedingten Kostensteigerungen bei Kohlekraftwerken relativ gering sind, nehmen sie für Gas-GuD-Kraftwerke deutliche Werte (0,6 bis 1,1 ct/kWh_{el}) an. Der in 2020 rechnerisch bestehende Kostenvorteil für CO₂-arme Gas-GuD-Kraftwerke kehrt sich also bei Betrachtung des gesamten Nutzungszeitraums wieder um, zugunsten von Kohlekraftwerken. Betrachtet man schließlich das **Jahr 2050**, so kostet dort entsprechend der angenommenen Brennstoffpreis-Szenarien CO₂-armer Strom von 2020 in Betrieb gegangenen Kraftwerken im Fall von Kohlekraftwerken zwischen **6,4 und 7,2 ct/kWh_{el}** und im Fall von Gaskraftwerken zwischen **7,0 und 9,0 ct/kWh_{el}**. Aufgrund weiterer technischer Fortschritte kann allerdings davon ausgegangen werden, dass nach 2020 in Betrieb gehende CO₂-arme Kraftwerke eine weitere Reduzierung der Investitionskosten erlauben dürften, die – zumindest im Fall der Kohle – die brennstoffbedingten Preisanstiege für eine längere Zeitdauer kompensieren können. Dies zeigen beispielhaft im oberen Teil der Tabelle 3-18 die Zahlenwerte für Kraftwerke mit den Inbetriebnahmezeitpunkten 2000 und 2010.

Tab. 3-18 Stromkosten der DLR – Referenzkraftwerke (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung. In oberer Tabelle (*ohne* CO₂-Rückhaltung) auch für Inbetriebnahme 2000 und 2010. Untere Tabelle: Mit CO₂-Rückhaltung, *ohne* Transport und Speicherung des CO₂

ohne CO₂-Rückhaltung	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Mittelwert 20 - 50
Untere Variante							
- Erdgas-, GuD	3,90	3,90	3,98	4,35	4,72	5,17	4,55
- SK-, Dampf	3,74	3,77	3,73	3,79	3,88	4,03	3,86
- SK- Kohlevergasung			4,54	4,60	4,69	4,83	4,67
Mittlere Variante							
- Erdgas-, GuD	3,90	4,28	4,70	5,47	6,15	6,88	5,80
- SK-, Dampf	3,74	3,95	3,99	4,13	4,32	4,52	4,25
- SK- Kohlevergasung			4,79	4,94	5,12	5,31	5,04
Obere Variante							
- Erdgas-, GuD	3,90	4,28	5,20	5,97	6,65	7,38	6,30
- SK-, Dampf	3,74	3,95	5,09	5,23	5,42	5,62	5,34
- SK- Kohlevergasung			5,83	5,98	6,17	6,35	6,08

mit CO₂-Rückhaltung; ohne Transp.+Lagerung	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Mittelwert 20 - 50
Untere Variante							
- Erdgas-, GuD			5,57	6,00	6,43	6,96	6,24
- SK-, Dampf			6,01	6,09	6,20	6,39	6,17
- SK- Kohlevergasung			6,30	6,38	6,48	6,65	6,45
Mittlere Variante							
- Erdgas-, GuD			6,41	7,32	8,12	8,98	7,71
- SK-, Dampf			6,34	6,53	6,77	7,01	6,66
- SK- Kohlevergasung			6,60	6,78	7,00	7,23	6,90
Obere Variante							
- Erdgas-, GuD			6,41	7,32	8,12	8,98	7,71
- SK-, Dampf			6,34	6,53	6,77	7,01	6,66
- SK- Kohlevergasung			6,60	6,78	7,00	7,23	6,90

3.7.2.1.2 Bilanzierung der gesamten Prozesskette

Zu den Aufwendungen für die Rückhaltung des CO₂ müssen noch diejenigen für Verdichtung, Transport und Speicherung hinzugerechnet werden, um Kostenvergleiche mit anderen CO₂-armen bzw. freien Technologien anstellen zu können. Diese können zum jetzigen Zeitpunkt ebenfalls nur den vorliegenden Quellen entnommen werden. Für Transportentfernungen unter 200 km können diese zusätzlichen Kosten nach derzeitigem Kenntnisstand auf **0,55 ct/kWh_{el}** für gasgefeuerte und auf **1,0 ct/kWh_{el}** für kohlegefeuerte Kraftwerke angesetzt werden (vgl. Tab. 3-19). Die entsprechenden Gesamtkosten für die Referenzkraftwerke sind im unteren Teil der Tabelle ausgewiesen. CO₂-armer Strom aus Gaskraftwerken kostet demnach in 2020 zwischen **6,12 und 6,96 ct/kWh** und über die 30-jährige Nutzungsdauer 2020 bis 2050 im Mittel zwischen **6,8 und 8,3 ct/kWh**. Für CO₂-armen Strom aus Kohlekraftwerken ergeben sich in 2020 Kosten zwischen **7,01 und 7,60 ct/kWh** und für die gesamte Nutzungsperiode zwischen **7,17 und 7,90 ct/kWh**. Damit sind wiederum gasgefeuerte Kraftwerke generell in 2020 und bei niedrigen Brennstoffpreissteigerungen (untere Variante) auch bis 2050 kostengünstiger als kohlegefeuerte Kraftwerke. Bei höheren Preissteigerungen (mittlere Preisvariante) werden jedoch die kohlegefeuerten Kraftwerke nach 2020 kostengünstiger.

Tab. 3-19 Stromkosten der DLR – Referenzkraftwerke (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung *mit* CO₂-Rückhaltung *einschließlich* Transport und Speicherung

mit CO₂-Rückhaltung; mit Transp.+Lagerung	2000	2010	2020	2030	2040	2050	Mittelwert 20 - 50
Untere Variante							
- Erdgas-, GuD			6,12	6,55	6,98	7,51	6,79
- SK-, Dampf			7,01	7,09	7,20	7,39	7,17
- SK- Kohlevergasung			7,30	7,38	7,48	7,65	7,45
Mittlere Variante							
- Erdgas-, GuD			6,96	7,87	8,67	9,53	8,26
- SK-, Dampf			7,34	7,53	7,77	8,01	7,66
- SK- Kohlevergasung			7,60	7,78	8,00	8,23	7,90
Obere Variante							
- Erdgas-, GuD			6,96	7,87	8,67	9,53	8,26
- SK-, Dampf			7,34	7,53	7,77	8,01	7,66
- SK- Kohlevergasung			7,60	7,78	8,00	8,23	7,90

3.7.2.1.3 Kostenvergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien

Auf der Basis der zuletzt ermittelten Kosten kann ein erster Vergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien (EE) durchgeführt werden. Deren repräsentative Stromkosten sind in Tab. 3-20 entsprechend [BMU 2004] dargestellt. Der sich ergebende Kostenverlauf des Mixes an EE im Szenario NaturschutzPlus I ergibt im Jahr 2020 Kosten von 7,60 ct/kWh mit Kostenbandbreiten zwischen 4,9 ct/kWh (Wind-Offshore) und 23,8 ct/kWh (Photovoltaik). Im Gegensatz zu fossil befeuerten Anlagen ist bei diesen im Betriebszeitverlauf mit eher konstanten Kosten zu rechnen. Bis 2050 sinken die Stromkosten von Neuanlagen auf rund 6,5 ct/kWh.

Tab. 3-20 Verlauf der Stromkosten erneuerbarer Energien entsprechend dem Szenario NaturschutzPlus I [BMU 2004] mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten (Zinssatz 10 %, Nutzungsdauer 20-25 Jahre).

	2000	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Neuanlagen:										
Windenergie (Mix)	10,00	8,30	6,60	5,80	5,75	5,60	5,30	5,00	4,90	4,90
Wasserkraft ("groß")	7,30	8,50	9,00	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	9,50
Geothermie		17,80	14,60	12,40	11,20	10,10	9,30	8,50	7,70	7,20
Soltherm. KW (Grenze)			12,30	8,20	7,50	7,00	6,85	6,70	6,60	6,50
Photovoltaik (Mix)	93,50	47,80	34,10	23,80	20,50	18,60	16,00	14,80	13,80	12,90
Typischer Mix	10,80	9,80	8,50	7,60	7,50	7,40	7,10	6,80	6,65	6,50
Wind - Offshore	10,60	8,30	6,40	4,90	4,75	4,60	4,55	4,50	4,45	4,40
	(2005)									

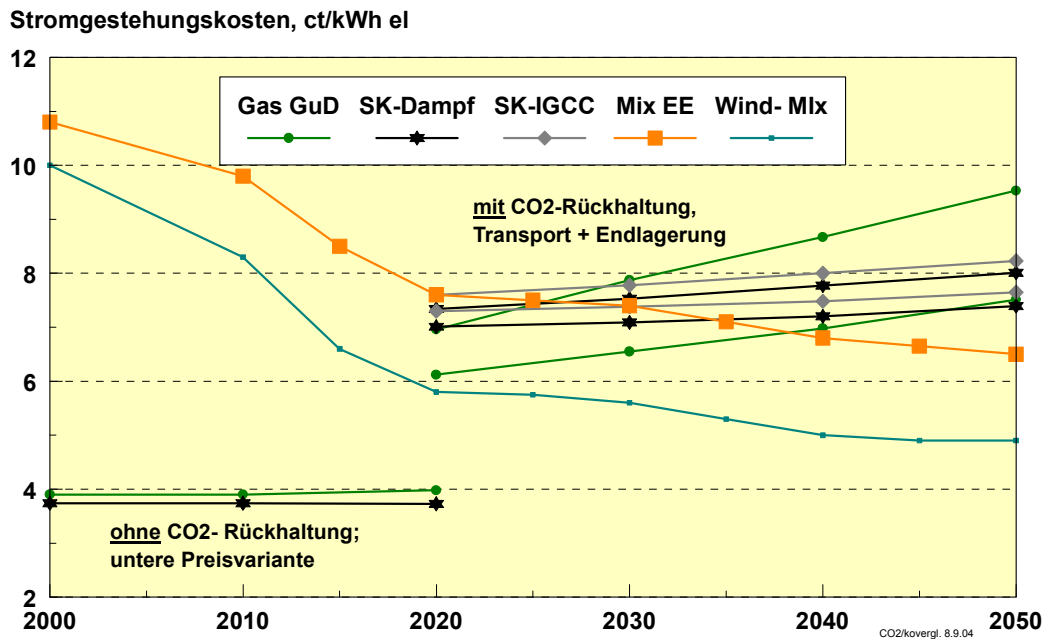


Abb. 3-15 Kostenverlauf der Stromgestehungskosten CO₂-armer Kraftwerke (jeweils untere und mittlere Preisvariante der Brennstoffkosten) und eines repräsentativen Mixes erneuerbarer Energien und eines Mixes von Windkraftanlagen. Zum Vergleich: Stromkosten "konventioneller" Kraftwerke zwischen 2000 und 2020.

Aus dieser ersten Darstellung ist ersichtlich, dass bei Brennstoffpreisen entsprechend der mittleren Variante EE-Anlagen im Mittel ab 2025 im Vergleich zu CO₂-armen Gaskraftwerken und ab 2030 im Vergleich zu CO₂-armen Kohlekraftwerken kostengünstiger werden können (vgl. Abbildung). Bei geringeren Preissteigerungen stellt sich der Schnittpunkt erst um 2035-2040 ein. Für Strom aus Windkraft stellt sich die Situation in jedem Fall günstiger dar. Dies gilt insbesondere für die aus heutiger Sicht mögliche Einführungsphase CO₂-armer Kraftwerke ab 2020. Für vollständige Kostenvergleiche sind allerdings noch weitere Gesichtspunkte zu beachten. Dazu gehören u.a. die Wertigkeit des Stroms (Verfügbarkeit, gesicherte Leistung), notwendige Netzeinbindungsmaßnahmen (Windkraft), Berücksichtigung der verschiedenen Einspeiseebenen (Hochspannung, Mittelspannung). Dieser systematische Vergleich bleibt den nachfolgenden Analysen in diesem Projekt vorbehalten.

3.7.2.2 Kostenbetrachtung Wasserstoffbereitstellung

3.7.2.2.1 CO₂ – Abtrennung

Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 3.5.2.1 werden hier Kostenvergleiche für die Bereitstellung von Wasserstoff aus Erdgas (Dampfreformierung) und Steinkohle (Kohlevergasung) mit identischen ökonomischen Eckdaten und einheitlichen Brennstoffpreisen durchgeführt. Die entsprechenden Ausgangsdaten sind in Tab. 3-21 zusammengestellt. Wie beim Strom wird auf Daten aus IEA 2003 und Williams 2002 (IPCC) zurückgegriffen. Zusätzlich wurden Angaben von NREL (Padro und Putsche 1999) und der ETH Zürich (Fahrni 2002) ausgewertet. Die DLR-Referenzdaten stammen vorwiegend aus dem derzeit durchgeführten EU-Forschungsvorhaben CASCADE Mints (Krewitt und Schmid 2004), in dem das DLR u. a. die Technologiedatenbasis für Wasserstoff-Produktionstechnologien erarbeitet. Die Eckdaten sind identisch mit denjenigen für die Stromerzeugung (vgl. auch Tab. 3-19 hinsichtlich

der Brennstoffpreise). Mit 8.000 h/a wurde jedoch die Referenz-Ausnutzungsdauer höher als für die Stromerzeugung angesetzt. Alle wasserstoffbezogenen Angaben sind auf den oberen Heizwert (HHV¹⁸) bezogen. Bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff sind die Nutzungsgrade um den Faktor 1,18 niedriger, die Investitions- und Gestehungskosten von Wasserstoff um diesen Faktor höher.

Tab. 3-21 Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	Referenz DLR (2004)
Zinssatz	%/a	10	12	10	10
Abschreibungsdauer	a	30	15	20	25
Annuität	%/a	10,6	15,0	11,8	11,0
Ausnutzungsdauer	h/a	8 200	7 000	7 900	8 000
Ungefährer Einfluss auf die Stromgestehungskosten		0,95	1,15	1,04	1,00
Brennstoffpreise					
– Erdgas	€/GJ	3,20	3,93	3,00	4,78 (*)
– Steinkohle	€/GJ	1,60	1,24	2,00	1,97 (*)

(*): Die Werte stellen die untere Preisvariante für 2020 dar.

In Tab. 3-22 sind die verfügbaren Kenndaten für Anlagen zur Wasserstoffherzeugung aus Erdgas (Dampfreformierung), Steinkohle (Kohlevergasung) und Strom (Elektrolyse) *ohne* CO₂-Rückhaltung mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 zusammengestellt. Dabei handelt es sich um Großanlagen mit mehreren 100 MW Wasserstoffproduktionsleistung. Lediglich die nachrichtlich hinzu gefügten Angaben aus Fahrni 2002 beziehen sich auf den heutigen Status.

Für die bereits heute in großem Umfang genutzte *Dampfreformierung von Erdgas* sind die Daten vergleichsweise einheitlich. Demnach ist Wasserstoff bei Erdgaskosten von 4,8 €/GJ (untere Variante in 2020) zu Kosten zwischen 7,0 und 7,6 €/GJ bereitstellbar. Heutige Gestehungskosten liegen bei 6,0 – 6,5 €/GJ (Gaspreis 4,2 €/GJ bzw. 1,5 ct/kWh_{th}). Bei der *Kohlevergasung* sind die Daten uneinheitlicher. Den sehr günstigen Angaben von Williams 2002 (und IEA 2003 - hier nur Anlagen mit CO₂-Rückhaltung) stehen deutlich höhere Angaben in Padro und Putsche 1999 und Fahrni 2002 gegenüber. Das bezieht sich sowohl auf die Investitions- als auch auf die Betriebskosten, wobei dies aus Fahrni 2002 nur indirekt entnommen werden kann. Die aus Krewitt und Schmid 2004 entnommene Referenz liegt etwa in der Mitte dieser Angaben und kann daher aus derzeitiger Sicht als relativ repräsentativ angenommen werden. Wasserstoff aus Steinkohle ist damit im Jahr 2020 für ca. 8,5 €/GJ bereitstellbar (Kohlepreis = 2 €/GJ in der unteren Variante); mit heutigen Kohlepreisen (1,6 €/GJ) würden sich die Gestehungskosten auf 7,8 €/GJ belaufen. Für Wasserstoff aus Steinkohle ist wegen der deutlich höheren Kapitalaufwendungen die Abhängigkeit vom Brennstoffpreis deutlich geringer als für Wasserstoff aus Erdgas.

¹⁸ LHV = low heating value (unterer Heizwert, H_u = 3 kWh/Nm³); HHV = high heating value (oberer Heizwert, H_o = 3,55 kWh/Nm³)

Tab. 3-22 Kenndaten von Wasserstoffherstellungsanlagen im Jahr 2020 und deren Gestehungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (fossile Anlagen *ohne* Rückhaltung und Speicherung von CO₂), Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm³); (Verhältnis HHV/LHV = 1,18)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	ETH Zürich (2002) ^{***}	Referenz DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung						
Leistung	MW H ₂		810	960	1 100	350
Nutzungsgrad	%		81	87 ^{*)}	90	87
Investition	€/kW H ₂		251	377		284
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5	5		5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				5,3 – 6,5	
– untere Variante			7,30	7,59		7,06
– mittlere Variante			8,77	8,96		8,45
– obere Variante			9,80	9,91		9,41
Kohlevergasung						
Leistung	MW H ₂		560	600	1 100	560
Nutzungsgrad	%		70,3	70 ^{*)}	68 – 74	70
Investition	€/kW H ₂		620	897		755
Betrieb, Wartung	% Inv./a		5 ^{**)}	7 ^{**)}		7^{**)}
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				13, 2 – 16,3	
– untere Variante			6,26	10,87		8,44
– mittlere Variante			6,72	11,76		9,07
– obere Variante			8,70	15,46		11,70
Elektrolyse						
Leistung	MW H ₂	k.A.	500		> 100	500
Nutzungsgrad	%	85	80		76 – 88	91
Investition	€/kW H ₂ €/kW _{el}	420 355	425 340			396 360
Betrieb, Wartung	% Inv./a	3	3			2
H ₂ -Kosten 2020 bei Stromkosten 4 ct/kWh	€/GJ	15,10	15,97		14 – 16,5	14,01
*) von Referenz DLR übernommen						
**) zusätzlich noch variable Betriebskosten						
***) Angaben für heutige Technologie; Umrechnung auf DLR-Eckdaten nur näherungsweise möglich						

Die Bezugstechnologie für die *Elektrolyse* ist die alkalische Mittel- bzw. Hochdruckelektrolyse in einer für das Jahr 2020 bereitstellbaren Form. Während die Kostenangaben der benutzten Quellen kaum Unterschiede aufweisen, gibt es beim möglichen Nutzungsgrad noch deutliche Einschätzungsunterschiede. Da aber bereits heutige Elektrolyseure Nutzungsgrade von 65-70 % (LHV) bzw. 77-84 % (HHV) aufweisen (vgl. Fahrni 2002), wurde für die Referenztechnologie ein zukünftiger Nutzungsgrad von 77 % (LHV) bzw. 91 % (HHV) entsprechend Krewitt und Schmid 2004 angesetzt. Bei Stromkosten von 4 ct/kWh_{el} sind damit

bei einer Ausnutzungsdauer von 8.000 h/a (z.B. mit Strom aus Wasserkraft) Wasserstoffkosten von 14 €/GJ (bzw. 5,04 ct/kWh_{th}) erreichbar.

In Tab. 3-23 sind in gleicher Weise die Daten für die Wasserstoffherzeugung aus Erdgas und Kohle *mit Rückhaltung* von CO₂ gegenübergestellt. Alle Daten unterstellen ebenfalls wie im Falle der Stromerzeugung im Jahr 2020 einsetzbare Großanlagen, die bereits einen gewissen Lernprozess durchlaufen haben. Pilotanlagen, deren Kosten höher lägen, müssen demnach bereits um 2010 zur Verfügung stehen, um die entsprechenden Erfahrungen zeitgerecht umsetzen zu können. Die Wasserstoffkosten aus einer CO₂-armen Erzeugung können demnach in 2020 bei der Erdgasreformierung zwischen 8 und 9,5 €/GJ liegen bei einem Erdgaspreis von 4,8 €/GJ (untere Variante) und zwischen 10 und 11,3 €/GJ bei einem Erdgaspreis von 6 €/GJ (mittlere Variante). Da fixe und variable Betriebskosten sehr unterschiedlich eingeschätzt werden, unterscheidet sich auch die Abhängigkeit der Wasserstoffkosten vom Erdgaspreis in den einzelnen Quellen. Für CO₂-armen Wasserstoff aus Kohle ist die Einschätzungsbandbreite mit 8,6 – 13,5 €/GJ (Kohlepreis 2 €/GJ; untere Variante) relativ groß. Die gewählte Referenz nach Krewitt und Schmid 2004 liegt auch hier etwa in der Mitte dieser Bandbreite.

Tab. 3-23 Kenndaten von Wasserstoffherzeugungsanlagen auf fossiler Basis im Jahr 2020 und deren Gesteuerungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (*mit Rückhaltung* von CO₂, *ohne* Transport und Speicherung); Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm³)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	Referenz DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Leistung	MW H ₂	k.A.	780	k.A.	335
Nutzungsgrad	%	79	78	k.A.	82
Investition	€/kW H ₂	260	460	660	500
Betrieb, Wartung	% Inv./a	2,5 ¹⁾	5	5	5
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– untere Variante		7,92	8,68	9,50	8,61
– mittlere Variante		10,10	10,20	11,30	10,07
Kohlevergasung					
Leistung	MW H ₂	k.A.	540	k.A.	520
Nutzungsgrad	%	75	67,7	k.A.	65
Investition	€/kW H ₂	880	770	1 220	965
Betrieb, Wartung	% Inv./a	5 ¹⁾	5	6 ¹⁾	6¹⁾
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– untere Variante		8,59	7,20	13,47	9,92
– mittlere Variante		9,45	7,78	14,34	10,63

Insgesamt ist die Bandbreite der resultierenden Kosten deutlich größer als für konventionelle Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung. Während IEA 2003 und Williams 2002 von relativ günstigen Verhältnissen für zukünftige Anlagen ausgehen, stuft NREL die Kosten deutlich höher ein. Dies ist auch aus den Mehrkosten entsprechend Tab. 3-24 ersichtlich. Die weitgehende

Rückhaltung von CO₂ verteuert Wasserstoff um rund 1,5 bis 2 €/GJ, also um etwa 20 bis 25 % gegenüber Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung, wobei zwischen Anlagen auf Gasbasis und Kohlebasis keine grundsätzlichen Unterschiede bestehen. Wird ein Aufschlag von 15 €/t CO₂ erhoben (obere Preisvariante) so sind im Fall der Erdgasreformierung Anlagen ohne Rückhaltung immer noch kostengünstiger (Zeile „obere Variante“ in Tab. 3-24). Wasserstoff aus der Kohlevergasung wäre in diesem Fall mit CO₂-Rückhaltung kostengünstiger, da der CO₂-Aufschlag sich bei der konventionellen Anlage hier wesentlich stärker bemerkbar macht.

Tab. 3-24 Differenz der Kenndaten von Wasserstoffherzeugungsanlagen mit und ohne CO₂-Rückhaltung (ohne Transport und Speicherung des CO₂)

		IEA (2003)	Williams (2002)	NREL (1999)	Referenz DLR (2004)
Erdgas-Dampfreformierung					
Nutzungsgrad	%		- 3,0		- 5,0
Investition	€/kW H ₂		+ 210	+ 283	+ 216
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– untere Variante		Keine Angaben zu Anlagen ohne CO ₂ -Abtrennung	+ 1,38	+ 1,91	+ 1,55
– mittlere Variante			+ 1,43	+ 2,34	+ 1,62
– obere Variante *)			+ 0,40	+ 1,39	+ 0,66
Kohlevergasung					
Nutzungsgrad	%		- 2,6		- 5,0
Investition	€/kW H ₂		+ 150	+ 323	+ 210
H ₂ -Kosten 2020	€/GJ				
– untere Variante		Keine Angaben zu Anlagen ohne CO ₂ -Abtrennung	+ 0,94	+ 2,60	+ 1,48
– mittlere Variante			+ 1,06	+ 2,58	+ 1,56
– obere Variante *)			- 0,92	- 1,12	- 1,63
*) 15 €/t CO ₂ Aufschlag auf Brennstoffpreise (entspricht 1,4 €/GJ bei Steinkohle und 0,85 €/GJ bei Erdgas ohne CO ₂ – Rückhaltung)					

Für die längerfristige Perspektive muss wie bei der Stromerzeugung auch hier der Preisanstieg der fossilen Brennstoffe berücksichtigt werden (Tab. 3-25 und Abb. 3-16 *ohne CO₂-Rückhaltung*). Anlagen auf Erdgasbasis sind derzeit und in mittlerer Zukunft kostengünstiger als Anlagen auf Kohlebasis. Für die Dampfreformierung ist jedoch die deutliche Abhängigkeit von steigenden Erdgaspreisen erkennbar, insbesondere wenn die mittlere Preisvariante als die aus heutiger Sicht wahrscheinlichere Entwicklung zu Grunde gelegt wird. Nur wenn fossile Brennstoffe mit den Kosten ihrer CO₂-Emissionen belastet werden (obere Preisvariante), bleibt die Dampfreformierung auch auf längere Sicht die preisgünstigere Herstellungsform. Geht man von einer Preisentwicklung im Bereich der mittleren Variante aus, verteuern sich die heutigen Wasserstoffkosten um rund den Faktor zwei.

Tab. 3-25 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen *ohne* CO₂-Rückhaltung

Ohne CO ₂ - Rückhaltung	2020	2030	2040	2050	Mittelwert 2020 - 2050

	€/G _{JHHV}	€/G _{JHHV}	€/G _{JHHV}	€/G _{JHHV}	€/G _{JHHV}
Untere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	7,06	7,76	8,46	9,32	8,14
- Kohlevergasung	8,44	8,60	8,81	9,18	8,76
Mittlere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	8,45	9,89	11,19	12,60	10,53
- Kohlevergasung	10,32	10,70	11,20	11,70	10,98
Obere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	9,41	10,84	12,15	13,55	11,48
- Kohlevergasung	13,09	13,48	13,98	14,48	13,75

H2-Gestehungskosten, EUR/GJ (HHV)

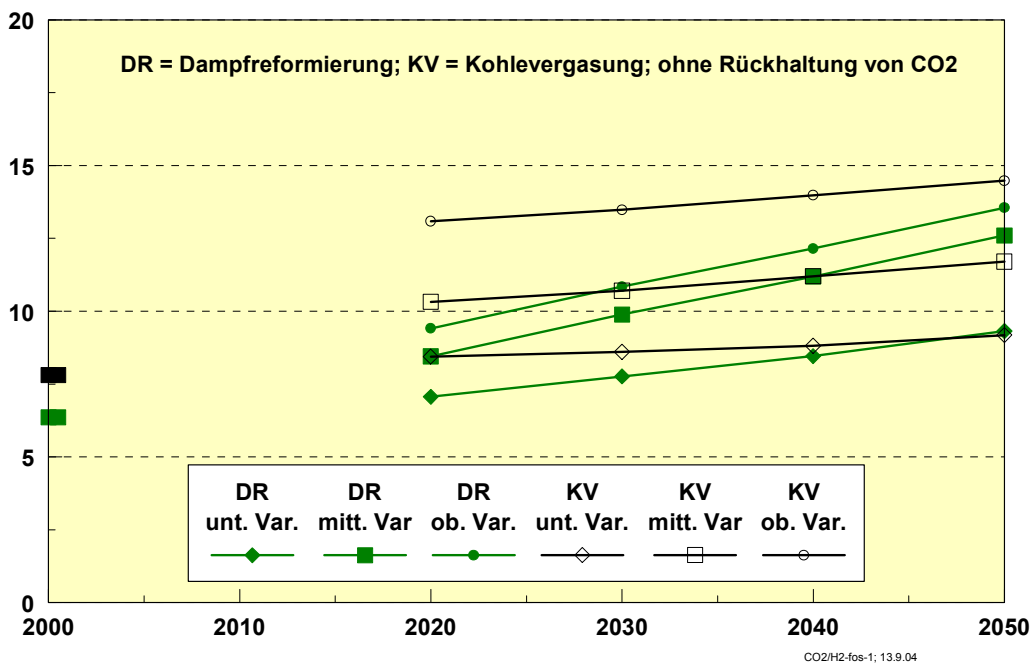


Abb. 3-16 Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen *ohne* Rückhaltung von CO₂

Bei den entsprechenden Werten für Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung (Tab. 3-26) rücken die Optionen Erdgas und Kohle enger zusammen. Wegen höherer Kapitalkosten verringert sich auch der relative Einfluss der Brennstoffkosten. Unter der Annahme, dass in 2020 entsprechende Großanlagen kommerziell zur Verfügung stehen, könnte dann CO₂-armer Wasserstoff aus fossilen Quellen mit Kosten zwischen 8,6 und 10,6 €/GJ bereitgestellt werden. Bis 2050 würden sich diese Kosten (bei Anlagen mit Inbetriebnahme 2020) auf rund 11 bis 14,5 €/GJ erhöhen. Wasserstoff aus Kohle wäre dann aber mit Werten um 12 €/GJ deutlich kostengünstiger als aus Erdgas.

Tab. 3-27 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung, *ohne* Transport und Speicherung

Mit CO ₂ - Rückhaltung	2020	2030	2040	2050	Mittelwert 2020 - 2050

	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
Untere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	8,61	9,36	10,11	11,02	9,77
- Kohlevergasung	9,92	10,10	10,34	10,75	10,28
Mittlere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	10,07	11,63	13,02	14,51	12,32
- Kohlevergasung	10,63	11,05	11,58	12,11	11,34
Obere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	10,07	11,63	13,02	14,51	12,32
- Kohlevergasung	10,63	11,05	11,58	12,11	11,34

3.7.2.2.2 Gesamte Kette

Kosten für Verdichtung, Transport und Speicherung des zurückgehaltenen CO₂ sind in den bisherigen Kostenangaben noch nicht enthalten. In Anlehnung an die Angaben für den entsprechenden Aufwand bei Kraftwerken kann dafür von Kosten in einer Bandbreite zwischen 16 und 34 €/t CO₂ ausgegangen werden. Bei der Dampfreformierung fallen rund 0,05 t CO₂ je GJ Wasserstoff an, bei der Kohlevergasung sind es rund 0,1 t CO₂ je GJ. Davon werden jeweils rund 85 % zurückgehalten. Demnach fallen bei mittleren Speicherkosten von 20 €/t CO₂ bei der Dampfreformierung Kosten von 0,85 €/GJ H₂ und bei der Kohlevergasung Kosten von 1,7 €/GJ H₂ zusätzlich an. Damit ergeben sich die gesamten Wasserstoffkosten bei der Dampfreformierung bzw. der Kohlevergasung frei Anlage entsprechend den Angaben in Tab. 3-28.

Tab. 3-28 Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen *mit* CO₂-Rückhaltung, *mit* Transport und Speicherung

Mit CO₂ – Rückhaltung mit Transport und Speicherung	2020	2030	2040	2050	Mittelwert 2020 - 2050
	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}	€/GJ _{HHV}
Untere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	9,46	10,21	10,96	11,87	10,62
- Kohlevergasung	11,62	11,80	12,04	12,45	11,98
Mittlere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	10,92	12,48	13,87	15,36	13,17
- Kohlevergasung	12,33	12,75	13,28	13,81	13,04
Obere Variante					
- Erdgas-Dampfreformierung	10,92	12,48	13,87	15,36	13,17
- Kohlevergasung	12,33	12,75	13,28	13,81	13,04

3.7.2.2.3 Vergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen

Die Kosten entsprechend können denjenigen der elektrolytischen Wasserstoffbereitstellung auf der Basis erneuerbarer Energien gegenüber gestellt werden. Zunächst ist dafür das

Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse (Abb. 3-17) in Abb. 3-17 dargestellt für einen Stromkostenbereich von 2,5 bis 10 ct/kWh_{el} und einer Ausnutzung zwischen 2.000 und 8.000 h/a. Die entsprechend der Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien (vgl.) erzielbaren Wasserstoffkosten sind eingetragen. Demnach kann um 2020 Wasserstoff aus Wind (z.B. Offshore mit 4.000 h/a) mit rund 20 €/GJ bereitgestellt werden. Nur wenn kostengünstige Wasserkraft (in größerem Umfang) zur Verfügung steht, können die Gesteungskosten unter 14-15 €/GJ sinken. Importierter Solarstrom und erst recht Strom aus Geothermie liefern zu diesem Zeitpunkt noch deutlich teureren Wasserstoff. Als längerfristig erreichbare Grenzlinie kann die untere gestrichelte Linie in Abb. 3-17 betrachtet werden. Danach bleibt regenerativer Wasserstoff mit 15 €/GJ (Wind, 4000 h/a) bis 20 €/GJ (Solarstrom, 6000 h/a) immer ein relativ kostspieliger Energieträger.

Auch „konventioneller“ Strom (aus Kernenergie oder CO₂-armen fossil gefeuerten Kraftwerken) kann zur elektrolytischen Erzeugung von CO₂-freien bzw. CO₂-armen Wasserstoff eingesetzt werden. Die resultierenden Wasserstoffgestehungskosten können ebenfalls untenstehender Grafik entnommen werden. Der „fossile“ Weg über Strom ist dabei entsprechend der ermittelten Stromgestehungskosten (7 – 9 ct/kWh) deutlich teurer als derjenige der direkten Bereitstellung von Wasserstoff aus Kohle oder Erdgas und kann deshalb ausgeschlossen werden. Es bleibt die Option von Strom aus Kernkraftwerken. Folgt man den Angaben der IEA so kann Strom aus neuen Kernkraftwerken mit Kosten um 3,0 bis 3,5 ct/kWh (Ausnutzung rund 8000 h/a) bereitgestellt werden. Demnach wären Wasserstoffkosten um 13- 15 €/GJ erreichbar, also vergleichbar denjenigen von Wasserstoff aus Wasserkraftstrom in untenstehender Abbildung. Mit Windstrom (4 ct/kWh, 4000 h/a) vergleichbare Kosten würden erzielt, wenn Strom aus Kernkraftwerken zu etwa 5 ct/kWh (8000 h/a) bewertet würde. Ob Kernenergie eine Option für die Wasserstoffbereitstellung sein kann, hängt also in erster Linie von der gesellschaftlich-politischen Bewertung (Stichwort: Risikobewertung, Externe Kosten) der Stromerzeugung aus Kernenergie ab.

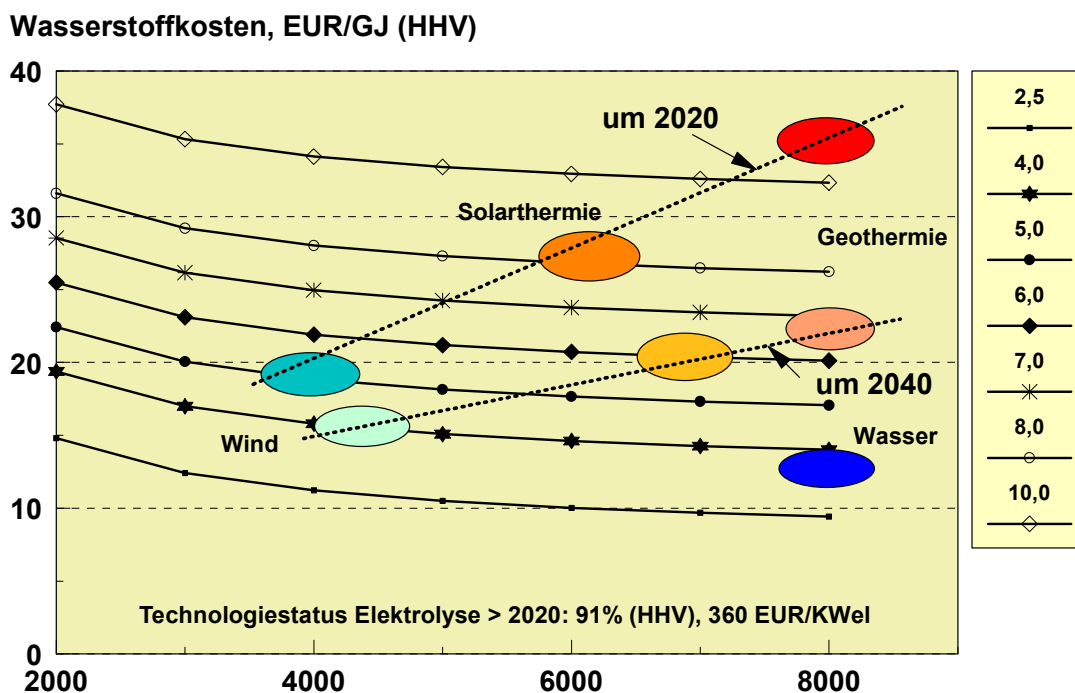


Abb. 3-17 Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse und ungefähre Wasserstoffkosten beim Einsatz von Strom aus Wind (3.500 – 4.500 h/a), solarthermischen Kraftwerken (6.000 – 7.000 h/a; Stromkosten frei Grenze), sowie von Geothermie und Wasserkraft (8.000 h/a) für Zeitpunkte um 2020 bzw. 2040

Dies zeigt schließlich auch ein Vergleich der fossilen mit der regenerativen Erzeugungsoption (Abb. 3-18). Der Wasserstoffbereitstellung mit Kosten gemäß Abb. 3-18 ist die elektrolytische Wasserstoffbereitstellung gegenübergestellt. Beispielhaft ist der zeitliche Kostenverlauf für Wasserstoff aus Windenergiestrom und das Kostenband für Stromkosten von 4 ct/kWh eingetragen. Im Jahr 2020 dürfte der günstige Wasserstoff aus regenerativem Strom noch etwa um den Faktor zwei teurer sein. Gegenüber CO₂-armen Wasserstoff aus Gas kann sich die Kostenlücke längerfristig schließen, CO₂-armer Wasserstoff aus Kohle bleibt gemäß den hier vorgestellten Kostenannahmen auch auf längere Sicht kostengünstiger, da eine ungefähre Kostengleichheit Stromkosten aus erneuerbaren Quellen um 3 - 3,5 ct/kWh erfordern würde. Werden die fossilen Anlagen geringer als 8.000 h/a ausgenutzt, steigen die Wasserstoffgestehungskosten entsprechend

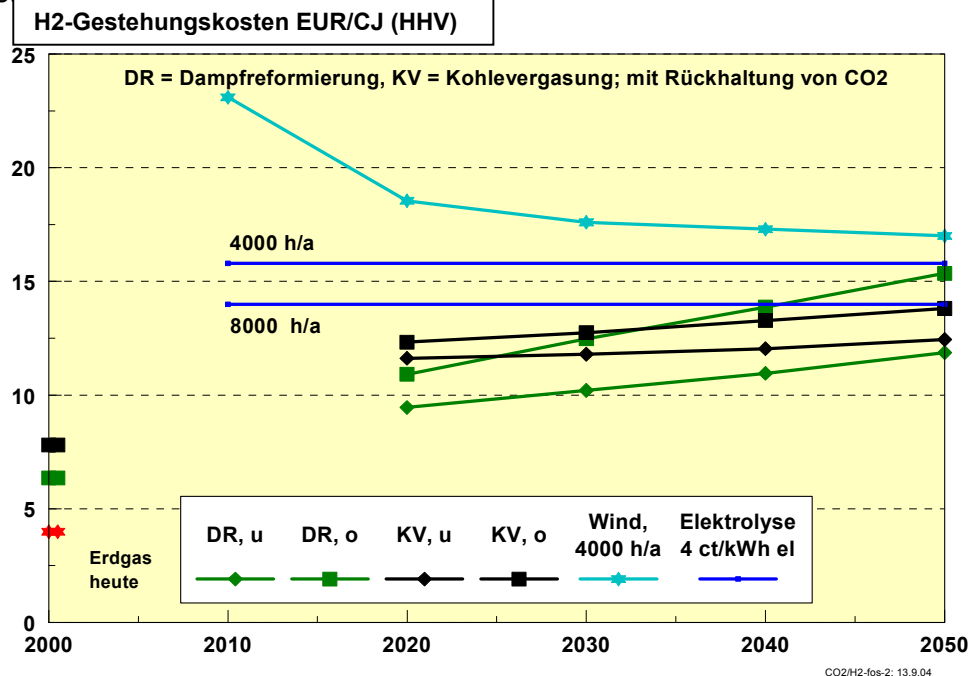


Abb. 3-18 Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO₂-armen Anlagen auf der Basis von Erdgas und Steinkohle (8.000 h/a) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind bzw. aus Strom mit Kosten von 4 ct/kWh (heutige Kosten fossiler Anlagen ohne CO₂-Rückhaltung).

Darauf hinzuweisen ist, dass der Kostenvergleich noch nicht vollständig ist. Insbesondere fehlt noch ein Vergleich der infrastrukturellen Zusatzkosten. Bei Anlagen auf fossiler Basis handelt es sich um sehr große zentrale Anlagen, die eine voll ausgebaute Transport- und Verteilungsstruktur für Wasserstoff benötigen. Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien können hier Vorteile haben, jedoch können auch nicht vernachlässigbare Zusatzaufwendungen entstehen (z.B. Wind-Offshore). Auch die Option der Wasserstoffbereitstellung aus Biomasse ist hier (noch) nicht betrachtet.

Insgesamt stellt sich ein Vergleich CO₂-armer bzw. CO₂-freier Optionen für Wasserstoff deutlich anders dar als für den Fall der Strombereitstellung. Bei letzterer ist nach vorliegenden Daten kein Kostenvorteil für die fossile Option zu erkennen (Abb. 3-18), während sich bei der Wasserstoffbereitstellung eine für die fossile Option günstigere Konstellation ergibt.

Zur vollständigen Beurteilung dieser Sachlage muss allerdings auch berücksichtigt werden, dass Strom ein eingeführter Energieträger ist und hier relativ kurzfristige Entscheidungen hinsichtlich des Ausbaus klimaschonender Technologien getroffen werden müssen. Wasserstoff als Energieträger wird dagegen in energiewirtschaftlich relevanter Menge nicht vor 2030, eher erst ab 2050 benötigt (BMU 2004) und kann somit auch erst dann zum Klimaschutz beitragen. Damit kann sich auch der Vorteil CO₂-armen Wasserstoffs aus fossilen Quellen und seine potenzielle Bedeutung für den Klimaschutz relativieren. Belastbare Erkenntnisse dazu wird diese Untersuchung erst zu einem späteren Zeitpunkt bringen können.

3.8 Kurzübersicht: Haltung relevanter Gruppen zum Thema CO₂-Abtrennung und Speicherung

Die nachfolgende Zusammenstellung basiert auf einer Analyse der schriftlich vorliegenden Äußerungen der einzelnen Verbände und Organisationen ergänzt um eine telefonische Befragung der relevantesten Akteure.

3.8.1 Nicht-Regierungsorganisationen international und in Deutschland

Auf internationaler Ebene gestaltet sich die Meinungsbildung der Nichtregierungsorganisationen als sehr vielschichtiger Prozess. Übereinstimmung zwischen den NRO (beinhaltet auch NRO außerhalb Europas) gibt es nur in drei Punkten:

- die Speicherung von CO₂ in Ökosysteme – namentlich Ozeane – wird abgelehnt,
- zum jetzigen Zeitpunkt (Stand: Mai 2004) sind keine ausgesprochenen „Anti-CO₂-Entsorgung“-Kampagnen geplant,
- Erneuerbare Energien und die rationellere Energienutzung sind der CO₂-Speicherung vorzuziehen und deren Umsetzung zu forcieren.

Eine darüber hinausgehende einheitliche Positionierung besteht nicht. Maßgeblich dafür ist zum einen, dass sich die nationalen NRO auf die jeweilige Energiesituation (zu erwartender Verlauf des Energieverbrauchs, Energieträgermix und heimische Vorkommen etc.) des Landes beziehen (müssen). Zum anderen sind die Schwerpunkte der einzelnen Verbände und Organisationen sehr unterschiedlich. Während für die einen der Klimaschutzgedanke prägend ist (z.B. WWF) und eine weitergehende Wahl der Mittel einschließt, orientieren sich andere eher an einer breiten Palette von Zielen.

Die deutschen NRO stehen der Speicherung von CO₂ im internationalen Vergleich generell eher skeptisch gegenüber, haben aber keine geschlossene Position. Prioritär ist für sämtliche deutsche NRO der Ausbau von erneuerbaren Energien und eine rationellere Energienutzung.

Der NABU (Naturschutzbund) hat bisher noch keine Stellungnahme veröffentlicht, äußert allerdings Zurückhaltung, da es sich bei CCS um einen klassischen „End-of-Pipe“-Ansatz handele. Probleme in der Vorkette (Brennstoffbereitstellung) würden nicht gelöst und eher noch verstärkt. Hierzu zählt der NABU neben anderen die Umweltschäden beim Braunkohletagebau (NABU 2005). Ähnlich kommuniziert auch der BUND hinsichtlich CCS (BUND 2005). Ein Positionspapier wurde bisher nicht veröffentlicht.

WWF Deutschland folgt der Position von WWF International und befürwortet die CO₂-Speicherung unter bestimmten Bedingungen (WWF 2004/2005):

- keine Speicherung in Ozeanen, offenen Aquiferen und Seen,

- internationale Kontrolle über Speicherung muss eingeführt werden,
- öffentliche Forschungsgelder für CO₂-Speicherung sollten keinen Einfluss auf die Höhe der Forschungsgelder für REG haben,
- Emissionshandel: nur entwickelte Länder mit CO₂-Deckeln sollten "Carbon and Storage" anrechnen dürfen,
- CCS dürfte nur in Ergänzung zum Ausbau regenerativer Energien eingesetzt werden, nicht zur Ersetzung derselben.

Positiv sieht WWF die Rolle der CO₂-Speicherung auch deswegen, weil sie als Brückentechnologie (bis andere Technologien entscheidende Beiträge leisten zu können) eine Rolle spielen kann.

Greenpeace Deutschland und Greenpeace International vertreten ebenfalls eine identische Position: CCS wird im allgemeinen abgelehnt. Sollte allerdings der Einstieg in die CO₂-Abtrennung und –Speicherung erfolgen, dürfe dies nur als zusätzliche Option, nicht als Ersatz für die verstärkte Ausschöpfung von erneuerbaren Energien und Energieeinsparung genutzt werden. Sollte CCS zum Einsatz kommen – von Greenpeace als Brückenfunktion hin zu sauberen Energien bezeichnet – müssten mehrere „essentielle Bedingungen“ erfüllt sein (Greenpeace 2004):

- Lagerung von CO₂: Deponien müssen über mehrere Jahrtausende leakagefrei nutzbar sein,
- Speicherung nur in entleerten Öl- und Gaslagerstätten,
- keine Speicherung in Ozeanen, Kohleflözen, Salzstöcken.
- keine Nutzung von CO₂ für EOR und EGR,
- Emissionshandel: bei der Einbindung von CO₂-Speicherung herrscht noch Diskussionsbedarf,
- Forschung & Entwicklung: es ist darauf zu achten, dass die Ausgewogenheit der Geldervergabe gewährleistet bleibt.

Überdies sieht Greenpeace für CCS in Industrieländern keinen Bedarf (Greenpeace 2005).

Germanwatch lehnt die CO₂-Speicherung als alleiniges Instrument zur Emissionsminderung ab. Gründe hierfür sind die noch offenen Fragen hinsichtlich der Qualität und Quantität der Lagerstätten, die langen Zeiträume, die bis zur Etablierung einer großmaßstäbigen Speicherung zu überbrücken sind und den damit fraglichen Beiträgen zur tatsächlichen Emissionsminderung. Außerdem stellt Germanwatch die Befürchtung zur Diskussion, ob der großskalige Einsatz der CO₂-Speicherung den Übergang in ein solares Zeitalter prinzipiell nicht eher verhindern als beschleunigen würde. Aufgrund der erhöhten Stoffflüsse sieht Germanwatch CCS aus ökologischen Gründen als problematisch an (Germanwatch 2004).

3.8.2 Politische Parteien

Die im Bundestag vertretenen Parteien haben sich bisher in unterschiedlichem Maß mit CCS beschäftigt. Die **SPD** hat bisher keine offizielle Stellung bezogen. In der von den Regierungsparteien veröffentlichten Nachhaltigkeitsstrategie (Bundesregierung 2004) wird die Speicherung von Kohlendioxid nicht explizit erwähnt. Lediglich in der Innovationsförderung ist unter den gelisteten Punkten neben erneuerbaren Energien, Smart House und GuD das Feld „Clean Coal Technology“ erwähnt.

Bündnis 90/Die Grünen hat direkt zur CO₂-Speicherung Stellung bezogen. In einem 2003 gefassten Beschluss der Grünen Bundestagsfraktion heißt es: „Da die ... Clean Coal Technologie ... technisch nicht ausgereift ist, wird sie im kommenden Investitionszyklus für Neubauten von Kraftwerken nicht zum Einsatz kommen. Bevor die technischen und wirtschaftlichen Defizite dieser Technologieform nicht gelöst sind, stellt sie kein Argument für den Ausbau von Kohlekraftwerken dar.“ (B90/Grüne 2003)

Bereits im Dezember 2001 befasste sich die Bundestagsfraktion mit dem Thema (B90/Grüne 2001) und kam zum Schluss: „Derzeit existiert kein überzeugendes Konzept zur Deponierung [von CO₂] und auch die Wirtschaftlichkeit bleibt fraglich. Dennoch könnte diese Technologie in einigen Ländern interessant werden, sollten sich die technischen und ökonomischen Probleme tatsächlich lösen lassen. Die "clean coal" Technologie darf sich nicht alleine in höherer Effizienz erschöpfen, sondern muss die gesamten CO₂-Emissionen von der Atmosphäre fernhalten ... International könnte den "clean coal" - Technologien in den nächsten Jahrzehnten gleichwohl eine andere Rolle [als in Deutschland] zukommen. ... Die Mitentwicklung und Erprobung dieser Technologien in Deutschland macht vor diesem Hintergrund durchaus Sinn.“

Die **CDU** steht der Abtrennung und Speicherung von CO₂ positiv gegenüber als Mittel, um die Kohlendioxidemissionen weltweit zu senken. Sie befürwortet weitere Forschungsanstrengungen in diesem Bereich. Ob entsprechende Technologiepfade auch für Deutschland relevant werden können, müsse in den kommenden Jahren geprüft werden (CDU 2004). In ihrem Regierungsprogramm 2002 – 2006 bezeichnet die CDU CO₂-freie fossile Kraftwerke als „wesentlichen Eckpfeiler“ ihrer Energiepolitik.

Die **FDP** sieht in der Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid eine Option zur Emissionsreduktion. „Langfristig sollen die Möglichkeiten der CO₂-Abscheidung in Kohlekraftwerken und die CO₂-Speicherung und CO₂-Langzeitlagerung in verschiedenartigen Medien bzw. Erdformationen erforscht werden.“ (FDP 2003)

Die **PDS** veröffentlichte im September 2004 eine Stellungnahme zur KohlendioxidSpeicherung. Sie kommt zum Schluss, dass in dem von ihr geforderten vollständigen Umstieg auf erneuerbare Energien bis 2050 für „Kohlekraftwerke, egal wie ‚visionär‘ ihre Technologie ist,“ kein Platz bestünde. (PDS 2004)

3.8.3 Ministerien und Sachverständigenräte

3.8.3.1 BMWA

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit unterstützt die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid mit dem Forschungsprogramm **COORETEC**. **Dieses breit angelegte Forschungsprogramm Cooretec** soll die Grundlage dafür schaffen, den ab dem Jahr 2010 anstehenden Ersatz- und Neubaubedarf im fossilen Kraftwerkssektor auf hohem technischen Niveau durchführen zu können. Eine Forschungsrichtung des Programms ist die längerfristige Entwicklung von so genannten CO₂-freien Kraftwerken" (zero emission power plants).

3.8.3.2 Rat für nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung

Die Abtrennung und Deponierung von Kohlendioxid bewertet der Nachhaltigkeitsrat in seinem aktuellen Positionspapier als eine mögliche wichtige Brücke „ins Zeitalter der regenerativen Energieversorgung“. Hierfür sollten in hocheffizienten Kraftwerken Technologien zur CO₂-Abtrennung integriert werden, allerdings nur unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Wäre dies nicht zu erreichen, sollten fossile Kraftwerke langfristig nicht in eine nachhaltige Energieversorgung eingebunden werden. Eine Erforschung entsprechender Technologiepfade befürwortet der Nachhaltigkeitsrat, es dürfe jedoch nicht zu einer Konkurrenz um Forschungsmittel kommen, die diese End-of-pipe-Technologie den regenerativen Energien sowie der Nutzung von Energieeffizienzpotentialen womöglich vorzöge. Der Nachhaltigkeitsrat stellt CCS als Forschungsfeld neben erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Materialeffizienz. (RNE 2004: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Texte, Nr. 4, Oktober 2004)

3.8.3.3 WBGU

Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung WBGU hat dezidiert Stellung zur Sequestrierung von Kohlendioxid bezogen. Er spricht in diesem Zusammenhang von einer „End-of-Pipe-Technologie“. Zitat: „Fossile Energieträger werden in vielen Ländern noch über Jahrzehnte die dominante Energiequelle bilden ... Daher liefert die End-of-pipe-Technologie der Kohlenstoffspeicherung ... eine Option für den Klimaschutz.“ Kriterien zur Bewertung verschiedener Optionen sind Speicherdauer, -sicherheit sowie Umweltauswirkungen. Als Speicherungsoptionen abgelehnt werden die Einbringung in die Ozeane (ökologische Bedenken), terrestrische Senken (mangelnde Erweiterbarkeit), saline Aquifere (keine Gewährleistung von Sicherheit und Langfristigkeit). Als Speicherdauer setzt der WBGU einen Zeitrahmen von länger als 1000 Jahre an. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder sowie Salzkavernen wären vorübergehend nutzbar, allerdings nur, wenn die genannte Rückhaltezeit gewährleistet werden kann. Weitere Forschung vor allem im Bereich der Deponierung ist nach Dafürhalten des WBGU angezeigt. (WBGU 2003: Energiewende zur Nachhaltigkeit, Springer-Verlag, Heidelberg, März 2003)

3.8.3.4 Rat von Sachverständigen für Umweltfragen, SRU

Der Sachverständigenrat beurteilt die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid als möglicherweise zu teuer im Vergleich mit anderen Vermeidungsoptionen. Außerdem komme hinzu, dass „auch ihre Befürworter sie erst nach 2020 für realisierbar halten.“ Für den anstehenden Aus- und Neubau des Kraftwerksparks komme diese Technik demnach zu spät (Umweltgutachten 2000 und 2004).

3.8.4 Industrieverbände

Bisher haben sich nur wenige Industrieverbände in Positionspapieren zur CO₂-Speicherung geäußert. Zu diesen gehören der Braunkohleverband DEBRIV, der die Abtrennung und Speicherung von CO₂ befürwortet, sowie der Gesamtverband des Deutschen Steinkohlenbergbaus GVSt und der Verein Deutscher Ingenieure VDI. GVSt und VDI plädieren für eine Klärung dieser „Langfristoption“, treten jedoch prioritär für eine maximale Steigerung der Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses als Beitrag zum Klimaschutz ein.

4 Zusammenfassung und offene Fragen

Im Bereich der CO₂-Abtrennung und Speicherung besteht aus heutiger Sicht noch ein ganz erheblicher Forschungsbedarf. Dies betrifft folgende Aspekte:

- Technische Fragen (z.B. Verringerung der Wirkungsgradverluste bei der Rauchgaswäsche) und die generelle Abschätzung der Entwicklungsperspektiven (z.B. Entwicklung von selektiven Membranen zur Abtrennung von CO₂, O₂ oder H₂); Übertragbarkeit heutiger Verfahren der chemischen Industrie auf den Kraftwerksbetrieb.
- Die Spezifikation ökonomischer Parameter, insbesondere genauere Betriebs- und Wartungskosten, Lernkurveneffekte; Abhängigkeit der Kosten von Anlagengröße und Abscheidungsgrad des CO₂ (in derzeitigen Konzepten verbleiben rund 15 % des CO₂ in den Rauchgasen).
- Die Ermittlung der tatsächlich verfügbaren Speicherpotenziale und ihre geografische Verteilung. Diesbezüglich gilt es vor allem diejenigen Optionen zu bestimmen, die eine hinreichende Speicherstabilität und ökologische Unbedenklichkeit aufweisen. Im COORETC-Abschlussbericht (BMWa 2003) heißt es dazu: „Alle Maßnahmen zur CO₂-Abscheidung sind nur dann sinnvoll, wenn der anschließende Verbleib des CO₂ zufriedenstellend geklärt ist. Zukünftige Forschungsaktivitäten sollten daher die CO₂-Abscheidung sowie die Möglichkeiten der weiteren CO₂-Behandlung gleichrangig verfolgen. Die Verwertung des CO₂ wird hierbei nur eine marginale Rolle spielen. F&E sollte sich auf diesem Gebiet schwerpunktmäßig auf die Möglichkeiten und Gegebenheiten einer CO₂-Deponierung konzentrieren.“

Besonders bedeutsam für die Frage, ob CO₂-Abtrennung und Speicherung einen dauerhaften Beitrag für den Klimaschutz leisten oder eher nur kurz- bis mittelfristig eine Brückenfunktion wahrnehmen kann, erscheint aufgrund der Begrenztheit oder (ökologischen) Bedenklichkeit anderer Optionen¹⁹ die Analyse der Speichermöglichkeiten in salinaren Aquiferen (technisch/wirtschaftliche Potenziale, Langzeitstabilität und mögliche Leckagen, Auswirkungen auf Mikroorganismen in geologischen Gesteinsschichten, Nutzungskonflikte zu geothermischer Nutzung).

- Die Bestimmung denkbarer Pfade für die CO₂-Abtrennung und Speicherung (Technologien, Infrastrukturen, notwendige Entwicklungszeiträume und Zeit, um Lernkurveneffekte wirksam werden zu lassen) einschließlich der Analyse der geografischen Verteilung zwischen den großen CO₂-Punktquellen und den potenziellen Senken.
- Die Analyse der zeitlichen Verfügbarkeit der jeweiligen Technologien im Vergleich zu den sich aus dem Kraftwerkersatzbedarf zeitlich ergebenden Anforderungen bzw. die Analyse der Nachrüstbarkeit von CO₂-Abtrennschritten (hierzu gehört dann auch

¹⁹ Geht man bezüglich der Speichermöglichkeiten von eher vorsichtigen Schätzungen aus (vgl. ECOFYS 2004), bestimmt sich die statische Reichweite (Quotient aus vorliegenden Potenzialen und heutigem CO₂-Ausstoß) der CO₂-Abtrennung und Speicherung für Europa derzeit auf nicht einmal 20 Jahre (vgl. Kapitel 3.4).

die Untersuchung praktischer Fragen wie Platzbedarf an den Kraftwerksstandorten und Gesichtspunkte der Akzeptanz).

- Das Erarbeiten von Gesamtlebenszyklus-Bilanzen dieser Prozessketten auf der Basis belastbarer verfahrenstechnischer Auslegungen und realistischer Verlustfaktoren.

Darüber hinaus ist heute zu wenig bekannt über die Wechselwirkungen zwischen der CO₂-Abtrennung und Speicherung und anderen energiewirtschaftlichen Optionen. Vor diesem Hintergrund kommt folgenden Aspekten eine hohe Bedeutung zu:

- Wie ist die CO₂-Abtrennung und Speicherung im Vergleich zu anderen CO₂-Minderungsoptionen zu werten (Vergleich CO₂-freier Optionen untereinander, d.h. „auf gleicher Augenhöhe“)? Dies erfordert einen systematischen Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologischer Restriktionen etc.).
- Welche Rolle spielt die CO₂-Abtrennung und Speicherung als mögliche Brücke in ein regeneratives Energiesystem oder ist eher von einer dauerhaften Lösung auszugehen? Können sich Technologien überhaupt entwickeln, wenn sie von vornherein als „Brückentechnologien“ definiert werden? Lohnt sich dann überhaupt der „Umweg“?
- Welche Impulse kann die CO₂-Abtrennung und Speicherung für den globalen Klimaschutz leisten (Technologieimpulse, Übertragbarkeit der Konzepte)?
- Wie kompatibel ist die CO₂-Abtrennung und Speicherung mit anderen Klimaschutzoptionen oder kommt es bei einer weiteren Forcierung der Entwicklungsbemühungen (nicht nur hinsichtlich der begrenzten F&E-Mittel) zu einem ausgeprägten Wettbewerbscharakter zwischen der CO₂-Abtrennung und Speicherung und z.B. dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien? Dies betrifft besonders stark die Frage nach einer eher dezentralen oder zentralen Struktur der zukünftigen Energieversorgung sowie der vermeidlichen Konkurrenzsituation zwischen der CO₂-Abtrennung und Speicherung sowie dem Aufbau einer Stromimportstruktur aus erneuerbaren Energien (z.B. auf der Basis von solarthermischen Kraftwerken im Mittelmeerraum) als strategische Klimaschutzoptionen nach 2025 (vgl. auch Kapitel 3.7).

Ziel der Bemühungen im Rahmen der anstehenden Entscheidungen über das Energieforschungsprogramm des Bundes sollte vor diesem Hintergrund sein, dieses vor allem auf diejenigen Möglichkeiten und Ansätze zu fokussieren, die als „No Regret“ Optionen von besonderer Bedeutung sind. Dies bedeutet – bei allem notwendigen Kenntnissgewinn bezüglich der CO₂-Abtrennung und Speicherung – an der Schwerpunktförderung der erneuerbaren Energien festzuhalten, als denjenigen Optionen, die nach den bisherigen Vorstellungen der Bundesregierung das Energiesystem von Morgen sehr stark prägen sollen und auch weltweit von überragender Bedeutung sind. Letzteres gilt sowohl direkt (Einsatz vor Ort) als aber auch indirekt (Entwicklung von Exportmärkten). Auch hinsichtlich der Kontinuität der Forschungsförderung ist dies wichtig. Nur auf diese Weise kann garantiert werden, dass in den Bereichen, in denen Deutschland mit an der Spitze der weltweiten Entwicklung liegt, die

bisherigen Bemühungen (z.B. Grundlagenforschung im Bereich der Photovoltaik oder der solarthermischen Kraftwerke) sich schlussendlich auch in Markterfolgen widerspiegeln.

Hinsichtlich der Akzeptanz bei den Nichtregierungsorganisationen ist zu erwarten, dass diese höher ausfallen wird, sofern die CO₂-Abtrennung und Speicherung explizit als Brückentechnologie hin zu einer Nachhaltigen Energieversorgung verstanden wird. Dies beinhaltet u. a. ein zeitlich klar definiertes Ausstiegsszenario und weiterhin erhebliche Forschungsaufwendungen für Erneuerbare Energien. Gelingt es, die CO₂-Abtrennung und Speicherung großtechnisch zu erschließen, könnte dies zwar die Handlungsspielräume für den Aufbau eines energieeffizienten, auf erneuerbaren Energien aufbauenden Energiesystems erhöhen, letztendlich bleibt diese Option aber eine „End of the pipe“-Technologie mit ihrer naturgegeben limitierten Bedeutung. Die Forschungsförderung in diesem Bereich darf daher nicht zu Lasten der Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien (insbesondere auch nicht von Optionen mit ähnlicher langfristiger Tragweite wie dem Aufbau von REG-Importinfrastrukturen) erfolgen, sondern allenfalls komplementär (ggf. wäre eher eine Alternative zwischen der „Fusionsforschung“ und „Clean Coal“ zu sehen). Erfolg versprechend erscheint dabei von vornherein eine Konzentration auf aussichtsreiche Felder statt eine Förderung „mit der Gießkanne“. Dies erfordert auch eine Parallelforschung im Bereich ökologischer Risiken und sozio-ökonomischer Fragestellungen (z.B. Akzeptanz) damit sinnvolle Bereiche zielsicher adressiert werden können. Idealerweise stehen damit solche Optionen im Mittelpunkt, die auch dann sinnvoll sind, wenn CO₂-Speicherung nicht oder nicht in dem erwarteten Umfang ökonomisch, ökologisch und sozial verträglich realisierbar ist (z.B. Weiterentwicklung der Kohlevergasung als international marktfähige Technologie).

5 Literatur

- (Bauer 2004): Bauer, N., Edenhofer, O., Held, H., Kriegler, E. (2004): Uncertainty of the role of carbon capturing and sequestration within climate change mitigation strategies. Accepted for publication in: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Eds.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Paper and Plenary Presentations, IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK, 2004.
- (BMWa 2003): BMWa (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) 2003: Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWa-Dokumentation Nr. 527. Berlin
- (BMU 2004): BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2004: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Berlin
- (Breuer 2001): Breuer, Hubertus 2001: Ab in den Untergrund, in Wissen 46/2001, http://www.zeit.de/2001/46/Wissen/200146_n-klimakiller.html
- (BUND 2005): Präsentation von Thorben Becker, BUND: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung erneuerbarer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Celia, Scherer 2004) Celia, Michael A., Scherer, George: Leakage through existing wells: Models, Data Analysis and Lab Experiments, Presentation from the third CMI (Carbon Mitigation Initiative) Annual Meeting 2004, Princeton Environmental Institute, January 2004
- (DIW 2003) DIW Wochenbericht Nr. 39/2003, Berlin
- (DoE 2003): United States Department of Energy: Carbon Sequestration, Technology Roadmap and Program Plan. www.netl.doe.gov/coalpower/sequestration. 07.06.04.
- (Dubbel 1990): Beitz, W., Küttner, K.-H. (Hrsg.): Dubbel - Taschenbuch für den Maschinenbau; 17. Auflage; Springer Verlag, Berlin 1990
- (ECOFYS 2004): ECOFYS 2004: Global carbon dioxide storage potential and costs. Utrecht. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> 27.08.04
- (Edenhofer 2004): Edenhofer, O., Held, H., Bauer, N., 2004: A regulatory framework for carbon capturing and sequestration within the Post-Kyoto-Process. Accepted for publication in: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Eds.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-Reviewed Paper and Plenary Presentations, IEA Greenhouse Gas Programme, Cheltenham, UK, 2004.
- (Enquête 2002): Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Abschlussbericht, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9400, 2002
- (Feely, Christopher, Kitack, Berelson, Kleypas, Fabry, Millero 2004) Feely, Richard A., Christopher Sabine, Kitack Lee, Berelson, Will, Kleypas, Joanie, Fabry, Victoria J., Millero, Frank J.: Impact of Anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ System in the Oceans. Science, Bd. 305, 16.07.2004
- (Fleisch, Quigley 2000): Fleisch, T., H., Quigley, T. 2000: Technologies for the Gas economy. Paper presented at Energy Frontiers International Members conference „Gas to Market Options“, San Francisco, C.A.
- (Forum Umwelt und Entwicklung 2001): Der Wald allein wird das Klima nicht retten, Positionspapier AG Wälder 20.07.2001

- (Gale 2002): Gale, J., IPCC Workshop for Carbon Capture and Storage 18-21.11.2002 in Regina, Canada: Overview of CO₂ emission sources, potential, transport and geographical distribution of storage possibilities
- (Germanwatch 2004): Germanwatch (Hrsg.), Duckat, Renate; Treber, Manfred; Bals, Christoph; Kier, Gerold, CO₂-Abscheidung und -Lagerung als Beitrag zum Klimaschutz, Ergebnisse des „IPCC Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage“ vom November 2002 und Bewertung durch Germanwatch, Bonn, <http://www.germanwatch.org/rio/ccs04.htm>
- (Gerling 2004): Gerling, J. Peter: COORETEC - CO₂-Speicherung, in: Dokumentation des Fachkongresses „Innovative Technologien zur Stromerzeugung - auf dem Weg zu CO₂-freien Kohle- und Gaskraftwerken“ vom 10.-12. Mai 2004. Berlin.. <http://www.kraftwerkskongress.de/deu/index.htm>.
- (Gerling, May 2001) Gerling, Peter, May, Franz: Anhörung der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ zum Thema Innovative Energietechnologien und –systeme am 20.11.2001, Kommissionsdrucksache 14/111-2
- (Gesellschaft Deutscher Cemiker e.V. 2004): Pressemitteilung vom 28.04.2004: Kohlendioxid aus Kraftwerken – Wege zur Verringerung des Treibhausgas, www.gdch.de/oearbeit/press/2004.htm
- (Gielen 2003): Gielen, Dolf 2003: The Future Role of CO₂ Capture and Storage Results of the IEA-ETP Model. IEA/EET Working Paper. Paris
- (Göttlicher 1999): Göttlicher, G. : „Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken“, Dissertation an der Universität GH Essen, Fortschritt-Berichte VDI Reihe 6, Nr. 421, Düsseldorf, 1999
- (Greenpeace 2004): Greenpeace 2004: Kohlendioxid in den Untergrund? Hokus Pokus CO₂-Verpressung, Stellungnahme
- (Greenpeace 2005): Präsentation von Gabriela von Goerne, Greenpeace: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung erneuerbarer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Grimston 2001): Grimston, M.C., Karakoussis, V., Fouquet, R. van der Vorst, R., Pearson, P. Leach, M. (2001): The European and global potential of carbon dioxide sequestration in tackling climate change. Climate Policy 1 (2001): S. 155-171
- (Guinée 2002): Guinée, Jeroen (Hrsg) 2002: Handbook on Life Cycle Assessment. Operational Guide to the ISO Standards. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Bostson, London (Hendricks 1997): Hendricks, C.A. and Turkenburg, W.C.: Towards Meeting CO₂ Emission Targets: The Role of Carbon Dioxide Removal. IPTS Report 16, 13 – 21, 1997
- (Hendricks 1994): Hendricks, C., „Carbon dioxide removal from coal-fired power plants“, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London, 1994
- (Hendricks 1997): Hendricks, C. and W. Turkenburg, „Towards meeting CO₂ emission targets: The role of carbon dioxide removal“, IPTS Report 16, 1997
- (Herzog 2002): Herzog, Howard: Carbon Sequestration via Mineral Carbonation: Overview and Assessment, 14 March 2004
- (Herzog 1997): Herzog, H., Drake, E., Adams, E.: CO₂ Capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change, A White Paper, DOE Order No. DE AF22-96PC1257, 1997
- (IEA 2003): IEA 2003: World Energy Outlook. 2003 Insights
- (IEA 2004): IEA 2004: CO₂ Capture and Storage. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. www.co2sequestration.info 27.07.04

- (IFEU und ifu 2004): Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für Umweltinformatik 2004: Umberto 4.3. Heidelberg/Hamburg.
- (IPCC 2000): Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) „Climate Change 2001: Emission Scenarios, A special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, 2000
- (IPCC 2001): Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) „Climate Change 2001: Impacts, Adaption, and Vulnerability.“ Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, 2001
- (IPCC 2001): IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.), (2001): Climate Change 2001: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Third Assessment Report of the IPCC, Cambridge, New York: Cambridge University Press
- (IPCC 2002): IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 2002: Workshop on Carbon Dioxide Capture and Storage. Proceedings. Regina, Canada, 18-21 November 2002. Published by ECN. www.rivm.nl/mnp/ieweb/ipcc/pages_media/ccs-report.html. 27.07.04
- (Kohlmann, Zevenhoven 2001) Kohlmann, Jens, Zevenhoven, Ron: The removal of CO₂ from flue gases using magnesium silicates in Finland, presentation at the 22 th Int. Conf. On Coal Science, San Francisco (CA), Sept. 19- Oct. 5, 2001
- (Knutzen 1981): Knutzen J. Effects of decreased pH on marine organisms *Marine Pollution Bulletin*, **12**: 25-29, 1981
- (Lawrence 2002): Lawrence, Mark: Side effects of Oceanic Iron Fertilization, *Science's: Letters* Vol. 207, 30 Sept. 02 S. 1993, 2002
- (Makino 2003): Makino E.: Fischer-Tropsch-Synthesis, in: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Sixth Edition (2003), Vol. 8, S. 651-664.
- (Marato-Valer 2004) Marato-Valer, M. Mercedes: Penn State >Live – Recent Headlines: Researchers study natural mineral that locks up carbon dioxide, Tuesday September 7, 2004, <http://live.psu.edu/story/7907>
- (May 2003): May F., Brune, S., Gerling, P. & Krull, P.: Möglichkeiten zur CO₂-Speicherung in Deutschland - eine Bestandsaufnahme im Jahre 2003. - *geotechnik* 26 (2003) Nr. S: 162-172, VGE; Essen, 2003
- (Möller et al. 2001): Möller, Andreas; Page, Bernd; Rolf, Arno; Wohlgemuth, Volker: Foundations and Applications of computer based Material Flow Networks for Environmental Management. In: Rautenstrauch et al: Environmental information systems in industry and public administration. Magdeburg. 2001.
- (NABU 2005): Präsentation von R. Musiol, NABU: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung erneuerbarer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Omori, Norman, Ikeda 1998): Omori, M., Norman, C. P., Ikeda, T.: Oceanic disposal of CO₂: potential effects on deep-sea plankton and micronekton – a review. *Plankton Biol. Ecol.* **45**, 87-99 (1998)
- (Pehnt 2002): Pehnt, Martin: Ökobilanzen. In: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. 2. Zwischenbericht Juli 2002. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal. 2002.
- (Ploetz 2003): Ploetz, Christine 2003: Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Expertise im Auftrag des WGBU 2003
- (Pro REGENWALD 1998): Klima, Bäume und das Geld – Klimaveränderung schafft neue Wälder, Dokumentation Nr. 2 – Herbst 1998

- (Prognos 2004): Bohnenschäfer, W. u. a. (Prognos AG): Perspektiven für elektrischen Strom in einer nachhaltigen Entwicklung, Untersuchung im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin, 2004
- (SRU 2000) Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (SRU): Umweltgutachten 2000, Berlin, 2000
- (SRU 2004) Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (SRU): Umweltgutachten 2004: Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern, Berlin, Mai 2004
- (Reininger, Schubert 1999): Reininger, G., Schubert, V., http://ac16.uni-paderborn.de/lehrveranstaltungen/aac/vorles/skript/kap7/kap7_2.html)
- (Riahi et al. 2004): Riahi, Keywan; Rubin, Edward S.; Taylor, Margaret R.; Schrattenholzer, Leo; Hounshell, David 2004: Technological learning for carbon capture and sequestration technologies. Energy Economics 26 (2004) 539-564.
- (Richter 2003): Richter, I.: CO₂-Versenkung im Ozean; Diplomarbeit an der Universität Oldenburg 2003
- (Smetacek, Victor 2004) Smetacek, Victor: Eisendüngung im Ozean mindert Kohlendioxid-Menge nur minimal, dpa Meldung vom 7.4.2004 unter: www.pro-physik.de/Phy/External/PhyH/1,,2-10-0-0-1-display_in_frame-0-0-,00.html?recordId=4237&table=NEWS
- (Statoil 2004): Statoil: Carbon dioxide storage prized. Pressemeldung, 18.12.2000, aktualisiert 26.01.2004: <http://www.statoil.com/STATOILCOM\SVG00990.nsf/U-NID/01A5A730136900A3412569B90069E947?opendocument>, sowie weitere Meldungen und Jahresberichte von Statoil
- (Roehrl 2000): Roehrl, R. A., Riahi, K.: Technology dynamics and greenhouse gas emission mitigation: a cost assessment, Technological Forecasting and Social Change 63, 2000, S. 231-261
- (Thackeray 2000): Thackeray, F.: Fischer-Tropsch Gas-to-Liquids, Prospects and Implications, SMI Publ. Ltd. London 2000
- (UBA 1995): Umweltbundesamt: Ökobilanz für Getränkeverpackungen. UBA-Texte 52/95. Berlin. 1995.
- (UBA 1999): Umweltbundesamt: Bewertung in Ökobilanzen. UBA-Texte 92/99. Berlin. 1999
- (Umweltinstitut München e. V. 2004): Gentechnik-Bäume gegen den Klimakollaps?, www.umweltinstitut.org/frames/gen/gentechwald.htm
- (WBGU 2003): (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen) 2003: Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit. Hauptgutachten. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag. ISBN 3-540-40160-1. www.wbgu.de/wbgu_jg2003.html
- (Williams 2002): Williams, Robert H. 2002: Decarbonized fossil energy carriers and their energy technology competitors. In: IPCC 2002
- (Williams (2003): Williams, Robert H. 2002: Progress in IOR Technology, Economics Deemed Critical to Staving Off Worlds's Oil Production Peak. Oil & Gas Journal, Nr. 101/30, 04.08.2003, S. 18 – 25
- (Wolf-Gladrow, Riebesell, Burkhardt, Bijma 1999): Wolf-Gladrow, Dieter, Riebesell, Ulf, Burkhardt, Steffen, Bijma, Jelle: Direct effects of CO₂ concentration on growth and isotopic composition of marine plankton. Tellus, Bd. 51B, 1999, S. 461 – 476.
- (Wolf-Gladrow 2004): Wolf-Gladrow, Dieter: Persönliche Kommunikation am 27.10.04
- (WI/DLR 2002): Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie, DLR Institut für Thermodynamik: Langfristszenarien für eine nachhaltige Energienutzung in Deutschland, Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt, Wuppertal, Stuttgart, Juni 2002
- (Wilson 2003): Wilson, E.J., Johnson, T.L., Keith, D.W., 2003: Regulating the Ultimate Sink: Managing the Risks of Geologic CO₂ Storage. Environmental Science & Technology 37, 3476-3483.

- (WWF 2004): Position Paper: Carbon Capture and Storage from Fossil Fuels. World Wide Fund 2004
- (WWF 2005): Präsentation von R. Günther, WWF: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung erneuerbarer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- (Yamada, Ikeda 1999): Yamada, Y. & Ikeda, T.: Acute toxicity of lowered pH to some oceanic zooplankton. Plankton Biol. Ecol. 46, 62-67 (1999).
- (ZSW 1996): ZSW-Studie, "CO₂-Rückhaltesysteme für Fahrzeuge", Industrienauftrag 1996

Weitere, nicht direkt zitierte Literatur

- Enquete 2002: Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages. Berlin.
- Fell, Hans-Josef 2003: ‚Clean Coal‘: Die Renaissance des Klimakillers Kohle! In: Solarzeitalter 2/2003. Bonn.
- Freund, P.; Kaya, Y.; Lior, N. (Hrsg.) 2004: 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Kyoto, Japan, 1 - 4 October 2002. In: Energy 29 (9-10) 1237-1657. Elsevier.
- Hendriks, Chris 1994: Carbon Dioxide Removal from Coal-Fired Power Plants. Dordrecht/Boston/London: Kluwer Academics Publishers. ISBN 0-7923-3269-5.
- Hendriks, Chris; Turkenburg, Wim C. 1997: Auf dem Weg zur Erfüllung der CO₂-Emissionsziele: Die Rolle der CDR-Technologie. The IPTS Report Nr. 16, Juli 1997. Sevilla.
- May, Franz; Gerling, Johannes Peter; Krull, Paul 2002: Untertagespeicherung von CO₂. In: PowerTech 8/2002, S. 45-50.
- Riemer, H. Audus, and A. Smith: IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, Carbon Dioxide Capture from Power Stations, 1993
- RWE Rheinbraun; Vattenfall Europe 2003: Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge.

6 Anhang

A1 Stoffeigenschaften von CO₂

Kohlendioxid (CO₂) ist ein geruch-, geschmack- und farbloses, nicht brennbares und - in normaler Atemluftkonzentration von ca. 0,04 Vol% - ungiftiges Gas. Mit einem spezifischen Gewicht von 1,85 kg/m³ (bei 15°C und 1 bar) ist es rund 1,5 mal so schwer wie Luft und sinkt daher in hoher Konzentration zu Boden. Der zulässige Höchstwert am Arbeitsplatz (MAK-Wert) beträgt 0,5 % oder 5.000 ppm (parts per million). Da Kohlendioxid den Luftsauerstoff verdrängt, führen Konzentrationen ab 7 ... 8 % in der Atemluft innerhalb von 30 bis 60 Minuten zum Tod durch Erstickten.

Wie aus dem Phasendiagramm (vgl. Abbildung) zu erkennen ist, liegt CO₂ unter Normalbedingungen (1,0 bar / 15°C) gasförmig (g) vor und gefriert bei einer Temperatur von -78°C. Gefrorenes CO₂ wird als Trockeneis bezeichnet. Unterhalb von 5,8 bar geht es bei Wärmezufuhr direkt vom festen (s) in den gasförmigen Zustand über (sog. Sublimation). Die flüssige Phase (l) existiert nur oberhalb des Tripelpunktes (TP) von 5,8 bar und -57°C. Der Tripelpunkt ist dadurch gekennzeichnet, dass alle drei Phasen nebeneinander stabil sind. Zu Transportzwecken bei Umgebungstemperatur kann CO₂ also durch Kompression auf beispielsweise 100 bar verflüssigt werden. Im flüssigen Zustand steigt die Dichte (z.B. auf 824 kg/m³ bei 15°C und 51 bar) an, so dass weit geringere Volumenströme bewältigt werden müssen als im gasförmigen Zustand. Im überkritischen Gebiet (ük) oberhalb des kritischen Punktes (KP) von 74 bar und 31°C liegt CO₂ in einer einheitlichen Phase mit konstanter Dichte (464 kg/m³) vor.

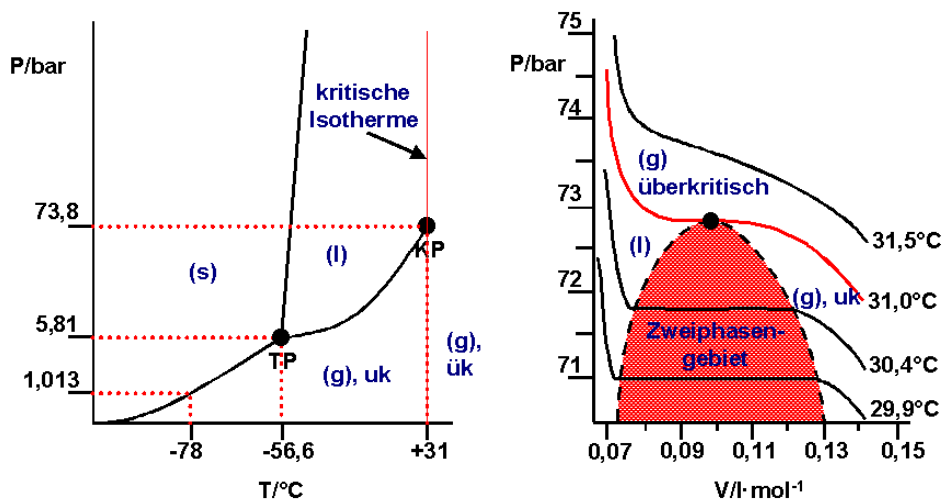


Abb. 6-A1 Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)

In der folgenden Tabelle sind wichtige chemische und thermodynamische Kenngrößen von CO₂ zusammengefasst.

Tabelle 6-A6-1 Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO₂)

Ordnungszahl	6	-
Molmasse	44,01	kg/kmol
Relative Dichte gasförmig (Luft = 1)	1,53	-
Dichte gasförmig (15°C/ 1 bar)	1,85	kg/m ³
Dichte flüssig ^{*)}	(-50°C/6,84 bar)	1156 kg/m ³
	(0°C / 34,86 bar)	928,8 kg/m ³
	(15°C / 50,85 bar)	823,8 kg/m ³
	(31,06°C /73,84 bar)	463,7 kg/m ³
Dichte fest	≈ 1.550	kg/m ³
Siede- / Gefrierpunkt (bei 1 bar)	-78,5	°C
Tripelpunkt	5,81	bar
	-56,6	°C
Kritischer Punkt	73,84	bar
	31,06	°C

^{*)} bei Sättigung

Quelle: (Dubbel 1990), (Reininger, Schubert 1999], (Richter 2003)

A2 Übersicht internationaler Projekte nach Regionen

Project title/Status	Overview	Location
USA/Canada		
The Capture and Storage of Carbon Emissions/Active	The project is examining improvements to the chemical absorption process (using a variety of solvents) as well as developing new technology and carrying out technology screening studies	Boundary Dam Power Plant University of Regina
Shady Point Power Plant/Active	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Oklahoma
Sequestering carbon dioxide in coal beds/Active	The project is developing, testing and investigating the ability of injected CO ₂ to enhance coal bed methane production	Oklahoma and Philadelphia
Various Worldwide CO ₂ -E O R Operations/No Information	This entry provides information on existing CO ₂ -EOR operations in North America and Worldwide	North America/ Worldwide
Large scale CO ₂ Transportation and Deep Ocean Sequestration/ Completed	Assessing technical and economic viability of large-scale CO ₂ transportation and deep ocean storage	Alliance, Ohio
Warrior Run Power Plant/Active	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Cumberland, Maryland
Bellingham Cogeneration Facility/On-going commercial options	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Bellingham, Massachusetts
Geologic sequestration of CO ₂ in deep, unminable coal beds: An integrated research and commercial-scale field demonstration project (COAL-SEQ)/Completed	Development and demonstration of application of ECBM reservoir modelling techniques	Burlington San Juan Basin, northwest New Mexico
IMC Global Inc. Soda Ash plant/Active	Part of this large soda ash production plant comprises a coal-fired power generation plant featuring CO ₂ capture from the flue gas. The CO ₂ is used for the carbonisation of brine	Trona, California
Experiments on the Ocean Sequestration of Fossil Fuel CO ₂ /Active	To carry out preliminary assessment of direct ocean injection of CO ₂	Monterey Bay
Seafloor Process Simulator (SPS)/Active	The SPS has been developed for experimental investigations of the physical, geochemical, and microbiological processes affecting the formation and stability of methane and carbon dioxide hydrates at temperatures and pressures corresponding to ocean depths of up to 2000m	Oak Ridge
Laboratory Investigations in Support of Carbon Dioxide-Limestone Sequestration in the Ocean/ in Preparation	The project will carry our investigations into the preparation and characteristics of CO ₂ /water/limestone mixtures for the ocean sequestration of CO ₂	Lowell, MA
Development of New High-	NETL has developed a new facility capable of dupli-	Pittsburgh

Project title/Status	Overview	Location
Pressure Water Tunnel Facility (HWTF) /Active	cating deep ocean conditions. It is being used to investigate the chemical, physical, and thermodynamic behaviour of CO ₂ when it is injected into the deep ocean	
Development of a computer model for the evaluation of different CO ₂ capture from power plant options/Active	The project is developing a model for the systematic evaluation and comparison of different technological options for CO ₂ capture from power plant	Pittsburgh
Development of a state-of-the-art computer model to assess CO ₂ sequestration options and costs from the local to a national level /Active	The University is developing an easy-to-use computer model that will allow comparison and evaluation of different technology options applicable for CO ₂ capture and storage	Pittsburgh
Advanced CO ₂ Separation and Geologic Storage Technologies /Active	The project will demonstrate the feasibility of capturing CO ₂ from a variety of fuel types and combustion sources and storing it in unminable coal seams and saline aquifers	North America
Dry Regenerable CO ₂ Sorbents/Active	The project will investigate and develop a separation technology that uses a regenerable, sodium-based sorbent to capture CO ₂ from flue gas	North America
CO ₂ Dioxide Process for Gas Separation from Shifted Syngas/ in Preparation	The project will develop a process that captures CO ₂ by combining it with water at low temperature and high pressure, thus forming CO ₂ /water hydrates	North America
A Novel CO ₂ Separation System/ in Preparation	The project aims to develop a novel electricity generation and CO ₂ separation system based on the reduction of a metal oxide	North America
Vortex Tube Design and Demonstration for the Removal of Carbon Dioxide from Natural and Flue Gas/Active	The project is studying CO ₂ -liquid absorption kinetics, solvent generation requirements, and scale up parameters for Vortex Tube contactors	North America
Development of inorganic palladium-based membranes/Active	The project is developing an advanced palladium-based membrane for the reforming of hydrocarbon fuels	North America
Detailed cost analysis of three options for CO ₂ capture from an existing coal-fired power plant/Completed	The project is examining several technological options for the capture of CO ₂ from coal-fired power plants	North America
FutureGen/In Preparation	A US\$1 billion, 10 year research project to build the world's first coal-fuelled plant to produce electricity and hydrogen with zero emissions. The FutureGen plant will establish the technical and economic feasibility of producing electricity and hydrogen from coal while capturing and sequestering CO ₂ generated in the process	U.S.A.
The Weyburn Enhanced Oil Recovery Project /On-going commercial options	The location of the project is the Weyburn oilfield in Canada, first discovered in 1954. In October 2000, EnCana began injecting significant amounts of carbon dioxide into a Williston Basin oilfield (Weyburn) in order to boost oil production. Overall, it is anticipated that some 20 Mt of carbon dioxide will be permanently	North America

Project title/Status	Overview	Location
	sequestered over the lifespan of the project. The gas is being supplied via a 205 mile long pipeline (costing 100 million US\$) from the lignite-fired Dakota Gasification Company synfuels plant site in North Dakota	
Weyburn CO ₂ Monitoring/Active	The present monitoring project builds on EnCana's existing Weyburn EOR project. The monitoring project is unique as researchers have been able to collect background information prior to the flooding of the field with CO ₂ . This is allowing comparison of field characteristics before and after CO ₂ injection and enhancing understanding of interactions and relationships between oil recovery and CO ₂ storage. The primary benefit of the project will be the objective evaluation, and large-scale demonstration, of the geological sequestration of CO ₂ during EOR operations	Weyburn oil field
Acid Gas Injection Projects in Canada/No Information	Sour natural gas contains hydrogen sulphide (H ₂ S) and carbon dioxide (CO ₂); both require removal prior to transportation and sale. The high capital and operating costs of sulphur conversion plants and restrictions on flaring of acid gases has resulted in the development of an alternative process for their disposal termed acid gas re-injection	North America
Development of a digital database cataloguing CO ₂ source-to-sequestration site information in five Midwest states (MID-CARB)/Completed	The University is developing a digital spatial database that catalogues information relating CO ₂ sources to sequestration sites in five US states	North America
Geological Storage of CO ₂ in the Strata Production Company's West Pearl Queen reservoir/Active	This project provides the first major field experiment in the United States. Between December 20, 2002 and February 10, 2003, researchers injected approximately 2100 tons of CO ₂ into Strata Production Company's West Pearl Queen reservoir near Hobbs, New Mexico, USA. Now, researchers are monitoring the CO ₂ plume	Hobbs, New Mexico, USA
CO ₂ Separation Using Thermally Optimized Membranes/Active	Los Alamos National Laboratory and Idaho National Engineering and Environmental Laboratory are collaborating with the University of Colorado, Pall Corp. and Shell Oil Co, in a 3-year project to develop an improved high-temperature polymer membrane for separating carbon dioxide from methane and nitrogen gas streams	Los Alamos
Teapot Dome Test Center/Active	The Teapot Dome Test Centre will serve as a platform for field experiments aimed at providing new science and technology for geological carbon storage in general	Teapot Dome Oil Field (Naval Petroleum Reserve No. 3), Wyoming
Carbon Dioxide Capture by Absorption with Potassium Carbonate/ in Preparation	The project will develop an alternative solvent that captures more CO ₂ whilst using 25-50% less energy than conventional, state-of-the-art MEA (monoethanol amine) scrubbing	Austin, Texas
Optimal geological environments for carbon dioxide disposal in saline	Development of criteria for characterising optimal conditions for CO ₂ storage in saline aquifers plus database of US saline formations	Austin, Texas

Project title/Status	Overview	Location
aquifers in the US /Active		
Development of oxy-fuel boiler concept/ in Preparation	The project will develop a novel oxy-fuel boiler – a new design that incorporates a membrane to separate oxygen from the air which is then used for combustion	Tonowanda, New York
Maximising storage rate and capacity, and insuring the environmental integrity of carbon dioxide sequestration in geological formations /Active	Creation of novel well-logging technique for characterisation of geological formations and hydraulic fracturing techniques	Lubbock Salt Lake City Albuquerque
Experimental evaluation of chemical sequestration of carbon dioxide in deep aquifer media/Pending	Examination of factors influencing geological storage of supercritical CO ₂ in deep saline formations	Columbus, Ohio
Geologic screening criteria for sequestration of CO ₂ in coal; Quantifying the potential of the Black Warrior Coal bed Methane Fairway, Alabama/Completed	Research to determine CO ₂ storage capacity in region	Alabama, USA
Natural analogs for geologic CO ₂ sequestration (NACS)/Active	The project is studying ways in which CO ₂ is trapped naturally in US deposits and determining if the knowledge can be adapted for sequestration applications	Arlington and Colorado
Great Plains Synfuels Plant (GPSP) CO ₂ Capture and Compression /On-going commercial options	The GPSP is the only commercial-scale coal gasification plant in the United States that manufactures natural gas. Located five miles northwest of Beulah, North Dakota, the GPSP has been owned and operated by Dakota Gasification Company (DGC), a subsidiary of Basin Electric Power Cooperative, Bismarck, North Dakota, since 1988. This \$2.1-billion plant began operating in 1984. Using the Lurgi process, the GPSP gasifies lignite coal to produce valuable gases, liquids, and byproducts (including CO ₂). Delivers CO ₂ to the Weyburn Unit in Canada	Five miles northwest of Beulah, North Dakota
Enhanced coal bed methane (CBM) production and sequestration of CO ₂ in unminable coal seams/Active	CONSOL ENERGY is a major producer of CBM in central Appalachia (southwestern Virginia). The project will use directional drilling to develop a series of wells extending up to 3000 feet horizontally in two overlying coal seams. Initially CBM will be recovered from both seams. Eventually CO ₂ will be injected into the centrally located wells in the lower seam. Then the CBM will be recovered and CO ₂ concentrations will be monitored in both seams	Marshall Country, West Virginia, U.S.A.
American Electrical Power (AEP) Mountaineer Plant Research Project/Completed	In November 2002, the U.S. Department of Energy (US DOE) announced a major new research project to begin studying the potential for geological storage of CO ₂ at AEP's Mountaineer plant in New Haven, West Virginia, USA	AEP Mountaineer Plant, New Haven, West Virginia, USA
Long term storage of carbon dioxide in basaltic rocks /Completed	The project investigated the long-term storage of CO ₂ in basaltic rocks through the stabilisation of injected CO ₂ as metal carbonates in high Mg-Ca igneous rocks	New York

Project title/Status	Overview	Location
Analyses of Devonian Black Shales in Kentucky for Potential Carbon Dioxide Sequestration and Enhanced Natural Gas Production /in Preparation	The project will investigate the concept that Devonian shales, like coals, could serve as geologic sinks for CO ₂ . At the same time, the efficiency of stimulated production of displaced natural gas will be tested	Kentucky
CO ₂ Sequestration Capacity in Hydrocarbon Reservoirs in Alberta/Active	The project is developing and implementing a ranked database of all oil and gas reservoirs in Alberta suitable for CO ₂ sequestration and estimating overall ultimate storage capacity	Alberta/Various Locations
Review of Acid Gas Injection in Alberta /Completed	The project is reviewing the applications of operators to the AEUB for the injection of sour gas (H ₂ S and CO ₂). Relevant reservoir data is being compiled into a database	Various within Alberta
Geological sequestration of carbon dioxide (GEO-SEQ)/Active	Comprehensive programme examining a range of issues that include cost optimisation, monitoring, modelling, and capacity estimation, associated with CO ₂ sequestration in geological formations	Various Locations
Field Test of CO ₂ sequestration into the Frio Formation, Texas, – Component of the GEO-SEQ project)/Active	The project demonstrated the process of sequestration in a brine formation setting in Texas; where very large scale sequestration may be needed to significantly offset anthropogenic CO ₂ releases	Liberty County, Texas
Geological sequestration of CO ₂ in a depleted oil reservoir: A comprehensive modelling and site monitoring project/Active	To investigate a range of issues associated with the down-hole CO ₂ injection into depleted oil reservoirs	Various Locations/ USA
CO ₂ -Enhanced Coal Bed Methane Recovery /Completed	The project aims to reduce greenhouse gas emissions by sub-surface injection of CO ₂ into deep coal beds and to enhance methane recovery factors and production rates as a result of CO ₂ injection	Various Locations USA+Canada+Australia+Netherland
CO ₂ Capture Project (CCP). SMV Team /Completed	The CCP Project is undertaking a range of studies aimed at reducing the cost of CO ₂ capture from combustion sources. An important part of the project are the storage, measurement and verification activities being undertaken	Various Locations USA+Europe
Clean Energy Systems (CES), Kimberlina demonstration plant/Active	CES is a privately funded company based in California that is developing an oxy-combustion process based on rocket propulsion technology. The company is conducting a series of developments aimed at demonstrating a complete oxy-combustion, zero-emissions power generation system. The first step involved the development of a high pressure gas generator (burner) that burns natural gas with pure oxygen in the presence of a large water recycle to control flame temperature. The gas generator produces a mixture of high pressure steam and CO ₂ that drives an expansion turbine to generate power. The second part of the development is to demonstrate the complete power cycle by adding the turbine, condensing the steam, recycling the condensa-	CES Base at Rancho Cordova CA, USA, Demonstration facility at Kimberlina Power Plant, near Bakersfield, CA, USA

Project title/Status	Overview	Location
	te, and capturing the CO ₂ . The final stages of development will involve developing turbines capable of operating at higher temperatures and pressure in order to maximise the efficiency of the power cycle. Successful tests of up to three minutes duration have been achieved on a gas generator of 20 MW thermal capacity.	
U.S. Department of Energy Carbon Sequestration Regional Partnerships/Active	On November 21, 2002, U.S. Secretary of Energy Spencer Abraham announced plans to create a national network of public-private sector partnerships that would determine the most suitable technologies, regulations, and infrastructure needs for carbon capture, storage and sequestration in different areas of the country.	North America
Weyburn II CO ₂ Storage Project/Active	This is a commercial-scale project that will utilize CO ₂ for enhanced oil recovery at a Canadian oil field. The first phase began in 2000 and is scheduled to conclude in June 2004. Phase II will involve transport of 95 million cubic feet per day of 95% pure CO ₂ from a North Dakota coal gasification facility through a 320-kilometer pipeline to an oil field in southern Saskatchewan, where it will be injected into the field for enhanced oil recovery. CSLF Endorsed Project	The Weyburn oil field in southern Saskatchewan, Canada
CO ₂ Capture Project (CCP) – Phase 2/Active	The project seeks to develop new technologies to reduce the cost of capturing CO ₂ from combustion sources and safely store it underground. These technologies will be applicable to a large fraction of CO ₂ sources around the world - such as power plants and other industrial processes. Implementing these new technologies during this decade will reduce the impact of continued fossil energy use while cleaner energy sources are being developed. CSLF Endorsed Project	Europe and North America
CANMET Energy Technology Centre (CETC) R&D Oxyfuel Combustion for CO ₂ Capture/Active	The CANMET Energy Technology Centre's (CETC's) pre-competitive collaborative R&D program in Ottawa, tackles the development of combustion and pollution abatement technologies for fossil fuels in oxygen (O ₂) and recycled flue gas (RFG) atmospheres for the purpose of producing high purity CO ₂ streams that are capture ready for transport and storage. The technique, often called oxyfuel combustion, has been shown to be a promising approach that can be used in both retrofit and new applications to process heaters, furnaces and power plants that burn fossil fuels for energy or power production. Oxyfuel combustion has the capability of generating flue gas with purity that ranges from 95-98 vol% (dry basis) of CO ₂ at the expense primarily of oxygen generation and use in a combustion application. CSLF Endorsed Project	Near Ottawa Canada
CO ₂ Separation from Pressurized Gas Stream/Active	This is a small-scale project that will evaluate processes and economics for CO ₂ separation from pressurized gas streams. Testing will utilize membranes developed in Japan at a test facility near Pittsburgh, Pennsylvania. The proposed project, which began in 2003 and is scheduled for completion in 2006, will evaluate primary	Test facility near Pittsburgh, Pennsylvania, United States

Project title/Status	Overview	Location
	promising new membranes under atmospheric pressure. The next stage is to improve the performance of the membranes for CO ₂ removal from the fuel gas product of coal gasification and other gas streams under high pressure. CSLF Endorsed Project	
Australia/New Zealand/South America		
Reactive, multiphase behaviour of CO ₂ in saline aquifers beneath the Colorado Plateau /Active	Comprehensive study of deep saline aquifers and CO ₂ storage issues	Utah New Zealand
Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO ₂ CRC)/Active	In December 2002, the Australian Minister for Science announced the approval of a new Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO ₂ CRC). CO ₂ CRC will undertake research into existing and new capture technologies to reduce the cost of capture and to assess and enhance their suitability for Australian industrial and power generation activities.	Australia
Geological Disposal of Carbon Dioxide (GEODISC) /Completed	The project examined ways of minimising CO ₂ emissions generated through the commercial exploitation of Australian natural gas and LNG. In December 2002, the Australian Minister for Science announced the approval of a new Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO ₂ CRC) and this will extend the scope and depth of the GEODISC programme	Various Locations /Australia
Gorgon Gas Development /In Preparation	Chevron-Texaco as operator of the Gorgon gas development is planning one of the largest geological CO ₂ sequestration projects in the world. The development will be based on the Gorgon gas field in Australia who is one of the world's premier hydrocarbon resources. The gas field is situated 130 km off the north-west coast of Western Australia	Gorgon gas field, 130km off the north-west coast of Western Australia
Prosint Methanol Production Plant /Active	The plant uses an MEA-based scrubber to capture CO ₂ from boiler flue gas for use in beverage production	Rio de Janeiro, Brazil
Europe		
The Sleipner Project /Active	The storage in underground geological formations is an attractive option for the removal, essentially permanently, of very large quantities of CO ₂ generated from a variety of industrial operations. One promising technological option is that of capturing CO ₂ and injecting it into deep underground saline aquifers, found in many parts of the world. One such formation is located above the Sleipner field, one of the larger natural gas producers in the North Sea	Europe
NorCap Project/ on going commercial options	The project is developing and testing promising technologies for reducing the costs of separating and capturing CO ₂ from fossil fuel combustion sources, plus its transport and storage	Europe
Power Generation with CO ₂ Capture/ Completed	The project aims to improve the energy conversion of natural gas in power cycles that significantly reduce CO ₂ emissions	Europe

Project title/Status	Overview	Location
Future Energy Plants /Active	The project is developing and testing a concept for coproduction of power and hydrogen from natural gas with integrated CO ₂ capture	Europe
CO ₂ Re-use through Underground Storage /Completed	The project is examining issues leading to the creation of an underground CO ₂ buffer facility, capable of providing subsequently the stored CO ₂ for commercial application	Europe
The Snohvit (Snow White) LNG Project /Active	In October 2001, Statoil and its partners filed a formal development plan for the Snøhvit Field, the first offshore gas field found in the Barents Sea and the point of supply for Europe's first LNG export project	Europe
The Development of Next Generation Technology for the Capture and Geological Storage of Carbon Dioxide from Combustion Processes (NGCAS) /Active	The project is working towards establishment of carbon dioxide storage generated from fossil fuel combustion as a viable technological option within the European Union	Europe
Grangemouth Advanced CO ₂ Capture Project (GRACE)/Completed	Cost effective environmental abatement technologies for power production	UK/Europe
Separation of CO ₂ Using Membrane Gas/ Liquid Contactors	No information	Europe/Norway
Development of the HiOx Technology /Active	The project is developing a power generation technology whereby oxygen is firstly separated from the air, followed by the combustion of natural gas and concentrated oxygen in an atmosphere of recirculated exhaust gases. A concentrated CO ₂ stream is produced	Norway
CO ₂ Ocean Storage Modelling Studies /Active	NERSC has carried out a number of modelling exercises aimed at enhancing understanding of processes involved during the injection of CO ₂ into the ocean	Bergen, Norway
Reduction of CO ₂ emission by means of CO ₂ storage in coal seams in the Silesian coal basin of Poland (RECOPOL) (Management of GHG emissions)/Completed	The project is carrying out research and pilot field tests to assess applicability of the technology under European conditions	Field trials in Silesia, Poland
Saline Aquifer CO ₂ Storage (SACS)/Compl.	Large-scale demonstration of CO ₂ injection and storage in undersea deep saline aquifer	Sleipner West Field, North Sea
CO ₂ STORE/Active	The CO ₂ STORE Project will utilise the knowledge gained from the SACS project to study new CO ₂ storage opportunities in Europe. It is planned to investigate the properties of new storage reservoirs in Denmark, Germany, Norway, and the UK. The project will also predict the long term fate of CO ₂ at Sleipner (Utsira reservoir) and do further work on seismic and gravimetry as monitoring techniques	Europe
CASTOR, "CO ₂ from Capture to Storage" /Active	The project's objective is to make possible the capture and geological storage of 10% of European CO ₂ emissions, or 30% of the emissions of large industrial facilities	Europe

Project title/Status	Overview	Location
	ties (mainly conventional power stations). To accomplish this, two types of approach must be validated and developed: new technologies for the capture and separation of CO ₂ from flue gases and its geological storage, and tools and methods to quantify and minimize the uncertainties and risks linked to the storage of CO ₂ . In this context, the Castor project program is aimed more specifically at reducing the costs of capture and separation of CO ₂ (from 40-60€/ton CO ₂ to 20-30€/ton), improving the performance, safety, and environmental impact of geological storage concepts, and, finally, validating the concept at actual sites	
Pléageage du CO ₂ dans les Réservoirs (PICOR) /Active	Gas-water-rock interaction induced by the trapping of CO ₂ in aquifers and depleted reservoirs : experimental study and validation of modelling tools	France : Bordeaux, Grenoble, Montpellier, Pau, Rueil-Malmaison, Toulouse
CO ₂ SINK/Active	This project is located at Ketzin some 25 km West of Berlin, Germany. It is planned to inject approximately 30,000 tons of CO ₂ injected into an aquifer which underlies a redundant gas storage reservoir. The target reservoir lies between 600 and 700m. A variety of techniques will be deployed to characterise the site prior to CO ₂ injection and some novel down-hole monitoring techniques will be developed and tested. A detailed risk assessment will be carried out prior to start of the experiment as well as a process of full consultation with local authorities, residents and other interested stakeholders	Ketzin near Potsdam, Brandenburg, Germany
Advanced Zero Emissions Power Plant (AZEP) /Active	This multi-partner project is developing an advanced, gas turbine-based power generation system that will produce no emissions to atmosphere	Europe
Investigation into the Basic Scientific Phenomena of CO ₂ Injection and Retention in Coal for CO ₂ Storage and Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ICBM)/Completed	The project is examining a range of technical challenges associate with enhanced coal bed methane recovery coupled with CO ₂ sequestration	Europe
CO ₂ Capture, Transport and Storage in the Netherlands (CATO)/Active	Several institutions in the Netherlands have worked on a number of aspects or components of Clean Fossil Fuel (CFF) systems. Often these institutions have very different perspectives but CATO aims to streamline the objectives and perspectives of these activities and integrate them into a comprehensive programme and network, closely connected to international networks in which the partners of CATO participate	Netherlands
Global Ocean Storage of Anthropogenic Carbon (GOSAC)/Compl.	The project improved understanding of the ocean's role in carbon cycle via comparison of ocean carbon cycle models	Various European Locations
Natural Analogues to the storage of CO ₂ in the geolo-	The project is addressing key issues associated with geological CO ₂ sequestration that include long-term	Various European Locations

Project title/Status	Overview	Location
gical environment (NAS-CENT)/Completed	safety, stability of storage underground, and potential environmental effects of leakage	
Assessing European Potential for Geological Storage of CO ₂ From Fossil fuel Combustion (GESTCO) /Completed	The project is assessing whether geological storage of CO ₂ provides a viable method for wide scale application and is carrying out a study, for selected areas, of the distribution of CO ₂ emission sources and their relationship with potential storage locations	Various European Locations
The Underground Disposal of Carbon Dioxide (Joule II) /Completed	A wide ranging project that examined a range of issues associated with underground disposal of CO ₂ . It concluded that underground storage was feasible for CO ₂ disposal from large-scale sources	Various European Locations
Enhanced Capture of CO ₂ (ENCAP)/Active	The ENCAP project is a research project for the development of Pre-combustion technologies for Enhanced Capture of CO ₂ in large power plants.	Europe
Carbon sequestration in Sotacarbo project on hydrogen and energy production from Sulcis coal (SEPCA)/in Preparation	Sotacarbo project involves the design, construction and experimentation of a test facility for production of clean fuel gas such, hydrogen, energy from Sulcis coal and as well as CO ₂ capture and storage	Europe, South East Sardinia Sotacarbo Research Centre, which is under construction in Carbonia
Hammerfest and Porsgrunn Natural Gas Power plant with CO ₂ Capture/n Preparation	Development of a new 100 MW natural gas power plant in Hammerfest Norway and Porsgrunn Norway using patented capture process technology developed by Siemens and others	Europe, Oslo Norway, Hammerfest and Porsgrunn Norway
CO ₂ Geological Storage Demonstration Project (ORC K12-B)/Active	Demonstrate CO ₂ Injection in a nearly depleted gas reservoir and the potential for full-scale field application. Two tests: 1. single well injection K12-B8 in a separate compartment (fully depleted). 2. Injection/production test in a nearly depleted compartment. Assess potential for enhanced gas recovery.	Europe, North Sea
ISCC Oxy Fuel Combustion Solid Sorbents/Active	The new process technology proposed is based on steam gasification of low rank, high moisture brown coal, which includes the high temperature removal of CO ₂ by using high temperature efficient sorbent materials. The combination of both, the gasification and the in situ CO ₂ capture initiates a shift reaction in product gas composition towards H ₂ . Experiments with different hydrocarbons and dolomite revealed that hydrogen concentrations higher than 95 vol % can be achieved using this technology. The CO ₂ laden sorbent material has to be regenerated in an additional calcination step, generating a pure CO ₂ gas stream for subsequent sequestration. The proposed project aims on exploiting this potential to produce a gas stream in the regeneration process consisting of >95% CO ₂ . The work programme includes the screening of available inputs and required product quality, basic process investigations, pilot scale experiments and technical and socio-economic evaluation considering technical, social, ethical and economic criterions.	Europe

Project title/Status	Overview	Location
CONFIGEOLIT: Italian Site Survey for Geological Storage of CO ₂ from Power and Hydrogen Production Plants/Active	This project aims at creating an interdisciplinary (geological-geophysical-geochemical) work group in Italy able to face the challenges coming from the growing need to accept the concept of the "CO ₂ geological storage" and identifying potential CO ₂ geological storage sites	Italy
PICOREF (Pléageage du CO ₂ dans les Réservoirs géologiques, En France: "CO ₂ trapping in geological reservoirs, in France")/Active	PICOREF is a R&D programme dedicated to the storage of CO ₂ in permeable reservoirs. It is supported by the French Ministry of Industry and by a consortium of French companies, research institutions and academic laboratories	France
CO ₂ NET/Active	CO ₂ NET is the European Network of researchers, developers and users of CO ₂ technology, facilitating cooperation between these organisations and the European projects on CO ₂ geological storage, CO ₂ capture and zero emissions technologies.	Europe
CO ₂ GeoNet/Active	The Network focus is on the geological storage of CO ₂ as a greenhouse gas mitigation option. It has several objectives over the 5 year period of EC funding for integration.	Europe
Asia		

Project title/Status	Overview	Location
The GLAD System. Highly efficient CO ₂ disposal into the ocean by gas-lift technology /Active	The project is developing a novel system for the disposal of CO ₂ into the ocean	Japan
Sumitomo Chemicals Plant, Chiba, Japan/ Kokusai Carbon Dioxide/On-going commercial options	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Chiba, Japan
Study of Environmental Assessment for CO ₂ Ocean Sequestration for Mitigation of Climate Change (SEA-COSMIC) /Active	The project aims to develop a generic assessment model for the description and prediction of the behaviour of CO ₂ from a discharge point to the ambient open ocean, and its impact on biological systems	Japan
RITE R&D Projects for Geological Sequestration of Carbon Dioxide /Active	This project is being undertaken by the Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE) in cooperation with the Engineering Advancement Association of Japan (ENAA). The 5-year project, which started in 2002, consists of three major research themes, which are: <ul style="list-style-type: none"> • Basic research including laboratory experiments, • Small-scale CO₂ injection field test into an onshore aquifer, • A geological survey of prospective Japanese aquifers offshore. 	Various Locations Japan <i>Field Demonstration Experiment:</i> Oil and Gas field of Teikoku Oil Co. in Nagaoka City, Niigata, Japan
Research on Physical Adsorption Method for CO ₂ Recovery/Active	The present project forms part of an on-going programme examining the Pressure Temperature Swing Adsorption technique for CO ₂ capture	Yokosuka, Japan
CO ₂ Sequestration in Unmineable Coal Seams in Japan/Active	The purpose of the project is to develop cost-effective CO ₂ sequestration technology in coal seams	Micro Pilot Test: The Yubari Area, Ishikari Coal Basin in Hokkaido, Japan
JODCO EOR Project/No Information	JODCO, in collaboration with by Mitsubishi Heavy Industries, has developed what is claimed to be a novel technique based on CO ₂ injection for boosting oil production from wells characterised by diminishing output. This is to be tried for the first time by JODCO as part of its operations on the Upper Zakum Field in the Uni. Arab Emirates	Asia
Development of Coal bed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project (CCCDP)/In Preparation	The project is addressing a number of issues leading to an ECBM/CO ₂ sequestration demonstration project in China via transfer of Canadian technology	Asia
Luzhou Natural Gas Chemicals (Group) /Active	The plant produces urea and ammonia for the fertiliser industry in China. Part of the plant features a scrubber system that captures CO ₂ from the process for urea production	Luzhou City/China
EOR Application at Liaohe	The project is examining the injection of boiler flue gas	Liaohe oil

Project title/Status	Overview	Location
Oil Field in China/Active	for enhanced oil recovery coupled with CO ₂ sequestration in a Chinese oil field	field/China
Petronas Fertilizer Co, Malaysia/Active	The plant features an amine-based scrubbing system, operating with a novel solvent, as part of its operations producing ammonia and urea for the fertiliser market	Malaysia
The Indo Gulf Fertilizer Company Plant, India/Active	The fertiliser plant incorporates a CO ₂ capture facility that feeds a urea manufacturing unit	Jagdishpur, Uttar Pradesh/India
Middle East/Algeria		
The Sour Gas Injection Project of the Abu Dhabi Oil Company/No Information	In October 2000, final commissioning of the Sour Gas Injection Project was completed and the project became operational. In parallel to the Sour Gas Injection Project, ADOC implemented has a second project known as the Zero Gas Flaring Project	Middle East
The In Salah Project /Active	The field is being developed by In Salah Gas, a 50:50 joint venture between BP and state energy company Sonatrach, and is scheduled to come on stream in 2003-4. Ultimately, In Salah Gas aims to supply 9 billion m ³ /y of gas to the southern European market. A component part of the project will include the facility to remove CO ₂ from the gas produced, followed by large-scale re-injection into an underground formation	Algeria

A3 Übersicht internationaler Projekte nach Untersuchungsschwerpunkt

Project title/Status	Overview	Location
Options for storage: Geological		
Geologic sequestration of CO ₂ in deep, unminable coal beds: An integrated research and commercial-scale field demonstration project (COAL-SEQ)/Completed	Development and demonstration of application of ECBM reservoir modelling techniques	Burlington San Juan Basin, northwest New Mexico
The Weyburn Enhanced Oil Recovery Project /On-going commercial options	The location of the project is the Weyburn oilfield in Canada, first discovered in 1954. In October 2000, EnCana began injecting significant amounts of carbon dioxide into a Williston Basin oilfield (Weyburn) in order to boost oil production. Overall, it is anticipated that some 20 Mt of carbon dioxide will be permanently sequestered over the lifespan of the project. The gas is being supplied via a 205 mile long pipeline (costing 100 million US\$) from the lignite-fired Dakota Gasification Company synfuels plant site in North Dakota	North America
CO ₂ -Enhanced Coal Bed Methane Recovery/Completed	The project aims to reduce greenhouse gas emissions by sub-surface injection of CO ₂ into deep coal beds and to enhance methane recovery factors and production rates as a result of CO ₂ injection	Various Locations USA+Canada+Australia+Netherland
Development of Coal bed Methane Technology/ Carbon Dioxide Sequestration Project (CCCDP)/In Preparation	The project is addressing a number of issues leading to an ECBM/CO ₂ sequestration demonstration project in China via transfer of Canadian technology	Asia
Advanced CO ₂ Separation and Geologic Storage Technologies /Active	The project will demonstrate the feasibility of capturing CO ₂ from a variety of fuel types and combustion sources and storing it in unminable coal seams and saline aquifers	North America
Reactive, multiphase behaviour of CO ₂ in saline aquifers beneath the Colorado Plateau /Active	Comprehensive study of deep saline aquifers and CO ₂ storage issues	Utah New Zealand
Saline Aquifer CO ₂ Storage (SACS)/Completed	Large-scale demonstration of CO ₂ injection and storage in undersea deep saline aquifer	Sleipner West Field, North Sea
CO ₂ STORE/Active	The CO ₂ STORE Project will utilise the knowledge gained from the SACS project to study new CO ₂ storage opportunities in Europe. It is planned to investigate the properties of new storage reservoirs in Denmark, Germany, Norway, and the UK. The project will also predict the long term fate of CO ₂ at Sleipner (Utsira reservoir) and do further work on seismic and gravimetry as monitoring techniques	Europe
CO ₂ SINK/Active	This project is located at Ketzin some 25 km West of	Ketzin near

Project title/Status	Overview	Location
	Berlin, Germany. It is planned to inject approximately 30,000 tons of CO ₂ injected into an aquifer which underlies a redundant gas storage reservoir. The target reservoir lies between 600 and 700m. A variety of techniques will be deployed to characterise the site prior to CO ₂ injection and some novel down-hole monitoring techniques will be developed and tested. A detailed risk assessment will be carried out prior to start of the experiment as well as a process of full consultation with local authorities, residents and other interested stakeholders	Potsdam, Brandenburg, Germany
RITE R&D Projects for Geological Sequestration of Carbon Dioxide /Active	This project is being undertaken by the Research Institute of Innovative Technology for the Earth (RITE) in cooperation with the Engineering Advancement Association of Japan (ENAA). The 5-year project, which started in 2002, consists of three major research themes, which are: <ul style="list-style-type: none"> • Basic research including laboratory experiments, • Small-scale CO₂ injection field test into an onshore aquifer, • A geological survey of prospective Japanese aquifers offshore. 	Various Locations Japan <i>Field Demonstration Experiment:</i> Oil and Gas field of Teikoku Oil Co. in Nagaoka City, Niigata, Japan
Geologic screening criteria for sequestration of CO ₂ in coal; Quantifying the potential of the Black Warrior Coal bed Methane Fairway, Alabama/Completed	Research to determine CO ₂ storage capacity in region	Alabama, USA
Natural analogs for geologic CO ₂ sequestration (NACS)/Active	The project is studying ways in which CO ₂ is trapped naturally in US deposits and determining if the knowledge can be adapted for sequestration applications	Arlington and Colorado
Teapot Dome Test Center/Active	The Teapot Dome Test Centre will serve as a platform for field experiments aimed at providing new science and technology for geological carbon storage in general	Teapot Dome Oil Field (Naval Petroleum Reserve No. 3), Wyoming
Great Plains Synfuels Plant (GPSP) CO ₂ Capture and Compression /On-going commercial options	The GPSP is the only commercial-scale coal gasification plant in the United States that manufactures natural gas. Located five miles northwest of Beulah, North Dakota, the GPSP has been owned and operated by Dakota Gasification Company (DGC), a subsidiary of Basin Electric Power Cooperative, Bismarck, North Dakota, since 1988. This \$2.1-billion plant began operating in 1984. Using the Lurgi process, the GPSP gasifies lignite coal to produce valuable gases, liquids, and byproducts (including CO ₂). Delivers CO ₂ to the Weyburn Unit in Canada	Five miles northwest of Beulah, North Dakota
American Electrical Power (AEP) Mountaineer Plant Research Project/Completed	In November 2002, the U.S. Department of Energy (US DoE) announced a major new research project to begin studying the potential for geological storage of CO ₂ at AEP's Mountaineer plant	AEP Mountaineer Plant, New Haven, West Virginia

Project title/Status	Overview	Location
Long term storage of carbon dioxide in basaltic rocks /Completed	The project investigated the long-term storage of CO ₂ in basaltic rocks through the stabilisation of injected CO ₂ as metal carbonates in high Mg-Ca igneous rocks	New York
Analyses of Devonian Black Shales in Kentucky for Potential Carbon Dioxide Sequestration and Enhanced Natural Gas Production /in Preparation	The project will investigate the concept that Devonian shales, like coals, could serve as geologic sinks for CO ₂ . At the same time, the efficiency of stimulated production of displaced natural gas will be tested	Kentucky
CO ₂ Sequestration Capacity in Hydrocarbon Reservoirs in Alberta/Active	The project is developing and implementing a ranked database of all oil and gas reservoirs in Alberta suitable for CO ₂ sequestration and estimating overall ultimate storage capacity	Alberta/Various Locations
Geological sequestration of carbon dioxide (GEO-SEQ)/Active	Comprehensive programme examining a range of issues that include cost optimisation, monitoring, modelling, and capacity estimation, associated with CO ₂ sequestration in geological formations	Various Locations/USA
Field Test of CO ₂ sequestration into the Frio Formation, Texas, – Component of the GEO-SEQ project)/Active	The project demonstrated the process of sequestration in a brine formation setting in Texas; where very large scale sequestration may be needed to significantly offset anthropogenic CO ₂ releases	Liberty County, Texas
Geological Disposal of Carbon Dioxide (GEODISC) /Completed	The project examined ways of minimising CO ₂ emissions generated through the commercial exploitation of Australian natural gas and LNG. In December 2002, the Australian Minister for Science announced the approval of a new Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO ₂ CRC) and this will extend the scope and depth of the GEODISC programme	Various Locations /Australia
Gorgon Gas Development /in Preparation	Chevron-Texaco as operator of the Gorgon gas development is planning one of the largest geological CO ₂ sequestration projects in the world. The development will be based on the Gorgon gas field in Australia who is one of the world's premier hydrocarbon resources. The gas field is situated 130 km off the north-west coast of Western Australia	Australia
Reduction of CO ₂ emission by means of CO ₂ storage in coal seams in the Silesian coal basin of Poland (RECOPOL) (Management of GHG emissions)/Completed	The project is carrying out research and pilot field tests to assess applicability of the technology under European conditions	Field trials in Silesia, Poland
Natural Analogues to the storage of CO ₂ in the geological environment (NASCENT)/Completed	The project is addressing key issues associated with geological CO ₂ sequestration that include long-term safety, stability of storage underground, and potential environmental effects of leakage	Various European Locations
Assessing European Potential for Geological Storage of CO ₂ From Fossil fuel Combustion (GESTCO) /Completed	The project is assessing whether geological storage of CO ₂ provides a viable method for wide scale application and is carrying out a study, for selected areas, of the distribution of CO ₂ emission sources and their relationship with potential storage locations	Various European Locations
The Underground Disposal of	A wide ranging project that examined a range of issues	Various Euro-

Project title/Status	Overview	Location
Carbon Dioxide (Joule II) /Completed	associated with underground disposal of CO ₂ . It concluded that underground storage was feasible for CO ₂ disposal from large-scale sources	pean Locations
CO ₂ Sequestration in Unminable Coal Seams in Japan/Active	The purpose of the project is to develop cost-effective CO ₂ sequestration technology in coal seams	Micro Pilot Test: The Yubari Area, Ishikari Coal Basin in Hokkaido, Japan
EOR Application at Liaohe Oil Field in China/Active	The project is examining the injection of boiler flue gas for enhanced oil recovery coupled with CO ₂ sequestration in a Chinese oil field	Liaohe oil field/China
The In Salah Project /Active	The field is being developed by In Salah Gas, a 50:50 joint venture between BP and state energy company Sonatrach, and is scheduled to come on stream in 2003-4. Ultimately, In Salah Gas aims to supply 9 billion m ³ /y of gas to the southern European market. A component part of the project will include the facility to remove CO ₂ from the gas produced, followed by large-scale re-injection into an underground formation	Algeria
CO ₂ Capture, Transport and Storage in the Netherlands (CATO)	Several institutions in the Netherlands have worked on a number of aspects or components of Clean Fossil Fuel (CFF) systems. Often these institutions have very different perspectives but CATO aims to streamline the objectives and perspectives of these activities and integrate them into a comprehensive programme and network, closely connected to international networks in which the partners of CATO participate	Netherlands
The Sour Gas Injection Project of the Abu Dhabi Oil Company/No Information	In October 2000, final commissioning of the Sour Gas Injection Project was completed and the project became operational. In parallel to the Sour Gas Injection Project, ADOC implemented has a second project known as the Zero Gas Flaring Project	Middle East
CO ₂ Geological Storage Demonstration Project (ORC K12-B)/Active	Demonstrate CO ₂ Injection in a nearly depleted gas reservoir and the potential for full-scale field application. Two tests: 1. single well injection K12-B8 in a separate compartment (fully depleted). 2. Injection/production test in a nearly depleted compartment. Assess potential for enhanced gas recovery.	Europe, North Sea
The Sleipner Project /Active	The storage in underground geological formations is an attractive option for the removal, essentially permanently, of very large quantities of CO ₂ generated from a variety of industrial operations. One promising technological option is that of capturing CO ₂ and injecting it into deep underground saline aquifers, found in many parts of the world. One such formation is located above the Sleipner field, one of the larger natural gas producers in the North Sea	Europe
CONFIGEOLIT: Italian Site Survey for Geological Storage of CO ₂ from Power and Hydrogen	This project aims at creating an interdisciplinary (geological-geophysical-geochemical) work group in Italy able to face the challenges coming from the growing need to accept the concept of the "CO ₂ geological storage" and	Italy

Project title/Status	Overview	Location
Production Plants	identifying potential CO2 geological storage sites	
PICOREF (Piégeage du CO2 dans les Réservoirs géologiques, En France: "CO2 trapping in geological reservoirs, in France")	PICOREF is a R&D programme dedicated to the storage of CO2 in permeable reservoirs. It is supported by the French Ministry of Industry and by a consortium of French companies, research institutions and academic laboratories	France
Weyburn II CO2 Storage Project/Active	This is a commercial-scale project that will utilize CO2 for enhanced oil recovery at a Canadian oil field. The first phase began in 2000 and is scheduled to conclude in June 2004. Phase II will involve transport of 95 million cubic feet per day of 95% pure CO2 from a North Dakota coal gasification facility through a 320-kilometer pipeline to an oil field in southern Saskatchewan, where it will be injected into the field for enhanced oil recovery. CSLF Endorsed Project	The Weyburn oil field in southern Saskatchewan, Canada

Project title/Status	Overview	Location
CO₂-water hydrates		
CO ₂ Dioxide Process for Gas Separation from Shifted Syn-gas/in Preparation	The project will develop a process that captures CO ₂ by combining it with water at low temperature and high pressure, thus forming CO ₂ /water hydrates	North America
Seafloor Process Simulator (SPS)/Active	The SPS has been developed for experimental investigations of the physical, geochemical, and microbiological processes affecting the formation and stability of methane and carbon dioxide hydrates at temperatures and pressures corresponding to ocean depths of up to 2000m	Oak Ridge
Marin		
Large scale CO ₂ Transportation and Deep Ocean Sequestration/Completed	Assessing technical and economic viability of large-scale CO ₂ transportation and deep ocean storage	Alliance, Ohio
Experiments on the Ocean Sequestration of Fossil Fuel CO ₂ /Active	To carry out preliminary assessment of direct ocean injection of CO ₂	Monterey Bay
Laboratory Investigations in Support of Carbon Dioxide-Limestone Sequestration in the Ocean/in Preparation	The project will carry our investigations into the preparation and characteristics of CO ₂ /water/limestone mixtures for the ocean sequestration of CO ₂	Lowell, MA
Development of New High-Pressure Water Tunnel Facility (HWTF)/Active	NETL has developed a new facility capable of duplicating deep ocean conditions. It is being used to investigate the chemical, physical, and thermodynamic behaviour of CO ₂ when it is injected into the deep ocean	Pittsburgh
Global Ocean Storage of Anthropogenic Carbon (GO-SAC)/Completed	The project improved understanding of the ocean's role in carbon cycle via comparison of ocean carbon cycle models	Various European Locations
The GLAD System. Highly efficient CO ₂ disposal into the ocean by gas-lift technology/Active	The project is developing a novel system for the disposal of CO ₂ into the ocean	Japan
Study of Environmental Assessment for CO ₂ Ocean Sequestration for Mitigation of Climate Change (SEA-COSMIC)/Active	The project aims to develop a generic assessment model for the description and prediction of the behaviour of CO ₂ from a discharge point to the ambient open ocean, and its impact on biological systems	Japan
Technologies		
The Capture and Storage of Carbon Emissions/Active	The project is examining improvements to the chemical absorption process (using a variety of solvents) as well as developing new technology and carrying out technology screening studies	Boundary Dam Power Plant University of Regina
Dry Regenerable CO ₂ Sorbents/Active	The project will investigate and develop a separation technology that uses a regenerable, sodium-based sorbent to capture CO ₂ from flue gas	North America
A Novel CO ₂ Separation System/in Preparation	The project aims to develop a novel electricity generation and CO ₂ separation system based on the reduction	North America

Project title/Status	Overview	Location
	of a metal oxide	
Development of inorganic palladium-based membranes/Active	The project is developing an advanced palladium-based membrane for the reforming of hydrocarbon fuels	North America
FutureGen/In Preparation	A US\$1 billion, 10 year research project to build the world's first coal-fuelled plant to produce electricity and hydrogen with zero emissions. The FutureGen plant will establish the technical and economic feasibility of producing electricity and hydrogen from coal while capturing and sequestering CO ₂ generated in the process	U.S.A.
NorCap Project/on going commercial options	The project is developing and testing promising technologies for reducing the costs of separating and capturing CO ₂ from fossil fuel combustion sources, plus its transport and storage	Europe
Acid Gas Injection Projects in Canada/No Information	Sour natural gas contains hydrogen sulphide (H ₂ S) and carbon dioxide (CO ₂); both require removal prior to transportation and sale. The high capital and operating costs of sulphur conversion plants and restrictions on flaring of acid gases has resulted in the development of an alternative process for their disposal termed acid gas re-injection	North America
CO ₂ Separation Using Thermally Optimized Membranes/Active	Los Alamos National Laboratory and Idaho National Engineering and Environmental Laboratory are collaborating with the University of Colorado, Pall Corp. and Shell Oil Co, in a 3-year project to develop an improved high-temperature polymer membrane for separating carbon dioxide from methane and nitrogen gas streams	Los Alamos
Teapot Dome Test Center/Active	The Teapot Dome Test Centre will serve as a platform for field experiments aimed at providing new science and technology for geological carbon storage in general	Teapot Dome Oil Field (Naval Petroleum Reserve No. 3), Wyoming
Carbon Dioxide Capture by Absorption with Potassium Carbonate/in Preparation	The project will develop an alternative solvent that captures more CO ₂ whilst using 25-50% less energy than conventional, state-of-the-art MEA (monoethanol amine) scrubbing	Austin, Texas
Development of oxy-fuel boiler concept/in Preparation	The project will develop a novel oxy-fuel boiler – a new design that incorporates a membrane to separate oxygen from the air which is then used for combustion	Tonowanda, New York
Maximising storage rate and capacity, and insuring the environmental integrity of carbon dioxide sequestration in geological formations /Active	Creation of novel well-logging technique for characterisation of geological formations and hydraulic fracturing techniques	Lubbock Salt Lake City Albuquerque
Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO ₂ CRC)/Active	In December 2002, the Australian Minister for Science announced the approval of a new Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO ₂ CRC). CO ₂ CRC will undertake research into existing and new capture technologies to reduce the cost of capture and to assess and enhance their suitability	Australia

Project title/Status	Overview	Location
	for Australian industrial and power generation activities	
Power Generation with CO ₂ Capture/Completed	The project aims to improve the energy conversion of natural gas in power cycles that significantly reduce CO ₂ emissions	Europe
Future Energy Plants /Active	The project is developing and testing a concept for coproduction of power and hydrogen from natural gas with integrated CO ₂ capture	Europe
The Development of Next Generation Technology for the Capture and Geological Storage of Carbon Dioxide from Combustion Processes (NGCAS) /Active	The project is working towards establishment of carbon dioxide storage generated from fossil fuel combustion as a viable technological option within the European Union	Europe
Separation of CO ₂ Using Membrane Gas/ Liquid Contactors	No information	Europe/Norway
Development of the HiOx Technology /Active	The project is developing a power generation technology whereby oxygen is firstly separated from the air, followed by the combustion of natural gas and concentrated oxygen in an atmosphere of recirculated exhaust gases. A concentrated CO ₂ stream is produced	Norway
Advanced Zero Emissions Power Plant (AZEP) /Active	This multi-partner project is developing an advanced, gas turbine-based power generation system that will produce no emissions to atmosphere	Europe
Investigation into the Basic Scientific Phenomena of CO ₂ Injection and Retention in Coal for CO ₂ Storage and Enhanced Coal Bed Methane Recovery (ICBM) /Completed	The project is examining a range of technical challenges associated with enhanced coal bed methane recovery coupled with CO ₂ sequestration	Europe
Research on Physical Adsorption Method for CO ₂ Recovery/Active	The present project forms part of an on-going programme examining the Pressure Temperature Swing Adsorption technique for CO ₂ capture	Yokosuka, Japan
JODCO EOR Project/No Information	JODCO, in collaboration with by Mitsubishi Heavy Industries, has developed what is claimed to be a novel technique based on CO ₂ injection for boosting oil production from wells characterised by diminishing output. This is to be tried for the first time by JODCO as part of its operations on the Upper Zakum Field in the United Arab Emirates	Asia
Enhanced Capture of CO ₂ (ENCAP)/Active	The ENCAP project is a research project for the development of Pre-combustion technologies for Enhanced Capture of CO ₂ in large power plants.	Europe
Clean Energy Systems (CES), Kimberlina demonstration plant/Active	CES is a privately funded company based in California that is developing an oxy-combustion process based on rocket propulsion technology. The company is conducting a series of developments aimed at demonstrating a complete oxy-combustion, zero-emissions power generation system. The first step involved the development of a high pressure gas generator (burner) that burns natural gas with pure oxygen in the presence of a large	CES Base at Rancho Cordova CA, USA, Demonstration facility at Kimberlina Power Plant, near Bakers-

Project title/Status	Overview	Location
	water recycle to control flame temperature. The gas generator produces a mixture of high pressure steam and CO ₂ that drives an expansion turbine to generate power. The second part of the development is to demonstrate the complete power cycle by adding the turbine, condensing the steam, recycling the condensate, and capturing the CO ₂ . The final stages of development will involve developing turbines capable of operating at higher temperatures and pressure in order to maximise the efficiency of the power cycle. Successful tests of up to three minutes duration have been achieved on a gas generator of 20 MW thermal capacity.	field, CA, USA
Carbon sequestration in Sotacarbo project on hydrogen and energy production from Sulcis coal (SEPCA)/ in Preparation	Sotacarbo project involves the design, construction and experimentation of a test facility for production of clean fuel gas such, hydrogen, energy from Sulcis coal and as well as CO ₂ capture and storage	Europe, South East Sardinia Sotacarbo Research Centre, wich is under construction in Carbonia
Hammerfest and Porsgrunn Natural Gas Power plant with CO ₂ Capture/ in Preparation	Development of a new 100 MW natural gas power plant in Hammerfest Norway and Porsgrunn Norway using patented capture process technology developed by Siemens and others	Europe, Oslo Norway, Hammerfest and Porsgrunn orway
ISCC Oxy Fuel Combustion Solid Sorbends/Active	The new process technology proposed is based on steam gasification of low rank, high moisture brown coal, which includes the high temperature removal of CO ₂ by using high temperature efficient sorbent materials. The combination of both, the gasification and the in situ CO ₂ capture initiates a shift reaction in product gas composition towards H ₂ . Experiments with different hydrocarbons and dolomite revealed that hydrogen concentrations higher than 95 vol % can be achieved using this technology. The CO ₂ laden sorbent material has to be regenerated in an additional calcination step, generating a pure CO ₂ gas stream for subsequent sequestration. The proposed project aims on exploiting this potential to produce a gas stream in the regeneration process consisting of >95% CO ₂ . The work programme includes the screening of available inputs and required product quality, basic process investigations, pilot scale experiments and technical and socio-economic evaluation considering technical, social, ethical and economic criterions.	Europe
CO ₂ Capture Project (CCP) – Phase 2/Active	The project seeks to develop new technologies to reduce the cost of capturing CO ₂ from combustion sources and safely store it underground. These technologies will be applicable to a large fraction of CO ₂ sources around the world - such as power	Europe and North America

Project title/Status	Overview	Location
	plants and other industrial processes. Implementing these new technologies during this decade will reduce the impact of continued fossil energy use while cleaner energy sources are being developed. CSLF Endorsed Project	
CANMET Energy Technology Centre (CETC) R&D Oxyfuel Combustion for CO ₂ Capture/Active	The CANMET Energy Technology Centre's (CETC's) pre-competitive collaborative R&D program in Ottawa, tackles the development of combustion and pollution abatement technologies for fossil fuels in oxygen (O ₂) and recycled flue gas (RFG) atmospheres for the purpose of producing high purity CO ₂ streams that are capture ready for transport and storage. The technique, often called oxyfuel combustion, has been shown to be a promising approach that can be used in both retrofit and new applications to process heaters, furnaces and power plants that burn fossil fuels for energy or power production. Oxyfuel combustion has the capability of generating flue gas with purity that ranges from 95-98 vol% (dry basis) of CO ₂ at the expense primarily of oxygen generation and use in a combustion application. CSLF Endorsed Project	Near Ottawa Canada
CO ₂ Separation from Pressurized Gas Stream/Active	This is a small-scale project that will evaluate processes and economics for CO ₂ separation from pressurized gas streams. Testing will utilize membranes developed in Japan at a test facility near Pittsburgh, Pennsylvania. The proposed project, which began in 2003 and is scheduled for completion in 2006, will evaluate primary promising new membranes under atmospheric pressure. The next stage is to improve the performance of the membranes for CO ₂ removal from the fuel gas product of coal gasification and other gas streams under high pressure. CSLF Endorsed Project	Test facility near Pittsburgh, Pennsylvania, United States
Transport		
Vortex Tube Design and Demonstration for the Removal of Carbon Dioxide from Natural and Flue Gas/Active	The project is studying CO ₂ -liquid absorption kinetics, solvent generation requirements, and scale up parameters for Vortex Tube contactors	North America
Modelling/Databases/Networks		
Development of a computer model for the evaluation of different CO ₂ capture from power plant options/Active	The project is developing a model for the systematic evaluation and comparison of different technological options for CO ₂ capture from power plant	Pittsburgh
Development of a state-of-the-art computer model to assess CO ₂ sequestration options and costs from the local to a national level/Active	The University is developing an easy-to-use computer model that will allow comparison and evaluation of different technology options applicable for CO ₂ capture and storage	Pittsburgh
Development of a digital database cataloguing CO ₂ source-to-sequestration site information in five Midwest states (MID-	The University is developing a digital spatial database that catalogues information relating CO ₂ sources to sequestration sites in five US states	North America

Project title/Status	Overview	Location
CARB)/Completed		
Optimal geological environments for carbon dioxide disposal in saline aquifers in the US /Active	Development of criteria for characterising optimal conditions for CO ₂ storage in saline aquifers plus database of US saline formations	Austin, Texas
Experimental evaluation of chemical sequestration of carbon dioxide in deep aquifer media/Pending	Examination of factors influencing geological storage of supercritical CO ₂ in deep saline formations	Columbus, Ohio
Review of Acid Gas Injection in Alberta /Completed	The project is reviewing the applications of operators to the AEUB for the injection of sour gas (H ₂ S and CO ₂). Relevant reservoir data is being compiled into a database	Various within Alberta
Geological sequestration of CO ₂ in a depleted oil reservoir: A comprehensive modelling and site monitoring project/Active	To investigate a range of issues associated with the down-hole CO ₂ injection into depleted oil reservoirs	Various Locations/USA
CO ₂ Ocean Storage Modelling Studies /Active	NERSC has carried out a number of modelling exercises aimed at enhancing understanding of processes involved during the injection of CO ₂ into the ocean	Bergen, Norway
Pléageage du CO ₂ dans les Réservoirs (PICOR) /Active	Gas-water-rock interaction induced by the trapping of CO ₂ in aquifers and depleted reservoirs : experimental study and validation of modelling tools	France : Bordeaux, Grenoble, Montpellier, Pau, Rueil-Malmaison, Toulouse
The Snohvit (Snow White) LNG Project /Active	In October 2001, Statoil and its partners filed a formal development plan for the Snøhvit Field, the first offshore gas field found in the Barents Sea and the point of supply for Europe's first LNG export project	Europe
CO ₂ NET/Active	CO ₂ NET is the European Network of researchers, developers and users of CO ₂ technology, facilitating cooperation between these organisations and the European projects on CO ₂ geological storage, CO ₂ capture and zero emissions technologies.	Europe
CO ₂ GeoNet/Active	The Network focus is on the geological storage of CO ₂ as a greenhouse gas mitigation option. It has several objectives over the 5 year period of EC funding for integration.	Europe

Project title/Status	Overview	Location
U.S. Department of Energy Carbon Sequestration Regional Partnerships/Active	On November 21, 2002, U.S. Secretary of Energy Spencer Abraham announced plans to create a national network of public-private sector partnerships that would determine the most suitable technologies, regulations, and infrastructure needs for carbon capture, storage and sequestration in different areas of the country.	North America
CO₂ utilization		
Shady Point Power Plant/Active	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Oklahoma
Sumitomo Chemicals Plant, Chiba, Japan/ Kokusai Carbon Dioxide/On-going commercial options	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Chiba, Japan
Warrior Run Power Plant/Active	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Cumberland, Maryland
Bellingham Cogeneration Facility/On-going commercial options	The plant generates electricity and produces food-grade CO ₂ from flue gases	Bellingham, Massachusetts
Sequestering carbon dioxide in coal beds /Active	The project is developing, testing and investigating the ability of injected CO ₂ to enhance coal bed methane production	Oklahoma and Philadelphia
Various Worldwide CO ₂ -E O R Operations/No Information	This entry provides information on existing CO ₂ -EOR operations in North America and Worldwide	North America/ Worldwide
IMC Global Inc. Soda Ash plant/Active	Part of this large soda ash production plant comprises a coal-fired power generation plant featuring CO ₂ capture from the flue gas. The CO ₂ is used for the carbonisation of brine	Trona, Califor- nia
Prosint Methanol Production Plant /Active	The plant uses an MEA-based scrubber to capture CO ₂ from boiler flue gas for use in beverage production	Rio de Janeiro, Brazil
CO ₂ Re-use through Under- ground Storage/iCompleted	The project is examining issues leading to the creation of an underground CO ₂ buffer facility, capable of provi- ding subsequently the stored CO ₂ for commercial appli- cation	Europe
Luzhou Natural Gas Chemicals (Group) /Active	The plant produces urea and ammonia for the fertiliser industry in China. Part of the plant features a scrubber system that captures CO ₂ from the process for urea production	Luzhou Ci- ty/China
Petronas Fertilizer Co, Malay- sia/Active	The plant features an amine-based scrubbing system, operating with a novel solvent, as part of its operations producing ammonia and urea for the fertiliser market	Malaysia
The Indo Gulf Fertilizer Compa- ny Plant, India/Active	The fertiliser plant incorporates a CO ₂ capture facility that feeds a urea manufacturing unit	Jagdishpur, Uttar Pra- desh/India
Costs		
Detailed cost analysis of three options for CO ₂ capture from an existing coal-fired power	The project is examining several technological options for the capture of CO ₂ from coal-fired power plants	North America

Project title/Status	Overview	Location
plant/Completed		
CO ₂ Capture Project (CCP). SMV Team/Completed	The CCP Project is undertaking a range of studies aimed at reducing the cost of CO ₂ capture from combustion sources. An important part of the project are the storage, measurement and verification activities being undertaken	Various Locations USA+Europe
Grangemouth Advanced CO ₂ Capture Project (GRACE)/Completed	Cost effective environmental abatement technologies for power production	UK/Europe
CASTOR, "CO ₂ from Capture to Storage" /Active	The project's objective is to make possible the capture and geological storage of 10% of European CO ₂ emissions, or 30% of the emissions of large industrial facilities (mainly conventional power stations). To accomplish this, two types of approach must be validated and developed: new technologies for the capture and separation of CO ₂ from flue gases and its geological storage, and tools and methods to quantify and minimize the uncertainties and risks linked to the storage of CO ₂ . In this context, the Castor project program is aimed more specifically at reducing the costs of capture and separation of CO ₂ (from 40-60€/ton CO ₂ to 20-30€/ton), improving the performance, safety, and environmental impact of geological storage concepts, and, finally, validating the concept at actual sites	Europe
Monitoring		
Weyburn CO ₂ Monitoring/ Active	The present monitoring project builds on EnCana's existing Weyburn EOR project. The monitoring project is unique as researchers have been able to collect background information prior to the flooding of the field with CO ₂ . This is allowing comparison of field characteristics before and after CO ₂ injection and enhancing understanding of interactions and relationships between oil recovery and CO ₂ storage. The primary benefit of the project will be the objective evaluation, and large-scale demonstration, of the geological sequestration of CO ₂ during EOR operations	Weyburn oil field
Geological Storage of CO ₂ in the Strata Production Company's West Pearl Queen reservoir/Active	This project provides the first major field experiment in the United States. Between December 20, 2002 and February 10, 2003, researchers injected approximately 2100 tons of CO ₂ into Strata Production Company's West Pearl Queen reservoir near Hobbs, New Mexico, USA. Now, researchers are monitoring the CO ₂ plume	Hobbs, New Mexico, USA
Enhanced coal bed methane (CBM) production and sequestration of CO ₂ in unminable coal seams/ Active	CONSOL ENERGY is a major producer of CBM in central Appalachia (southwestern Virginia). The project will use directional drilling to develop a series of wells extending up to 3000 feet horizontally in two overlying coal seams. Initially CBM will be recovered from both seams. Eventually CO ₂ will be injected into the centrally located wells in the lower seam. Then the CBM will be recovered and CO ₂ concentrations will be monitored in both seams	Marshall Country, West Virginia, U.S.A.

(Quelle: IEA Greenhouse Gas R&D Program, www.co2captureandstorage.info Stand 04/05)

A4 Ökologische Effekte (direkt und indirekt) der CO₂-Speicheroptionen

Marine Optionen

Bei allen marinen Speicheroptionen gilt zu beachten, dass die ökosystemaren Strukturen sowie generell der Bereich der Tiefsee bislang nur sehr bruchstückhaft wissenschaftlich untersucht sind und Auswirkungen der CO₂-Speicherung auf diese Bereiche bisher nur in kleinräumigen Experimenten oder Computersimulationen erfasst wurden. Infolgedessen ist eine Folgenabschätzung nur sehr unsicher durchführbar, da sich u. a. auch der Zustand des CO₂ bei der Passage durch die Wassersäule verändern kann.

Insbesondere ist auf die Versauerung des Meerwassers hinzuweisen mit negativem Einfluss auf physikalisch-chemische und stoffwechselphysiologische Prozesse sowohl im biotischen wie abiotischen Bereich (Germanwatch 2004). Bei einer zunehmenden Versauerung bauen kalkbildende Organismen Kalk mit geringeren Raten in ihre Gehäuse ein. Das bedeutet, dass diese Strukturen dünner werden. Bei einer weiter fortschreitenden Versauerung kann es sogar zur Auflösung von Kalkstrukturen kommen. Betroffen sind bzw. wären hiervon Muscheln, Korallen und viele Planktonorganismen wie Foraminiferen und heute bereits Pteropoda (Feely et al. 2004; Wolf-Gladrow 2004; Wolf-Gladrow et al. 1999). Da viele Organismen des Meeres also sehr empfindlich auf Änderungen des pH-Wertes reagieren, ist es fraglich, ob die Meeresbiota in der Lage wäre, auf eine anthropogen induzierte – also rasche – Veränderung in derselben Geschwindigkeit zu reagieren, da eine Anpassung an veränderte Umweltbedingungen normalerweise in größeren Zeiträumen abläuft (Knutzen 1981; Omori et al. 1998; Yamada und Ikeda 1999).

a. Isolierung des CO₂ (CO₂-See)

Durch Einbringen des CO₂ in eine Tiefe von über 3.000 m wird nach mathematischen Modellen davon ausgegangen, dass sich aufgrund des Wasserdrucks ein See aus flüssigem CO₂ auf dem Meersboden mit einer Chlathrat-Oberfläche bildet, welche das Kohlendioxid von dem aufliegendem Meerwasser trennt und die Auflösung des CO₂ hemmt. Dieser See wird die am Meeresboden vorhandenen Organismen bedecken und vermutlich abtöten, da hohe CO₂ Konzentrationen toxisch auf Organismen wirken (Yamada und Ikeda 1999; Germanwatch 2004).

b. Dispersion von CO₂

Die Injektion von CO₂ in Meerestiefen unter 500 m führt zur Blasenbildung und Auflösung des Gases und wird (im Modell) unterhalb der ozeanischen Thermokline eingeschlossen. Bei der Verbringung des Kohlendioxids in größere Tiefen (zwischen 500 und 3000 m) führt dies zur Bildung einer „Tröpfchen-Fahne“, wobei diese Tröpfchen von Hydraten umschlossen werden sollen um die Auflösungsrate zu verlangsamen. Der in der CO₂-Fahne auftretende verminderte pH-Wert, wird voraussichtlich über mehrere Kilometer dahinter bestehen bleiben. Dies hängt aber von den unterschiedlichen Dichteverhältnissen in den unterschiedlichen Meerestiefen ab (Germanwatch 2004).

c. Einbringen von Trockeneis

CO₂ wird in „Festform“ als Trockeneis-Block vom Schiff aus in den Ozean verbracht und soll dort zum Meeresgrund sinken. Da diese Form der CO₂-Speicherung allerdings sehr energie- und damit kostenintensiv ist, wird sie in der aktuellen Diskussion nicht mehr weiter verfolgt. Die negativen Folgen auf Ökosysteme wären eine punktuelle Übersäuerung mit CO₂ und das wahrscheinliche Absterben der Fauna in dessen Einzugsbereich. Da der Meeresboden kein statisches System ist und zahlreichen Veränderungen unterliegt – bis hin zu so genannten untermeerischen Hangrutschungen – kann eine detaillierte Abschätzung weiterer Folgen nicht vorgenommen werden (Germanwatch 2004).

d. Einbringen von Bikarbonat

Bei dieser Option geht es um die Reaktion von CO₂ mit Kalkstein und Wasser zu Bikarbonat, welches in den Ozean verbracht eingebracht werden soll. Hierdurch kommt es zu einer Verschiebung des Karbonatgleichgewichtes im Ozean. Folgen ergeben sich für kalkbildende Organismen, z.B. Foraminiferen, siehe oben unter Marine Optionen (Knutzen 1981; Omori et al. 1998; Yamada und Ikeda 1999).

Geologische Optionen

Grundsätzlich besteht bei allen geologischen Speicheroptionen das Risiko von Leckagen: Entweder durch nicht bzw. ungenügend abgedichtete Bohrlöcher und Stollen (Öl- und Gasfelder, Kohlebergwerke), entlang nicht bekannter oder neu auftretender Verwerfungen und Störungsbahnen in der Speicherformation oder durch seismische Aktivitäten ausgelöste Leckagen. Dadurch kann es zum Ausströmen des Kohlendioxids an die Oberfläche oder zum Eintritt in andere Gesteinsschichten wie z. B. grundwasserführende Schichten kommen. Betroffen von der toxischen Wirkung des CO₂ in erhöhter Konzentration wären jegliche Lebewesen (Mensch, Tier, Pflanze, Mikroorganismen) über und unter der Erdoberfläche.

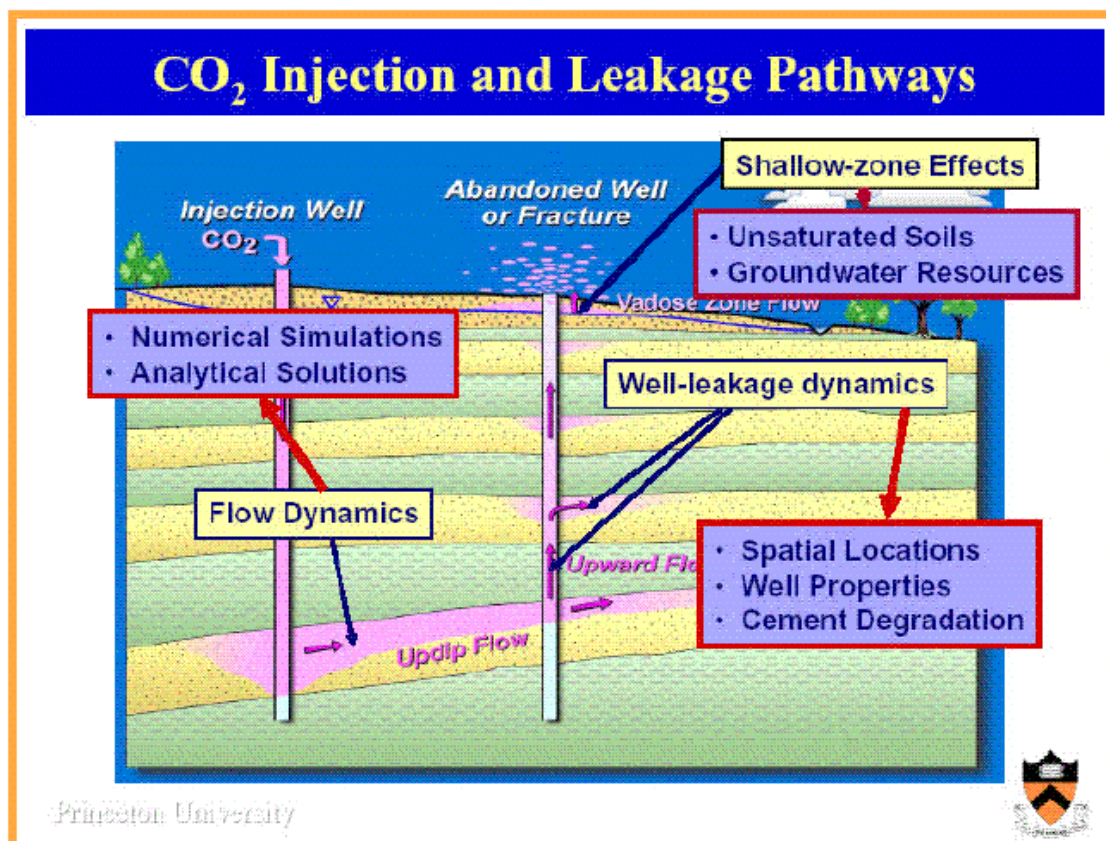


Abb. A4-1 CO₂-Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten, Quelle: Scherer und Celia, 2004

a. Tiefe saline Aquifere

Die Speicherung in porösen und salzwasserführenden Gesteinen ist an tiefe Sedimentbecken gebunden, die insbesondere in Deutschland weit verbreitet sind. Da diese Strukturen aber bisher nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet wurden, fehlen eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften wie das Porenvolumen (bestimmt Gassättigung), Bruch- und Deformationsvorgänge sowie deren Gesteinschemismus (Dichtigkeit der überlagernden Schichten) und somit eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Gesteinsstrukturen und deren Sicherheitsrisiken in Bezug auf mögliche Leckagen (May et al 2003). Auch sind mögliche Auswirkungen auf mikrobiotische Prozesse in den geologischen Formationen ungeklärt. Des Weiteren führt die Einbringung von CO₂ zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers und kann dann durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Carbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern (Ploetz 2002).

b. Ausgeförderte Öl- und Gasfelder

Zu beachten gilt bei diesen Optionen, dass Kohlendioxid andere chemische Eigenschaften besitzt als das bisherige Speichergut. Ausgeförderte Ölfelder bieten in Deutschland und auch in vielen anderen Ländern der Welt, nur geringe Kapazitäten im Gegensatz zu Gasfeldern, welche auch global betrachtet große Kapazitäten aufweisen. Ökologische Restriktionen ergeben sich bei dieser Option wie schon oben erwähnt durch bereits vorhandene Bohrungen, die die Deckschichten durchdrungen haben und als Aufstiegsbahnen für das CO₂ dienen könnten, sollten die Abdichtungen nicht entsprechend sicher sein (May et al 2003). Bisher gibt es noch keinen Zement, der dauerhaft einer hohen CO₂-Konzentration ausgesetzt werden kann, ohne porös zu werden (Greenpeace 2004).

c. Tiefe (gegenwärtig nicht abbaubare) Kohleflöze

Die Speicherung von Kohlendioxid in tiefen, gegenwärtig wirtschaftlich und technisch nicht abbauwürdigen Kohleflözen in Kombination mit der gleichzeitigen Entnahme und Nutzung von Flözgas (ECBM= Enhanced Coal Bed Methane) befindet sich gegenwärtig in der Pilotphase. Dabei wird das an die Kohle gebundene Methan durch CO₂ ersetzt (Kohle kann ca. doppelt soviel CO₂ wie CH₄ adsorbieren) und ist somit nicht als freies, „wanderfähiges“ Fluid vorhanden. Dies setzt allerdings eine entsprechende Permeabilität der Kohle voraus, welche von Kohleart zu Kohleart variiert und unter Lagerstättenbedingungen der tiefen Flöze noch nicht ausreichend untersucht ist (May et al 2003). Ein ökologisches Risiko besteht bei dieser Option durch ein Entweichen des geförderten Methans, welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotential als CO₂ hat.

d. Stillgelegte Kohlebergwerke

Aufgrund der geringen Mächtigkeit der Deckschichten (insbesondere in Deutschland), der weit verzweigten Gangsysteme mit Verbindungen zu aktiv genutzten Bereichen und teilweise „vergessenen“ Stollen, ist das Risiko von Undichtigkeiten mit Gasaustritten in teilweise dicht besiedelten Gebieten (z. B. Ruhrgebiet) sehr hoch (Ploetz 2002).

e. Salzkavernen

Diese Option weist im Vergleich zu den anderen geologischen Optionen nur sehr geringe Kapazitäten (in Deutschland nur 2 bisher nicht genutzte, stillgelegte Salzbergwerke) auf und es besteht auch hier ein Leckagerisiko durch Aufstiegsbahnen an Verwerfungen/Störungsbahnen im Gestein.

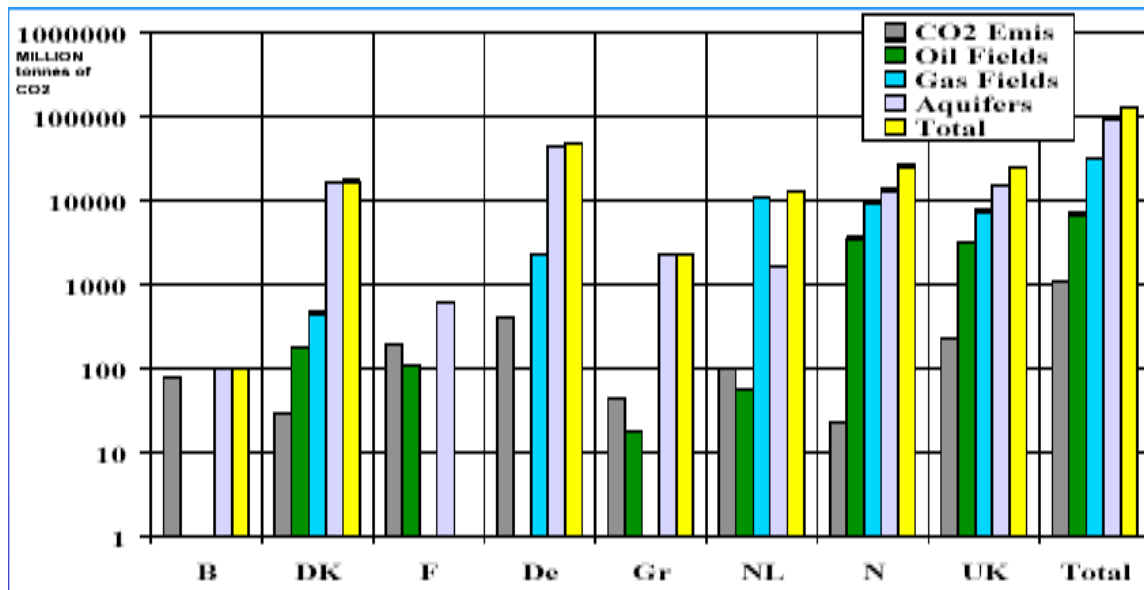


Abb A4-2 Durch das GESTCO-Projekt ermittelte Speicherkapazitäten der beteiligten EU-Staaten, Quelle: Präsentation von Niels Peter Christensen auf dem Treffen des CSLF am 13.9.04 in Melbourne, Australien

Biomasse

a. Bäume

Primärwälder und Feuchtgebiete sind als Senken kaum erweiterbar, da viele Flächen begrenzt und bedroht sind. Vordringlichstes Ziel muss es daher sein, bestehende Ur- und Primärwälder mit ihrer Vielfalt zu schützen und nachhaltig zu bewirtschaften sowie der radikalen Abholzung Einhalt zu gebieten, da der bereits gespeicherte Kohlenstoff in den alten Bäumen z. B. bei der vornehmlich betriebenen Papierherstellung kurzfristig freigesetzt wird (Forum Umwelt und Entwicklung 2001). Eine längerfristige Speicherung ist beim Einsatz von Holz als Baustoff zu erzielen, da Holzelemente eine „Lebensspanne“ von 100 bis 150 Jahren haben können (Pro REGENWALD 1998).

Holzplantagen binden aufgrund ihres schnellen Wachstums in kurzer Zeit große Mengen CO₂ (zwischen 1,4 und 15 t Kohlenstoff/ha, naturnahe Wälder 7-8 t/ha) aber nach wenigen Jahren/Jahrzehnten lässt das Wachstum deutlich nach und zurück bleibt ein ausgelaugter Boden der sich für eine weitere Anbaunutzung kaum mehr eignet.

Des weiteren führt der Anbau von (nicht heimischen und schnellwüchsigen) Monokulturen zur Verarmung und Verdrängung des natürlichen Artenbestands, zudem sind diese Kulturen sehr anfällig für Schadorganismen und führen durch Einsatz von Dünger und Pestiziden zur Verschlechterung der THG-Bilanz (Pro REGENWALD 1998).

Plantagen stehen oftmals in Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion (verdrängen dadurch kleinräumige landwirtschaftliche Strukturen) da sie vor allem in Dritte-Welt-Ländern entstehen, zudem verursachen sie durch Bewässerungsmaßnahmen ein Absinken des Grundwasserspiegels und fördern die Bodenerosion.

Auch machen Bäume allein einen Wald (als CO₂-Speichermedium) nicht aus – der Kohlenstoff befindet sich nicht nur im Holz sondern auch im Bodenumus.

Durch den Anbau von gentechnisch veränderten Bäumen, wie im Zusammenhang mit der CO₂-Speicherung schon vorgeschlagen, besteht die Gefahr einer Einflussnahme auf bestehende Ökosysteme mittels Gentransfer mit bisher unbekanntem Auswirkungen (Umweltinstitut München 2004).

Die Speicherung von CO₂ in Bäumen ist nach menschlichen Maßstäben gerechnet lediglich eine vorübergehende Speichermöglichkeit.

Ökonomische Aspekte von Aufforstungsmaßnahmen in Deutschland

Die Aufforstungskosten für eine Kultur einer schnellwachsenden Baumart werden auf max. 2000 Euro pro Hektar beziffert. Beim ökologischen Waldbau wären es max. 5.000 Euro. Pro Hektar werden dabei 300 t Kohlenstoff bzw. 1.050 t CO₂ in Form von Humus im Boden gebunden. Für die Speicherung ergeben sich dabei Kosten von weniger als 5 Euro pro Tonne CO₂.

In dieser Rechnung sind die Erlöse aus dem Holzverkauf, die positiven Folgen für die Landwirtschaft durch Verbesserung der Wasserspeicherung im Boden sowie den Nutzen für die dortigen Bewohner nicht eingerechnet. Mit dieser Strategie wäre zudem eine beträchtlich höhere Produktion von Biomasse verbunden, welche eine Versorgung mit erneuerbaren Energieformen und damit zusätzlich eine Reduktion der CO₂-Emissionen möglich macht (GDCh 2004).

b. Algen

Die Induktion von Algenblüten und eine damit verbundene vermehrte CO₂-Aufnahme des Gesamtsystems Ozean macht eine Eisendüngung in den mit Eisenverbindungen unterversorgten südlichen Ozeangebieten notwendig. Bisherige diesbezügliche Untersuchungen/Maßnahmen erbrachten aber nicht den gewünschten Erfolg, da maximal 1 % des gebundenen CO₂ zum Meeresboden absinkt (Smetacek 2004). Auswirkungen auf marine Ökosysteme durch großflächige Eisendüngungen sind bisher nicht absehbar.

Ein Großteil der Algen wird z. B. von Krill aufgenommen und somit das CO₂ mittelfristig wieder freigesetzt (z. B. durch Atmung), der absterbende Rest wird in tiefen Wasserschichten unter Verbrauch von Sauerstoff zu Gasen wie Methan und Distickstoffmonoxid umgewandelt – diese tragen bei Freisetzung zum Treibhauseffekt deutlich stärker bei als CO₂.

Durch eine erhöhte Photosyntheserate des Phytoplanktons kommt es zur Erwärmung des ozeanischen Oberflächenwassers mit Konsequenzen für die Ozeanzirkulation. Dies nimmt Einfluss auf die Atmosphärenchemie und das Klima, da das Phytoplankton z. B. Dimethylsulfid (DMS) produziert, das zur Bildung von Wolkenkondensationskernen führt (Lawrence 2002).

Es bleibt zu bedenken, dass marine Ökosysteme – sowohl im klein-, als auch großskaligen Bereich – bisher nur in Teilen verstanden sind. Vor allem in Bezug auf die Rückwirkungen verschiedener Effekte aufeinander ist das vorhandene Wissen noch spärlich, obwohl in den vergangenen Jahren hier Fortschritte gemacht wurden.

Absorption an Minerale

Durch die Bindung von CO₂ an Magnesiumsilikat (z. B. Olivin oder Serpentin, das global in großen Mengen verfügbar ist) kann CO₂ dauerhaft in dem dabei entstehenden Magnesiumcarbonat gebunden werden. Dies geschieht unter hohem Druck (340 bar) und einer Temperatur von 500 °C. Die Reaktion wird maßgeblich durch die Partikelgröße beeinflusst (je kleiner, desto schneller). Pro Tonne CO₂ entstehen dabei 0,66 t Quarz und 1,92 t Magnesiumcarbonat als Reaktionsprodukte, welche z. B. in Erzminen, die als Nebenprodukt Serpentin fördern, verbracht werden können. Die Reaktion im Gesamtprozess betrachtet benötigt nach heutiger Erkenntnis einen sehr hohen Energie-Input und große Wassermengen für den Löseprozess. Die Abscheidung/Bindung des CO₂ eines 1 GW Kraftwerks bedarf einer Wärmeeinspeisung von 400 MW (Kohlmann 2001). Der Vorteil dieser Option ist die permanente und sichere Speicherung des CO₂, Nachteile sind der Flächenverbrauch durch den Abbau der Magnesiumsilikate sowie der mit Emissionsausstoß verbundene Transport des Reaktionsprodukts und dessen Verbringung (Howard 2002), der (an der Penn State, Department of Energy and Geo-Environmental bereits neuere Verfahren, welche sich in der Entwicklungsphase befinden) und geringen Energieaufwand erwarten lassen.

Chemische/Technische Verwertung

Die Verwertung des CO₂ in diversen Industrieprozessen (z. B. als Kohlensäure oder zur Gefriertrocknung, mononukleare und polymere Verbindungen) birgt direkte ökologische Vorteile, da es sich um ein Recycling dieses „Abfallstoffes“ handelt, allerdings ist die Speicherdauer sehr von der weiteren Nutzung des erzeugten Produktes abhängig (Breuer 2001). Die bisher genutzten Mengen an CO₂ sind zu gering (heute verwertbarer Anteil in der chemischen Verwertung ca. 1 %, durch F&E Maßnahmen und bewusste Umstellung auf maximal 5 % zu steigern [Plass 2002]), um ein signifikantes Einspar-/bzw. Speicherpotential darzustellen.

Brennstoffsynthese

Ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist die CO₂-Nutzung in der Energiewirtschaft (Brennstoffe) nur mit billigem, nicht fossilem Wasserstoff (Plass 2002). Diese Technologie steckt noch in der Entwicklungs- bzw. Demonstrationsphase und wird sich erst mittel- bis langfristig etablieren können. Die direkte Nutzung von regenerativem Wasserstoff ist zudem deutlich effizienter.

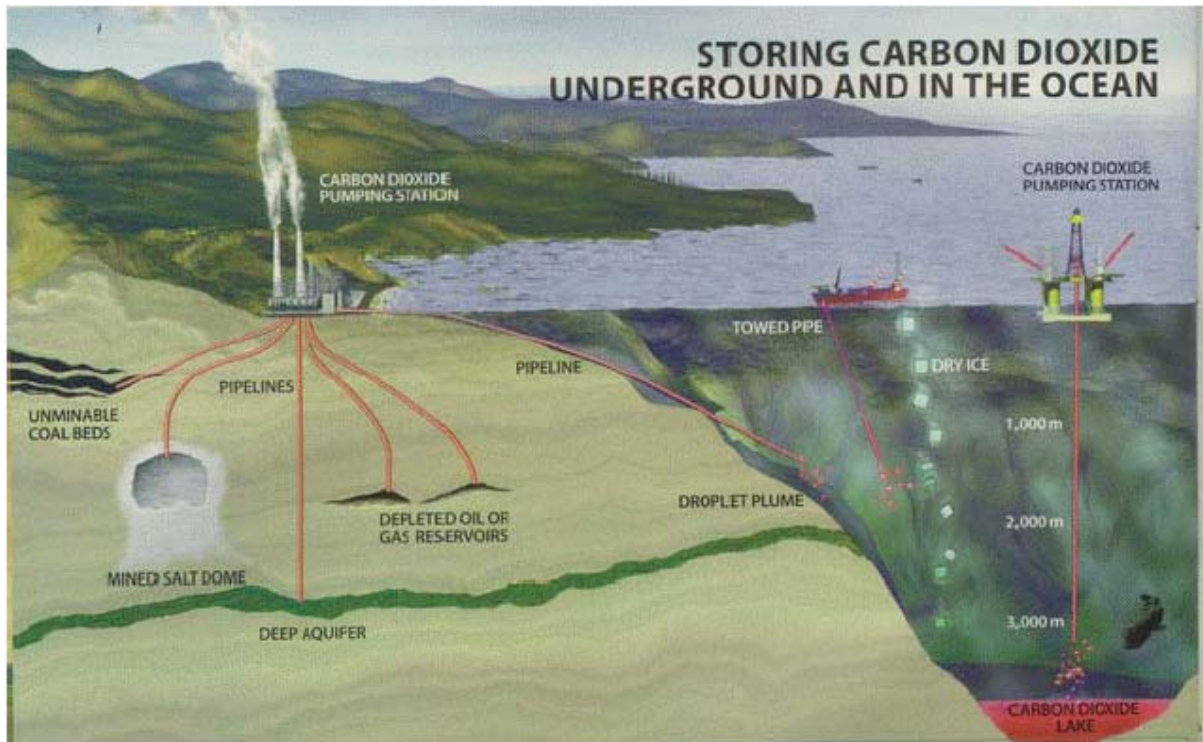


Abb. A4-3 Verschiedene denkbare Optionen der CO₂-Speicherung. (Quelle: Fleisch/Quigley 2000)

A5 CO₂-Trennverfahren

Es existieren grundlegend verschiedene technische Verfahren, die zur Brenn- und Rauchgasdekarbonisierung eingesetzt werden können. Im Folgenden werden die Verfahren beschrieben, ihre charakteristischen Eigenschaften vorgestellt und im Anschluss daran hinsichtlich eines möglichen Einsatzes in Systemen zur CO₂-Sequestrierung bewertet.

Grundsätzlich lassen sich CO₂-Abtrennverfahren in zwei Gruppen einteilen:

- Niedertemperaturverfahren und
- Hochtemperaturverfahren

Bei den **Niedertemperaturverfahren** zur CO₂-Abtrennung müssen die Gase meist abgekühlt und das Wasser auskondensiert werden, bevor das eigentliche Trennverfahren eingeleitet wird. Die Niedertemperaturverfahren unterteilen sich in:

- Chemische Absorption in organischen und anorganischen Lösungen (Alkohol-Amine, Alkalicarbonate, etc.)
- Physikalische Absorption in organischen und anorganischen Lösungen (Methanol, Propylencarbonat, Wasser)
- Adsorption an Festkörpern (Molekularsiebe, Aktivkohle, etc.)
- Tieftemperaturverfahren
- Membranverfahren

Die **Absorptionsverfahren** (chemische und physikalische) mit Lösungen sind Stand der Technik, ihre Eignung für die CO₂-Abtrennung wurde vielfach in Gasreinigungsverfahren und der CO₂-Anreicherung demonstriert. Die meist eingesetzten Lösungen sind: Ethanolamine (mono-, di-, tri- Ethanolamine), Kaliumcarbonat, Propylencarbonat, Methanol (Rectisol), Polyethylenglykol-Dimethylether (Selexol) etc. Das erprobteste Verfahren ist die Abscheidung von CO₂ aus den Rauchgasen mit MEA (Monoethanolamin). Seit 1991 wird z. B. eine CO₂-Wäsche mit MEA-Lösung (20 %) in einem 300 MW Heizkraftwerk in Shady Point (Oklahoma) betrieben. Die tägliche CO₂-Produktion von 200 t wird in der Lebensmittelindustrie verwendet. Amine werden durch die Verunreinigungen im Rauchgas wie z.B. Staub, SO₂, NO_x und O₂ geschädigt, daher ist die Reinigung des Rauchgases Voraussetzung für die Abscheidung durch Amine /Hendricks 1994/

In **Adsorptionsanlagen** können für die CO₂-Abscheidung Zeolith-Molekularsiebe, Aktivkohle, Aluminiumoxid, Silicagel etc. eingesetzt werden. Die Technologie ist Stand der Technik, allerdings wurde sie in der Kraftwerkstechnik bis jetzt nicht eingesetzt. Das meistangewandte Verfahren ist die Druckwechselabsorption (Pressure Swing Adsorption, PSA) basierend auf Molekularsieben. Ein wesentlicher Nachteil der Molekularsiebe ist ihre Affinität für Wasser. Demzufolge muss das Wasser vor der CO₂-Abscheidung auskondensiert werden.

CO₂ kann durch Kühlung bereits bei Drücken von 4-5 bar aus tieferkondensierbaren Gasmischungen auskondensiert werden (Tieftemperaturverfahren). Ein industriell erprobtes Verfahren wurde von Exxon entwickelt (Controlled Freezing Zone). Das Verfahren ist energieaufwendig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO₂-Konzentrationen. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die Abscheidung und Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt. Heute wird es bereits bei der Aufbereitung von Biogasen eingesetzt. In der Kraftwerkstechnik gibt es bis jetzt jedoch keine Erfahrung.

Bei **Membranverfahren** wird die unterschiedliche Permeabilität der Gase durch dünne Membranen genutzt, um Gase zu trennen. Eine effiziente Trennung erfordert hohe Selektivität, eine große Membranoberfläche und hohe Permeabilität für die gewünschten Gaskomponenten. Diese Technik befindet sich in der Entwicklung und ist noch nicht Stand der Technik. Heute werden die Membranen zur Gasreinigung bei kleinen Gasvolumenströmen eingesetzt. Besonders effizient ist die Trennung von Gasen mit sehr unterschiedlichen Molekulargrößen. Die H₂-Abtrennung ist heute nahe an der Konkurrenzfähigkeit zu anderen Verfahren. Dagegen ist die CO₂-Abtrennung aus Rauchgasen (im Wesentlichen N₂/CO₂-Mischungen) mit derzeit sehr schlechter Membran-Selektivität weit entfernt von einer konkurrenzfähigen Anwendung (auch für die nächsten 10-15 Jahre wird hier kein Durchbruch erwartet).

Hochtemperaturverfahren für die CO₂-Abtrennung basieren auf der Bindung von CO₂ mit Oxiden oder Silikaten, z.B. CaO. Das Verfahren befindet sich noch in einem Entwicklungsstadium. Die Attraktivität des Verfahrens besteht darin, dass die CO₂-Abscheidung bei hohen Temperaturen erfolgt, so dass die (teerbeladenen) Brenngase eines Vergasungsprozesses ohne Abkühlung, z.B. auf eine Turbine geleitet werden können. Auf diese Weise kann eine Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen CO₂-Abscheideverfahren (z.B. Wäsche) erreicht werden. Sinnvollerweise ist der Einsatz von diesen Systemen bei SK-IGCC (Steinkohle GuD-Kraftwerke) und gasgefeuerten GuD-Kraftwerken (GuD) vor der Verbrennung oder direkt im Verbrennungsraum angedacht. Die CO₂-Bindung erfolgt bei Temperaturen unterhalb der Gleichgewichtstemperatur. Der Absorbent muss nach der Absorptionsphase regeneriert werden. Die Regenerierungstemperatur liegt ca. 50-100°C oberhalb der Gleichgewichtstemperatur.

Im Folgenden werden die Verfahren kurz zusammenfassend dargestellt und bewertet:

1. Chemische / physikalische Absorption
2. Adsorption an Festkörper
3. Tieftemperaturtechnik
4. Membranverfahren
5. Hochtemperaturverfahren

Der theoretische spezifische Energiebedarf für die unten ausgeführten Trennverfahren bezieht sich auf die Abtrennung von CO₂ aus Rauchgasen /ZSW 1996/. Bei den Werten muss zwischen thermischer und elektrischer Energie unterschieden werden. In der Praxis

liegen diese Werte (teilweise) viel höher, sie müssen daher mit Vorsicht bewertet werden. Entscheidend ist der erzielte Kraftwerkswirkungsgrad.

1. Chemische / Physikalische Absorption

Verfahrensbeschreibung

Die chemische oder physikalische Absorption von CO₂ in Lösungen ist eine industriell erprobte Abtrenntechnik. Bei der chemischen Absorption wird CO₂ chemisch an organischen oder anorganischen Molekülen gebunden. Bei der physikalisch wirkenden Absorption verhält sich die Beladung des Lösungsmittels mit CO₂ annähernd linear mit dem CO₂-Partialdruck. Die involvierten Bindungsenergien sind viel schwächer als bei der chemischen Absorption. Dies macht sich bei der Regeneration bemerkbar. Nach dem Auswaschen von CO₂ aus Rohgasen muss die gesättigte Lösung regeneriert und das CO₂ rückgewonnen werden. Bei der Regenerierung werden die Lösungen bei chemischer Absorption erhitzt, bei physikalischer Absorption entspannt.

Theoretischer spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

Chemische Absorption: 1,08 (MEA, bei 50 % Zurückhaltungsgrad)
1,95 (MEA bei 90% Zurückhaltungsgrad)

Physikalische Absorption: 0,1

Erreichbarer Rückhaltegrad

Chemische Absorption: 90 %

Physikalische Absorption: 60 – 80 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Die Technologie ist Stand der Technik. Ob physikalische oder chemische Wäsche eingesetzt wird, hängt von dem CO₂-Partialdruck ab. Unterhalb von 10 bar gilt: chemische Absorption, oberhalb: physikalische Absorption.

Mögliche Einsatzbereiche:

CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen (Kohlekraftwerke, GuD, SK-IGCC)

(z.B. in Shady Point, Oklahoma, 200 t CO₂/Tag für Lebensmittelindustrie, ABB-Technologie)

Vor- und Nachteile / CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Da die Betriebstemperatur bei chemischer Absorption um die 50-60°C liegt (bei physikalischer Absorption darunter) muss das zu absorbierende Gas abgekühlt und gereinigt werden (SO_x, NO_x, Staub, etc.). Dadurch verliert man Energie in Form von fühlbarer Wärme. Die Kraftwerkstechnik muss der Absorption mit Lösungsmitteln angepasst werden (z.B. die Gasreinigung, O₂-Konzentration). Die spezifischen Investitionen, z.B. bei einem GuD, steigen um etwa 87-93 %, der Gesamtwirkungsgrad der Schaltung liegt um 48-55 % deutlich niedriger als ohne CO₂-Abscheidung. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen im Bereich von 32-49 US\$/tCO₂. Für ein Kohlekraftwerk liegt der Gesamtwirkungsgrad mit 33 –37 % deutlich niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerksprozess ohne Abgasdekarbonisierung. Die spezifischen Investiti-

onskosten steigen um etwa 80 %. Für die spezifischen CO₂-Vermeidungskosten werden in der Literatur Werte genannt, die in einem Bereich von 47 – 49 US-\$ je vermiedene Tonne CO₂ liegen. Ein Vorteil des Verfahrens ist, dass heutige Kraftwerke damit nachgerüstet werden können.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

- Stabilisierung der Flüssigkeiten:

Die meisten Lösungsmittel (vor allem Amine) unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten führt mit daraus resultierenden Umweltauswirkungen (Amine sind giftig!). Die meisten Lösungsmittel sind korrosiv und verursachen damit Werkstoffprobleme. Die Degradation der Lösungsmittel hängt stark von der Konzentration der Gasverunreinigungen ab ((Rauchgas), z. B. SO_x und NO_x).

- Langzeit-Demonstration des Gesamtsystems (Kraftwerk + CO₂-Abscheidung) ist erforderlich.

- Entwicklung korrosionsbeständiger Werkstoffe

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Die Technologie ist verfügbar, sie wird bereits zur CO₂-Herstellung aus Kraftwerksabgasen für die Lebensmittelindustrie und Erdölförderung eingesetzt. Es fehlt die Langzeiterfahrung mit Großkraftwerken.

2. Adsorption an Festkörper

Verfahrensbeschreibung

In Adsorptionsanlagen für CO₂-Abscheidung können Zeolith-Molekularsiebe, Aktivkohle, Aluminiumoxid, etc. eingesetzt werden. Das meistangewandte Verfahren ist die Druckwechseladsorption (PSA) basierend auf Molekularsieben. Die Adsorption geschieht mit physikalischen Kräften (van der Waals). Nach der Adsorptionsphase folgt die Regenerierung mit Druckabsenkung. Der Adsorber kann auch thermisch regeneriert werden (Temperaturwechseladsorption, TSA) oder auch in einem Kombiverfahren durch Druck- und Temperaturwechsel (PTSA). Molekularsiebe haben die höchste CO₂-Adsorptionskapazität pro kg im Vergleich zu anderen Materialien.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

2,9 (Molekularsiebe, PSA, TSA)

Erreichbarer Rückhaltegrad

90 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Das Verfahren ist Stand der Technik. Bis jetzt wurde es nur für kleine Gasströme eingesetzt. Es liegt keine Erfahrung zum Einsatz dieser Verfahren bei großen Gasvolumenströmen (z.B. Kraftwerke) vor.

Vor- und Nachteile / CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Es ist ein relativ einfaches und erprobtes Verfahren. Für große Gasströme wurde es bis jetzt nicht eingesetzt. Das Verfahren ist wegen des großen energetischen Aufwands zur CO₂-Abscheidung in einem Kraftwerk weniger attraktiv. Die Investitionsmehrkosten sind nicht sehr hoch. Der Energieverbrauch ist bei der PSA am niedrigsten (ca. 1/3 verglichen mit der TSA).

Ein wichtiger Nachteil ist die Affinität der Molekularsiebe für Wasser. Aus diesem Grund muss das Wasser vor der CO₂-Abtrennung auskondensiert werden. Berechnungen zeigen, dass sich die Stromkosten bei fast allen Kraftwerkstypen beim Einsatz einer CO₂-Abscheidung mit einer PSA verdoppeln würden.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

Das Verfahren ist ausgereift, aber nicht relevant für die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken. Neue Entwicklungen, wie z.B. Metalloxid-Gele könnten das Verfahren jedoch aufwerten.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Die Technologie ist verfügbar, ist aber für die Kraftwerkstechnik weniger attraktiv. Neue Entwicklungen sind eventuell in ca. 20 Jahren einsatzfähig.

3. Tieftemperaturtechnik

Verfahrensbeschreibung

CO₂ kann durch Kühlung bereits bei Drücken von 4-5 bar aus tieferkondensierbaren Gasmischungen auskondensiert werden. Die zu prozessierenden Gasgemische müssen vorher getrocknet werden.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

4,35

Erreichbarer Rückhaltegrad

90 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Das Verfahren ist sehr energieaufwendig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO₂-Konzentrationen. In der Vergangenheit wurde es zur CO₂-Gewinnung aus Gasen mit CO₂-Konzentrationen > 90 Vol.% eingesetzt. Heute wird die Tieftemperaturtechnik bereits bei der Aufbereitung von Biogas (CO₂ + CH₄) eingesetzt. Mit Kraftwerkstechnik gibt es bis jetzt keine Erfahrung. Ein zukünftiger Einsatz des Verfahrens wäre bei IGCC (O₂) und Verbrennung mit O₂/CO₂-Verfahren denkbar. Aus energetischer Sicht ist der Einsatz jedoch sehr fraglich.

Vor- und Nachteile/ CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Das zu reinigende Gas muss wasserfrei sein (großer Nachteil). Das Verfahren ist nur für Gasströme mit großer CO₂-Konzentration anwendbar. Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die Abscheidung und die Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt. Großtechnische Anwendungen sind nicht in Sicht. Rechnungen für ein IGCC und O₂/CO₂-Kraftwerk zeigen, dass durch kryogene CO₂-Abscheidung die Kraftwerkseffizienz um 14 bzw. 18 % zurückgeht. Die Investitionen steigen um ca. 80 % an. Eine andere mögliche

Anwendung besteht bei BZ-Kraftwerken, wo CO₂ sehr konzentriert anfällt. Der Vorteil des Verfahrens besteht darin, dass CO₂ in einem Prozessschritt direkt flüssig/fest anfällt.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

Verfahrensoptimierung:

- Reduzierung des Energiebedarfs

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Die Technologie ist verfügbar. Die beste Einsatzmöglichkeit wird bei den Kraftwerken mit O₂/CO₂- Verbrennung und SOFC gesehen, die in 15 -20 Jahren kommerziell verfügbar sein können.

4. Membranverfahren

Verfahrensbeschreibung

Beim Membranverfahren wird die unterschiedliche Permeabilität der Gase durch dünne Membranen genutzt, um Gase zu trennen. Eine effiziente Trennung erfordert hohe Selektivität, eine große Membranoberfläche und hohe Permeabilität für die gewünschten Gaskomponenten im Vergleich zu den anderen Gasen im Gemisch. Als Membranmaterial können Polymere, Metalle oder Keramikstoffe eingesetzt werden.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂] (nach /ZSW 1996/)

1,15

Erreichbarer Rückhaltegrad

60 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Die CO₂-Abscheidung mit Membranen könnte bei GuD- (Reformierung oder Verbrennung mit O₂) und SK-IGCC-Kraftwerken vor oder nach der Verbrennung eingesetzt werden. Allerdings ist die Membrantechnologie noch nicht Stand der Technik.

Vor- und Nachteile/ CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Beim Einsatz zur CO₂-Abscheidung bei GuD- oder IGCC-Kraftwerken mit O₂ (in situ CO₂-Abtrennung vor Verbrennung) liegt die GuD-Kraftwerkseffizienz mit 48-50 % um 8-10 Prozentpunkte niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerk. Der Wirkungsgrad eines SK-IGCC-Kraftwerks mit Membranabscheidung liegt mit 35-39% um 6-10 Prozentpunkte niedriger als beim IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die spezifischen Investitionskosten liegen um 33-54% über denen eines IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen im Bereich von 18-40 US\$.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

- Entwicklung von effizienten Membranen für die CO₂-Abtrennung
- Entwicklung von Reaktorkonzepten für in situ CO₂-Abtrennung mit Hochtemperatur-Membranen
- Entwicklung von Hochtemperaturmembranen für die O₂-Abtrennung
- Entwicklung von Reaktoren für die Trennverfahren

- Entwicklung von Turbinen für H₂-reiche Gase

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Das Verfahren ist nicht Stand der Technik, es wird frühestens in 10-15 Jahren verfügbar sein. Die Technologie befindet sich in einem Entwicklungsstadium, vor Allem die Selektivität, Permeabilität und Stabilität (bei hohen Temperaturen) müssen verbessert werden. Interessant ist die Kombination Membran-Absorptionslösung. Diese Entwicklung befindet sich im Laborstadium.

5. Hochtemperaturverfahren

Verfahrensbeschreibung

Die Hochtemperaturverfahren zur CO₂-Abtrennung basieren auf der in situ Bindung von CO₂ (Verbrennung, Vergasung, Reformierung) mit Oxiden (gebranntes Kalk, Dolomit, etc.), Silikaten, etc. Dieses Verfahren ist noch im Entwicklungsstadium. Die Attraktivität des Verfahrens besteht darin, dass die CO₂-Abscheidung bei hohen Temperaturen erfolgt, so dass die Brenngase ohne Abkühlung auf die Turbine geleitet werden können. Auf diese Weise kann eine Effizienzsteigerung gegenüber herkömmlichen CO₂-Abscheideverfahren (z.B. Absorptionslösungen) erreicht werden. Das CO₂-Absorbermaterial wird entweder direkt in dem Konversionsreaktor (Verbrennung, Reformierung, Vergasung, etc.) oder nachgeschaltet, z.B. in einem Shiftreaktor, eingesetzt.

Spezifischer Energiebedarf [MJ/kg CO₂]

0,8

Erreichbarer Rückhaltegrad

> 90 %

Einsatzbereiche / Erfahrung

Die Hochtemperaturabscheidung von CO₂ könnte bei GuD- (Dampfreformierung) und IGCC-Verfahren in der Vorverbrennungsphase und bei Kohlekraftwerken in der Verbrennungsphase eingesetzt werden. Die Hochtemperaturabsorber für CO₂ befinden sich in der Entwicklungsphase. Vielversprechend sind natürliche Carbonate, z.B. Kalk und Dolomite sowie natürliche und synthetische Silikate und Zirkonate. Die wichtigste Eigenschaft des Hochtemperaturabsorbers ist die Zyklusfestigkeit. Für eine technische Anwendung müssen die Absorber möglichst viele CO₂-Absorption/Regeneration-Zyklen ohne wesentlichen Kapazitätsverlust aushalten. Toshiba hat ein Lithium-Orthosilikat entwickelt, das angeblich über 500 Zyklen stabil ist.

Vor- und Nachteile/ CO₂-Vermeidungskosten / Kraftwerkseffizienz

Die Attraktivität der Abtrennung von CO₂ bei hohen Temperaturen besteht darin, dass die Brenngase nicht abgekühlt werden müssen, so dass die Gase direkt einer Anwendung zugeleitet werden können. Sogar Teere im Produktgas können in diesem Fall ohne Probleme verwertet werden. Die CO₂-Absorption ist exotherm, die Reaktionswärme kann in den Prozess integriert werden. Ein Nachteil des Verfahrens ist die Regeneration des gesättigten Absorbents. Hierfür kommt im Wesentlichen ein Temperaturwechsel in Frage. Durch wiederholte Absorption/Regeneration wird die Absorberstruktur zerstört und verliert mit der Zeit

die Eigenschaft, CO₂ aufzunehmen. Die Anwesenheit des Wassers beschleunigt diesen Prozess.

Bis jetzt fehlt ein technischer Einsatz von diesen Materialien zur CO₂-Abtrennung.

Technische Grenzen / Erforderlicher F&E-Aufwand

- Entwicklung von zyklenstabilen Materialien, die möglichst viele Absorption/Desorption-Zyklen aushalten ohne wesentliche Änderung in der Absorptionskapazität.

Prozessdesign:

- Entwicklung von Reaktor/ Prozesskonzepten für die in situ CO₂-Abtrennung.
- effiziente Regeneration.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz

Das Verfahren ist nicht verfügbar. Möglicher technischer Einsatz in ca. 15-20 Jahren.

6 Fazit

Die CO₂- Abscheidung in Kraftwerken verursacht nach heutigem Kenntnisstand Wirkungsgradverluste von 6 bis 14 Prozentpunkte. Um die gleiche Nennleistung halten zu können, verbrauchen die Kraftwerke um 15-35 % mehr Brennstoff und die Investitionen steigen um 30-120 %.

Die **Absorption in Lösungen** ist Stand der Technik und kann bei allen Kraftwerkstypen (heutigen oder zukünftigen) zur CO₂-Abscheidung **aus Rauchgasen** eingesetzt werden. Die Rauchgasentkarbonisierung in konventionellen Kohlekraftwerken mit Absorptionslösungen ist von allen CO₂-Abscheidevarianten die ungünstigste.

Ein hohes Potential verspricht man sich von Verfahren mit einer CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung (**Membranen, Hochtemperaturverfahren**), wenn sie mit neuen Kraftwerkstypen kombiniert werden wie:

- GuD mit Dampfreformierung
- IGCC
- Kraftwerke mit Oxyfuel- Prozess (Verbrennung mit O₂/CO₂)

Hierfür ist F&E im Bereich Membranen für CO₂ und O₂, Wasserstoffturbinen, Kraftwerkstechnik und Hochtemperaturabsorber erforderlich. Mit einem großtechnischen Einsatz kann in ca. 15-20 Jahren gerechnet werden.

Das **Tiefemperaturverfahren** kann dort eingesetzt werden, wo CO₂ mit Konzentrationen über 90 % anfällt, z.B. bei Kraftwerken mit O₂/CO₂-Verbrennung, Hochtemperaturbrennstoffzellen (**SOFC**) oder Chemical Looping, etc. Hierfür ist Kraftwerkentwicklung erforderlich. Der großtechnische Einsatz kann in 15-20 Jahren erwartet werden.

Eine wirtschaftlich günstige Lösung bietet die CO₂-Abscheidung vor der Verbrennung bei IGCC-Kraftwerken mit O₂. Mit einer kommerziellen Verfügbarkeit rechnet man in 15-20 Jahren.

Es ist zu vermerken, dass eine effiziente CO₂-Abscheidung mit Kraftwerkstechnologien gekoppelt ist, die heute noch nicht Stand der Technik sind. Die Membrantechnologien wer-

den langfristig eine wesentliche Rolle in der Reduktion des Energiebedarfs und Investitionen bei CO₂-Abscheidung spielen. Die sauerstoffionenleitenden Membranen können in Kombination mit dem Oxyfuel-Verfahren zu einer wesentlichen Reduktion des Energiebedarfs bei CO₂-Abscheidung führen.

A6 Ökologische Bewertung mittels Life-Cycle-Assessment (LCA)

1 Ziele und Vorgehensweise

Für die ökologische Bewertung der auszuwählenden Systemkonfigurationen (von der Kohle zum „CO₂-freien“ Strom bzw. Wasserstoff) wird das Verfahren der Lebenszyklusanalyse (LCA) nach ISO 14.040ff angewendet. Zur Erstellung der Sachbilanz (inventory analysis) werden die einzelnen Prozessketten mittels der Ökobilanzierungssoftware Umberto® (IFEU und IFU 2004) modelliert. Die Erstellung der Ökobilanzen wird mit folgenden Zielen verfolgt:

1. Zunächst werden für die verschiedenen Pfade der CO₂-Abscheidung und -Speicherung Einzelanalysen erstellt. Damit ist es möglich, diejenigen Anlagenteile bzw. Lebenswegphasen zu identifizieren, die signifikant zum Gesamtergebnis beitragen. Da sich einige Techniken noch im Entwicklungsstadium befinden, können hiermit Hinweise gegeben werden, wie die Anlagen aus Umweltsicht optimiert werden könnten.
2. In einem zweiten Schritt werden die jeweiligen Pfade zum CO₂-freien Strom bzw. -Wasserstoff untereinander verglichen, um die Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien herauszuarbeiten.
3. Schließlich werden die Pfade der CO₂-Abscheidung und -Speicherung der Strom- und Wasserstofferzeugung aus Erneuerbaren Energien gegenübergestellt, um die Unterschiede zwischen Klimaschutz durch fossile und erneuerbare Energien herausarbeiten zu können.

Die Ökobilanzierung erfolgt in mehreren Schritten:

1. In einem ersten Schritt wird ausgewertet, welche Ökobilanzen es von Teilen der betrachteten Pfade bereits gibt (so sind Kohlekraftwerke beispielsweise standardmäßig in Umberto® enthalten).
2. Danach wird die konkrete zu bilanzierende Anlage inklusive der Herkunft der Daten beschrieben.
3. Die Ökobilanz wird in Anlehnung an die ISO-Normen 14.040ff erstellt (siehe z.B. Guinée 2002), wobei die Verfahrensschritte verkürzt werden. Die Stoff- und Energieflüsse werden mittels der Methodik der Stoffstromnetze modelliert, die in Umberto implementiert ist; sie sind die Grundlage für die Sach- und Wirkungsbilanz. Die Wirkungsbilanz wird mit Hilfe des UBA-Verfahrens der Wirkungskategorien erstellt, das ebenfalls in Umberto implementiert ist. Als Ergebnis liegen „komplette“ Ökobilanzen (einschließlich Umweltwirkungsanalysen) für CO₂-freien Strom bzw. -Wasserstoff vor.
4. Die Ergebnisse der Wirkungsbilanz werden nach den verschiedenen Lebenswegphasen und nach einzelnen Bauteilen getrennt ausgewiesen, um detaillierte weitere Analysen zu ermöglichen.
5. Schließlich werden zukünftige Entwicklungen aufgezeigt, die die Ergebnisse der Ökobilanz verändern könnten.

2 Methodik der Stoffstromnetze

Die Ökobilanzierungssoftware Umberto® nutzt zur Erstellung von Ökobilanzen die Methodik der Stoffstromnetze, die dafür einen besonders flexiblen und leistungsfähigen Ansatz darstellen. Sie sind geeignet, für einen interessierenden Ausschnitt eines realen Systems Stoff- und Energieströme, die zwischen Systemelementen (z.B. innerhalb eines Produktionsprozesses oder eines Kraftwerks) bestehen, modellhaft nachzubilden. Dabei können sowohl Produkte (unterschieden in Vorketten, Produktion, Nutzung und Speicherung) als auch Dienstleistungen (wie der Transport des CO₂) betrachtet werden. Die entsprechenden Input- und Outputströme bilden dann die Grundlage für die Aufstellung von Ökobilanzen. Abb. zeigt das im folgenden verwendete Grundmodell zur Bilanzierung von Techniken der CO₂-Abscheidung und -Speicherung bei der Stromerzeugung am Beispiel eines Steinkohlekraftwerks.

Stoffstromnetz CO₂-Sequestrierung

Erstellt mit Umberto 4.3®

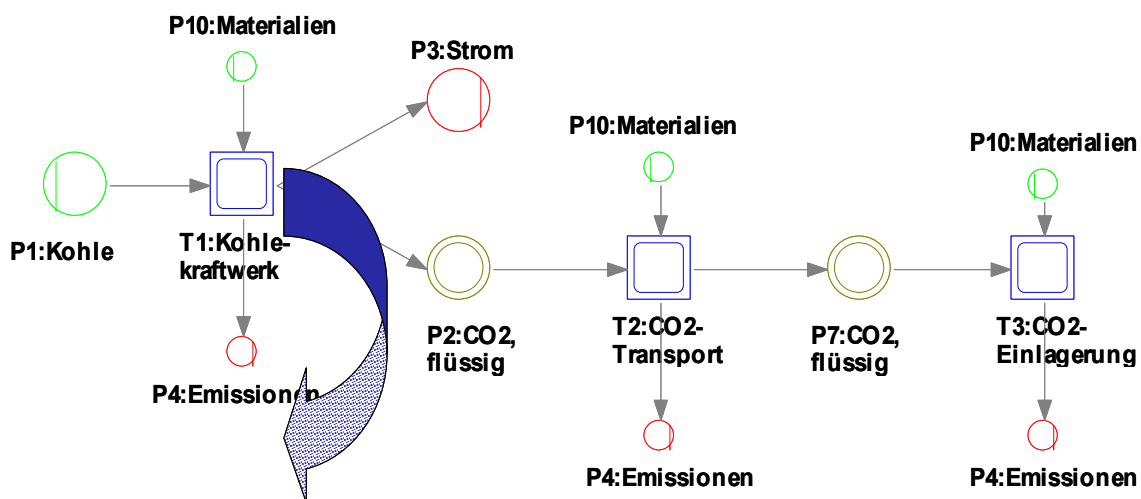


Abb. A6-1 Modell eines „CO₂-freien“ Steinkohlekraftwerks in der Notation von Umberto®

Stoffstromnetze bestehen aus drei Elementen: Transitionen, Stellen und Flüsse. *Transitionen* (dargestellt als Quadrate) geben Material- und Energieprozesse wieder (z.B. *T1:Kohlekraftwerk* oder *T3:CO₂-Einlagerung* in Abb.). Sie spielen eine zentrale Rolle in den Stoffstromnetzen, da von den in ihnen dargestellten Umwandlungsprozessen alle Stoff- und Energieflüsse abhängen. Ein weiteres Grundelement eines Stoffstromnetzes sind die *Stellen*, dargestellt als Kreise (z.B. *P1:Kohle*, *P3:Strom*). Stellen trennen die Transitionen voneinander ab und ermöglichen damit die Analyse einzelner Transition. *Flüsse* zeigen schließlich auf, welchen Weg Materialien und Energie zwischen Transitionen und Stellen nehmen. (Möller et al. 2001)

Das oben dargestellte Modell zur CO₂-Sequestrierung zeigt den Weg der Stoffflüsse von der Input- zur Outputseite auf: Aus einer bestimmten Menge Steinkohle wird in der Transition *T1:Kohlekraftwerk* Strom hergestellt und dabei CO₂ abgeschieden. Der Output wird in die Stellen *P3:Strom* und *P2:CO₂,flüssig* geleitet. Zusätzlich zum Input an Steinkohle sind

jedoch weitere Inputflüsse in die Transition *T1* dargestellt. Sie stellen die „Infrastruktur“, also die Herstellung der Kraftwerkstechnik sowie der Anlagen zur CO₂-Abscheidung und -Verdichtung und verwendete Betriebsmittel dar. Die benötigten Inputs werden dabei Stelle *P10:Materialien* entnommen; die Emissionen werden in die Stelle *P4:Emissionen* geleitet.

Das flüssige CO₂ wird schließlich über die Transition *T2:CO₂-Transport* zur Speicherstätte transportiert und dort mittels *T3:CO₂-Einlagerung* gelagert. Auch bei diesen Transitionen gehen weitere Inputmaterialien und Energie (beispielsweise zur Herstellung der Pipeline) mit ein, und es entstehen Emissionen aus den jeweiligen Prozessen.

Die Transitionen mit doppeltem Rand stellen eine weitere Charakteristik von Stoffstromnetzen dar: Jede Transition kann wiederum als eine Verallgemeinerung eines weiteren, detaillierteren Stoffstromnetzes (eines sogenannten *Subnetzes*) fungieren. Auf diese Weise kann eine hierarchische Struktur von beliebig ineinander verschachtelten Netzen entstehen. Die folgende Abb. zeigt beispielsweise die Verfeinerung der Transition *T1:Kohlekraftwerk*.

Ebene 2: Kohlekraftwerk inkl. Abscheidung

Erstellt mit Umberto 4.3®

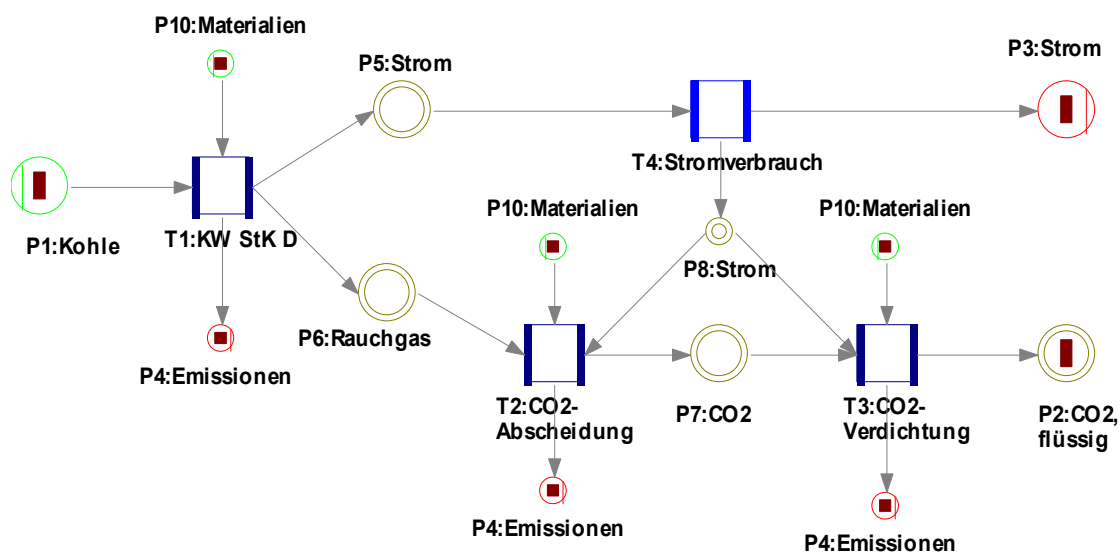


Abb. A6-2 Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO₂-Abscheidung)

In der Transition *T1:KW_StK_D* findet die eigentliche Kohleverstromung mit einem Mix aus deutschen Kraftwerken statt. Das dabei entstehende Rauchgas wird in die Stelle *P6:Rauchgas* geleitet und gelangt zur Transition *T2:CO₂-Abscheidung* (an dieser Stelle werden die später im Projekt definierten konkreten Abscheidetechniken für die post-combustion eingebaut). Nach der Transition *T3:CO₂-Verdichtung* verlässt das nun verflüssigte Kohlendioxid das Subnetz und wird im Stoffstromnetz der Ebene 1 weiter betrachtet. Der Netto-Output an Strom (Stelle *P3*) ergibt sich schließlich durch den im Kraftwerk hergestellten Strom (Stelle *P5*) abzüglich des für CO₂-Abscheidung und -Verdichtung über die Stelle *P8* verbrauchten Stroms.

Ebenso wie dieses Subnetz werden weitere Subnetze zur Modellierung des Transports und der Einlagerung des abgeschiedenen Kohlendioxids angelegt.

3 Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz

3.1 Gegenstand der Modellierung

Untersucht werden die Umweltwirkungen folgender Pfade

- m_1 Systemkonfigurationen zur Erzeugung „CO₂-freien“ Stroms mittels fossiler Kraftwerke einschließlich CO₂-Abscheidung und -Speicherung
- m_2 Systemkonfigurationen zur Erzeugung von Strom durch Erneuerbare Energien
- n_1 Systemkonfigurationen zur Erzeugung „CO₂-freien“ Wasserstoffs mittels fossiler Primärenergien einschließlich CO₂-Abscheidung und -Speicherung
- n_2 Systemkonfigurationen zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Elektrolyse, die mit Strom aus Erneuerbaren Energien betrieben wird.

3.2 Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit beträgt 1 kWh_{el} frei Mittelspannungsnetz für die Stromerzeugung und 1 kWh_{th} frei Kraftwerksgrenze für die Wasserstoff-Herstellung. Diese Systemgrenzen wurden bewusst gewählt, da die Stromverteilung durch erhebliche Datenunsicherheit gekennzeichnet ist und für Wasserstoffverteilung bisher keine Infrastruktur besteht.

3.3 Bezugsraum und -zeitraum

Bezugsraum ist Deutschland, d.h. es werden Ökobilanzmodule verwendet, die Techniken in Deutschland bzw. im europäischen Raum abdecken.

Der Bezugszeitraum für die Ökobilanzen muss noch ausgewählt werden. Da derzeit für die Pfade der CO₂-Sequestrierung nur Pilotprojekte bestehen und Abscheidetechniken für den Einsatz in Großkraftwerken beispielsweise erst noch entwickelt werden müssen, dürfte der Zeitraum 2010 bis 2030 für die Bilanzierung relevant sein. Von den wichtigsten Prozessen wie Strommix, Stahlherstellung oder Aluminiumproduktion existieren bereits auf 2010 und auf 2030 fortgeschriebene Ökobilanzmodule.

3.4 Bilanzierungsumfang und -tiefe

Die *Systemgrenze* der Bilanzierung umfasst die Exploration, Förderung, Aufbereitung und Transport der Brennstoffe (insbesondere für Kohle und Erdgas) einschließlich der Bereitstellung der hierzu erforderlichen Infrastruktur (Pipelines, Bauwerke usw.), die Herstellung der Kraftwerke und Anlagen inklusive der Bereitstellung der erforderlichen Materialien sowie den Energie- und Betriebsmitteleinsatz und die entstehenden Emissionen beim Betrieb und der Sequestrierung. Bei Herstellung und Betrieb wird insbesondere bei den Varianten der

Rauchgas-Dekarbonisierung zwischen herkömmlichen Kraftwerk und nachgeschalteten Abtrennungstechniken unterschieden.

Recycling wird im Sinne der ISO 14.041 bilanziert, d.h. es wird angenommen, dass das zu rezyklierende Material die Verwendung von primärem Material zu einem gewissen Prozentsatz („Recycling-Anteil“) ersetzen kann. Auf der Inputseite wird also ein Mix aus Primär- und Sekundärmaterialien verbucht. Für folgende Prozesse werden Recycling-Anteile angenommen: Stahl 2010 (46%), Aluminium 2010 (85%) und Kupfer (80%).

3.5 Wirkungskategorien und Bilanzparameter

Zur Bewertung der Sachbilanz wird die nach ISO 14.042 vorgeschriebene Vorgehensweise der Wirkungskategorien bzw. ihre konkrete Ausgestaltung innerhalb des „UBA-Verfahrens“ ausgewählt. Das Verfahren ist vom Umweltbundesamt (UBA) entwickelt worden (UBA 1995, UBA 1999) und unter dem Namen „UBA-Methode“ in Umberto[®] implementiert. Die Auswahl der Sachbilanzparameter orientiert sich an den betrachteten Wirkungskategorien (Pehnt 2002).

Tab. A6-1 In dieser Studie berücksichtigte Wirkungskategorien und Bilanzparameter

Wirkungskategorie	Bilanzparameter	Aggregierte Wirkungsparameter	Verhältnis
Ressourcenverbrauch	Kumulierter Energieaufwand (KEA)	MJ (Inventory Parameter)	
Treibhauseffekt ^a	CO ₂	g CO ₂ -Äquivalente	1
	CH ₄		21
	N ₂ O		310
Versauerung	SO ₂	mg SO ₂ -Äquivalente	1
	NO _x		0,7
	NH ₃		1,88
Eutrophierung	HCl		0,88
	NO _x	mg PO ₄ ³⁻ -Äquivalente	0,13
	NH ₃		0,33
Sommersmog (Photosmog)	NMHC	mg Ethen-Äquivalente	0,416
	CH ₄		0,007
Kanzerogenität Humantoxizität	Partikel und Staub	mg (Inventory Parameter)	
^a Zeithorizont 100 Jahre			

3.6 Normierung

Um die Verbesserung durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien und der Nutzung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung beurteilen zu können, werden die betrachteten Ökobilanzergebnisse mit konventionellen Konkurrenzsystemen verglichen. Hierfür werden je nach betrachteten Szenario ein Referenzstrommix und eine gängige Art der Wasserstofferzeugung ausgewählt und mit den gleichen Wirkungskategorien bewertet.

4 Datenherkunft und -qualität

Voraussetzung für die Durchführung einer LCA sind die jeweiligen Eingabedaten für die einzelnen betrachteten Prozesse, d.h. es werden die Stoff- und Energieverbräuche benötigt, die bei der Produktion, dem Betrieb und der Entsorgung der jeweiligen Kraftwerke bzw. Anlagen anfallen. Je nach Datenlage und Notwendigkeit kann dabei in verschiedenen Ebenen detailliert werden. Die Daten werden aus verschiedenen Quellen herangezogen:

- Grundlage für die ausgewählten Abscheidetechniken sind die vom Projektpartner ZSW zusammengestellten Eingabedaten der einzelnen Prozesse sowie eventuell Daten aus der Literatur. Weiterhin werden Ergebnisse eines Projektes ausgewertet, in dem im Auftrag des Umweltbundesamtes erste Ökobilanzen für Abscheidetechniken erstellt werden.
- Kraftwerke nach dem Stand der Technik sind in den aktuellen Datenbanken von Umberto® und der internationalen Ökobilanzdatenbank ecoinvent® enthalten. Sie müssen gegebenenfalls auf die veränderten Bedingungen angepasst werden.
- Für Anlagen zur Kohlevergasung oder komplette IGCC-Kraftwerke liegen bisher keine Ökobilanzdaten vor.
- Zur Wasserstoff-Herstellung mittels Erdgasreformierung liegt eine Studie des National Renewable Energy Laboratory der USA vor.
- Module für die Elektrolyse sowie die Stromerzeugung mittels Erneuerbarer Energien liegen in den Datenbanken vom DLR bereits vor.

Bei allen Anlagen muss die Fortschreibung der Ist-Situation auf zukünftige Zeiträume überprüft werden.

Grundsätzlich ist die Abschätzung umweltrelevanter Daten für regenerative Energiesysteme mit Unsicherheiten verbunden. Dabei bestehen allgemein folgende Qualitätsgradienten (Pehnt 2002):

- Energieverbrauchsdaten und Faktoren für verbrauchsabhängige Emissionen (insbesondere CO₂) sind belastbarer als Faktoren für verbrauchsunabhängige Emissionen;
- Faktoren für Emissionen aus der Herstellung der Infrastruktur sind weniger belastbar als etwaige Emissionen des Betriebes;
- Daten für die Infrastruktur der eigentlichen Kraftwerke sind belastbarer als die Daten der Infrastruktur vorgelagerter Energieketten (beispielsweise Erdgas-Bereitstellung);
- Daten für die Infrastruktur erneuerbarer Energiesysteme sind – da sie die oftmals einzigen Umweltwirkungen bedingen – belastbarer als für die Infrastruktur der fossilen Vergleichssysteme;
- Faktoren für limitierte Emissionen (z.B. NO_x, CO, Kohlenwasserstoffe) sind belastbarer als Faktoren für nicht limitierte Emissionen.

Die beim Vergleich der verschiedenen Technologien auftretenden Unterschiede in den Wirkungskategorien können als nicht signifikant angesehen werden, solange sie beim Energieverbrauch und beim Treibhauseffekt unter 5%, bei der Versauerung und der Eutrophierung unter 20% und für Partikel und Staub unter 30% bleiben.

