

Anhang

Inhaltsverzeichnis (Anhang)

A.1	Stoffeigenschaften von CO ₂	217
A.2	CO ₂ -Trennverfahren (zu Kapitel 5)	217
A.2.1	Chemische / Physikalische Absorption	218
A.2.2	Adsorption an Festkörper	219
A.2.3	Tiefemperaturtechnik (Kryo-Technik)	220
A.2.4	Membranverfahren	220
A.2.5	Hochtemperaturverfahren	221
A.2.6	Fazit	221
A.3	CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht (zu Kapitel 7)	222
A.3.1	Projekte innerhalb der EU	222
A.3.2	Internationale Aktivitäten und Politikstrategien	227
A.3.3	CCS-Projekte in Deutschland	232
A.4	Leitfragen für die Planung einer CO ₂ -Transportinfrastruktur (zu Kapitel 8)	233
A.5	Basisdaten für die Bilanzierung von Brennstoff- und CO ₂ -Massenströmen (zu Kapitel 10)	233

Tabellen (Anhang)

Tabelle A-1:	Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO ₂)	217
Tabelle A-2:	Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit durchgeführten Vorhaben (Stand 10/06)	222
Tabelle A-3:	Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO ₂ -Mengen für verschiedene Kraftwerkstypen (Stromproduktion)	234
Tabelle A-4:	Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO ₂ -Mengen für verschiedene Synthesenanlagen (H ₂ -Produktion)	235

Abbildungen (Anhang)

Abbildung A-1: Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)	217
Abbildung A-2: Weltweite Projekte zur CO ₂ -Abtrennung (Auswahl)	223
Abbildung A-3: Weltweite Projekte zur CO ₂ -Speicherung (Auswahl)	223
Abbildung A-4: Überblick über die regionale Verteilung weltweit durchgeführter CCS-Vorhaben im Verhältnis zu den größten CO ₂ -Emissionsquellen	224
Abbildung A-5: Beispielhaft ausgewählte europäische Feld- und Demonstrationsprojekte (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)	224
Abbildung A-6: Stromerzeugung aus Wasserstoff in Peterhead, Schottland	227
Abbildung A-7: Organisationsstruktur und Mitglieder der Technologie-Plattform ZEFFPP (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants)	228
Abbildung A-8: Projektkategorien und Forschungsschwerpunkte des CSLF	229
Abbildung A-9: CCS-Demonstrationsprojekte in den USA	230

A.1 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 Prozent oder 5 000 ppm (parts per million). Da Kohlendioxid den Luftsauerstoff verdrängt, führen Konzentrationen ab 7 ... 8 Prozent in der Atemluft innerhalb von 30 bis 60 Minuten zum Tod durch Erstickten.

Wie aus dem Phasendiagramm (vgl. Abbildung A 1) 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 ist, 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.

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

Tabelle A-1: Chemisch-thermodynamische Eigenschaften von Kohlendioxid (CO₂)

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)	1.156	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)			

A.2 CO₂-Trennverfahren (zu Kapitel 5)

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.

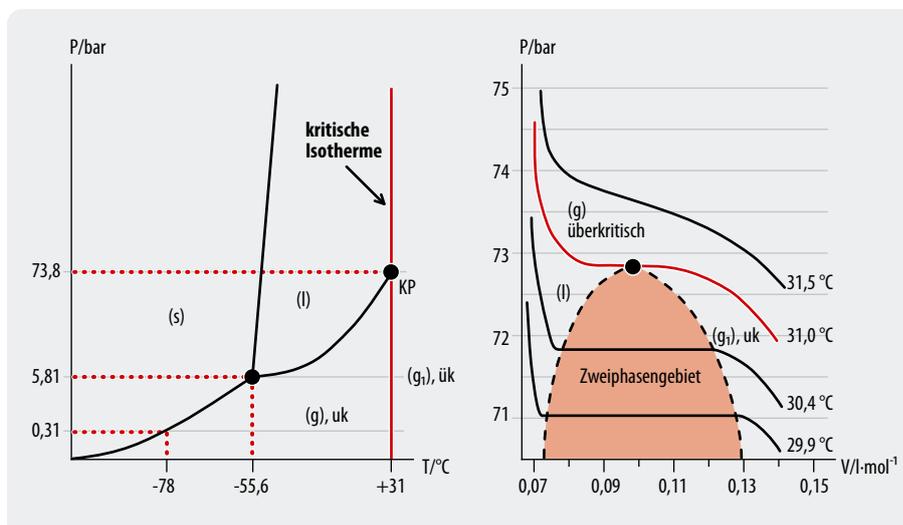


Abbildung A-1: Phasendiagramm (p/T-Diagramm, links) und p/V-Diagramm (rechts) von Kohlendioxid (Reininger, Schubert 1999)

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) und weitere. 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 Prozent) 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 im Kraftwerksbereich 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 energieaufwändig, insbesondere bei Gasen mit niedrigeren CO₂-Konzentrationen. Der Vorteil dieses Verfahrens ist jedoch, dass die Abscheidung und Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt. Heute wird es bereits bei der Aufbereitung von Biogas ein-

gesetzt. 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 IGCC-Kraftwerken (Steinkohle-Kombikraftwerk) und gasgefeuerten GuD-Kraftwerken 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 genannten Verfahren kurz zusammenfassend dargestellt und bewertet. 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.

A.2.1 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 positiv 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 nach (ZSW 1996)

Chemische Absorption:

1,08 MJ/kg CO₂ (MEA bei 50 Prozent Abscheidegrad)

1,95 MJ/kg CO₂ (MEA bei 90 Prozent Abscheidegrad)

Physikalische Absorption: 0,1 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad:

Chemische Absorption: 90 Prozent

Physikalische Absorption: 60–80 Prozent

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 kommt chemische und oberhalb von 10 bar physikalische Absorption zum Einsatz.

Mögliche Einsatzbereiche: CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen (Kohle-Dampfkraftwerke, GuD, Steinkohle-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 (von SO_x, NO_x, Staub, etc.) gereinigt werden. Dadurch geht Energie in Form von fühlbarer Wärme verloren. Die Kraftwerkstechnik muss der Absorption mit Lösungsmitteln angepasst werden (z.B. die Gasreinigung, O₂-Konzentration). Die spezifischen Investitionen, z.B. bei einem GuD-Kraftwerk, steigen um etwa 87–93 Prozent, der Gesamtwirkungsgrad der Schaltung liegt um 48–55 Prozent 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 Prozent deutlich niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerksprozess ohne Abgasdekarbonisierung. Die spezifischen Investitionskosten steigen um etwa 80 Prozent. 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: Die meisten Lösungsmittel (vor allem Amine) unterliegen einer zeitlichen Degradation, die zu Verlusten führt mit daraus resultierenden Umweltauswirkungen (Amine sind giftig!). Die Degradation der Lösungsmittel hängt stark von der Konzentration der Gasverunreinigungen (z.B. SO_x und NO_x) in den Rauchgasen ab. Viele Lösungsmittel sind zudem korrosiv und verursachen

damit Werkstoffprobleme. Bei der Entwicklung korrosionsbeständiger Werkstoffe besteht noch Forschungsbedarf. Eine Langzeit-Demonstration des Gesamtsystems (Kraftwerk + CO₂-Abscheidung) steht noch aus.

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 in kommerziellen Großkraftwerken.

A.2.2 Adsorption an Festkörper

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

Spezifischer Energiebedarf nach (ZSW 1996):
2,9 MJ/kg CO₂ (Molekularsiebe, PSA, TSA)

Erreichbarer Rückhaltegrad: 90 Prozent

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 handelt sich um 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 Stromerzeugungskosten 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.

A.2.3 Tieftemperaturtechnik (Kryo-Technik)

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 nach (ZSW 1996):
4,35 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad: 90 Prozent

Einsatzbereiche/Erfahrung: Das Verfahren ist sehr energieaufwändig, 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. Im Kraftwerksbereich gibt es bis jetzt keine Erfahrung. Ein zukünftiger Einsatz des Verfahrens wäre bei IGCC (O₂) und Verbrennung mit O₂/CO₂-Verfahren denkbar. Aus energetischer (und damit auch ökologischer) 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 liegt darin, dass die Abscheidung und die Verdichtung für den Transport in einem Schritt erfolgt, so dass das CO₂ in einem Prozessschritt direkt flüssig bzw. fest anfällt. 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 Prozentpunkte zurückgeht. Die Investitionen steigen um ca. 80 Prozent an. Eine andere, möglicherweise günstigere Anwendung besteht bei Brennstoffzellen-Kraftwerken, wo CO₂ sehr konzentriert anfällt.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Großer Forschungsbedarf besteht noch bei der Verfahrensoptimierung mit dem Ziel einer erheblichen Reduzierung des Energiebedarfs.

Zeitpunkt der Verfügbarkeit für den großtechnischen Einsatz: Die Technologie ist prinzipiell verfügbar. Die beste Einsatzmöglichkeit wird bei den Kraftwerken mit O₂/CO₂-Verbrennung und SOFC gesehen. Eine kommerzielle Verfügbarkeit wird aber erst in 15–20 Jahren erwartet.

A.2.4 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 nach (ZSW 1996):
1,15 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad: 60 Prozent

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 Prozent um 8–10 Prozentpunkte niedriger als bei einem konventionellen Kraftwerk. Der Wirkungsgrad eines SK-IGCC-Kraftwerks mit Membranabscheidung liegt mit 35–39 Prozent um 6–10 Prozentpunkte niedriger als beim IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die spezifischen Investitionskosten liegen um 33–54 Prozent über denen eines IGCC ohne CO₂-Abscheidung. Die CO₂-Vermeidungskosten liegen im Bereich von 18–40 US\$.

Technische Grenzen/Erforderlicher F&E-Aufwand: Für folgende Komponenten bzw. Verfahren besteht noch Entwicklungsbedarf:

- Effiziente Membranen für die CO₂-Abtrennung
- Reaktorkonzepte für In-situ-CO₂-Abtrennung mit Hochtemperatur-Membranen
- Hochtemperaturmembranen für die O₂-Abtrennung
- Reaktoren für die Trennverfahren
- 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.

A.2.5 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: 0,8 MJ/kg CO₂

Erreichbarer Rückhaltegrad: > 90 Prozent

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 Zyklenfestigkeit. 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 bleibt.

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: Folgender Entwicklungsbedarf bei Materialien und Prozessdesign besteht noch:

- Zyklenstabile Materialien, die möglichst viele Absorption/Desorption-Zyklen aushalten ohne wesentliche Änderung in der Absorptionskapazität
- Reaktor- / Prozesskonzepte 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.

A.2.6 Fazit

Die CO₂-Abscheidung in Kraftwerken verursacht nach heutigem Kenntnisstand Wirkungsgradverluste von 6–14 Prozentpunkten. Um die gleiche Nennleistung halten zu können, verbrauchen die Kraftwerke ca. 15–35 Prozent mehr Brennstoff und die Investitionskosten steigen um 30–120 Prozent.

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 oder
- 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 Prozent anfällt, z.B. bei Kraftwerken mit O₂/CO₂-Verbrennung, Hochtemperaturbrennstoffzellen (SOFC) oder Chemical Looping, etc. Hierfür ist Kraftwerkstechnologie 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 anzumerken, dass eine effiziente CO₂-Abscheidung mit Kraftwerkstechnologien gekoppelt ist, die heute noch nicht Stand der Technik sind. Die Membrantechnologien werden langfristig eine wesentliche

Rolle in der Reduktion des Energiebedarfs und Investitionen bei CO₂-Abscheidung spielen. Die sauerstoffleitenden Membranen könnten in Kombination mit dem Oxyfuel-Verfahren zukünftig zu einer deutlichen Reduktion des Energiebedarfs bei der CO₂-Abscheidung führen.

A.3 CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht (zu Kapitel 7)

Weltweit gibt es weit über 100 Projekte zum Themenbereich der CO₂-Abtrennung und Speicherung. Einen guten Überblick und Einstieg in die weltweiten Aktivitäten ermöglicht das „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (IPCC) unter:

www.ipcc.ch

sowie die beiden Internetseiten unter dem Dach der IEA (international Energy Agency):

www.ieagreen.org.uk/ccs.html
www.co2captureandstorage.info

Die Seiten sind regional und thematisch gegliedert, wodurch die Vielzahl an Information überschaubar bleibt. In den nachfolgenden Weltkarten ist eine Auswahl globaler Aktivitäten in den Bereichen Abtrennung (Abbildung A-2) und Speicherung (Abbildung A-3) dargestellt.

Im internationalen Vergleich liegen die USA/Kanada mit 71 Untersuchungen/Projekten an erster Stelle derjenigen, die sich mit dem Thema CCS beschäftigen, gefolgt von Europa mit 36 und Asien mit 13 Projekten (Stand: Okt. 2006). Von den asiatischen Projekten werden bzw. wurden allein sechs von bzw. mit Japan durchgeführt (s. Tabelle A-2 links).

Schaut man sich die Untersuchungsschwerpunkte an (siehe Tabelle A-2 rechts), so wurden/werden 44 Untersuchungen im Bereich geologischer (davon über 30 in Nordamerika) und 8 (USA und Japan) im Bereich mariner CO₂-Speicheroptionen durchgeführt. An zweiter Stelle liegen 41 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 Hydratisierung¹ beschäftigen sich ein bzw. zwei Projekte, mit dem Themenschwerpunkt Kosten der CO₂-Abscheidung und Speicherung vier Projekte sowie mit dem CO₂-Monitoring sechs Projekte.

Tabelle A-2: Regionale Verteilung und Untersuchungsschwerpunkte der weltweit durchgeführten Vorhaben (Stand 10/06)

Anzahl Projekte nach Regionen		Anzahl Projekte nach Untersuchungsschwerpunkten	
USA/Kanada	71	Geologische Speicheroptionen	44
Europa	37	Neue Technologien	41
Asien (davon Japan)	13(6)	CO ₂ -Verwendungsmöglichkeiten	12
Australien	6	Modellrechnungen/Datenbanken	13
Neuseeland	1	Marine Speicheroptionen	8
Brasilien	1	CCS-Kosten	4
Vereinte Arabische Emirate	1	CO ₂ -Monitoringprojekte	6
Algerien	1	Hydratisierung	2
Summe	131	CO ₂ -Transport	1
		Summe	131

A.3.1 Projekte innerhalb der EU

Die europäischen Ansätze zur CO₂-Minderung im Bereich der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen unterscheiden sich nicht grundsätzlich von den Aktivitäten weltweit. Generell stehen an erster Stelle Maßnahmen zur Effizienzsteigerung der Kraftwerke, die zum einen eine Verringerung der spezifischen CO₂-Emissionen bewirken und in der Regel auch wirtschaftlich sind. Darüber hinaus gibt es zahlreiche Möglichkeiten einer CO₂-Abtrennung, wie sie nachfolgend diskutiert werden. Die Maßnahmen unterscheiden sich anhand der Technik, des Aufwands für die Abtrennung (z.B. Energieverbrauch und Kosten), des Entwicklungsstands und somit der zeitlichen Verfügbarkeit. Zudem unterscheiden sich die Entwicklungsperspektiven in unterschiedlichen Ländern durch die dortigen politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Neben der Effizienzsteigerung ist die Kostenreduktion bei den Abtrennverfahren ein weiteres vorrangiges Ziel.

Zur Einordnung der technologischen Entwicklungsperspektiven in Europa wurden die Feldprojekte in einer Europakarte skizziert (Abbildung A-5). Tendenziell orientieren sich die meisten existierenden oder in der Planung weit fortgeschrittenen Feldprojekte an wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Wie aus Abbildung A-5 deutlich wird, ergibt sich daraus im Bereich der Nordsee mit ihren zahlreichen Öl- und Gasvorkommen eine Häufung der Feldprojekte. Standorte finden sich zum einen dort, wo bei der Gasförderung das im Rohgas enthaltene CO₂ bei der Gasaufbereitung abgetrennt werden muss. Zum anderen liegen Projektstandorte bei der Ausbeutung von Öllagerstätten, bei der CO₂ als Lösungsmittel zur EOR (Enhanced Oil Recovery) bei nachlassender Förderkapazität eingesetzt wird. Bislang ist nicht geklärt, inwiefern der Einsatz von komprimiertem CO₂ zu EOR oder EGR (Enhanced Gas Recovery) als Speichermöglichkeit zu bewerten ist.

¹ Anlagerung von Wassermolekülen an gelöste Ionen, erfolgt aufgrund elektrostatischer Kräfte zwischen den geladenen Ionen und den Wasserdipolen.



Abbildung A-2: Weltweite Projekte zur CO₂-Abtrennung (Auswahl)

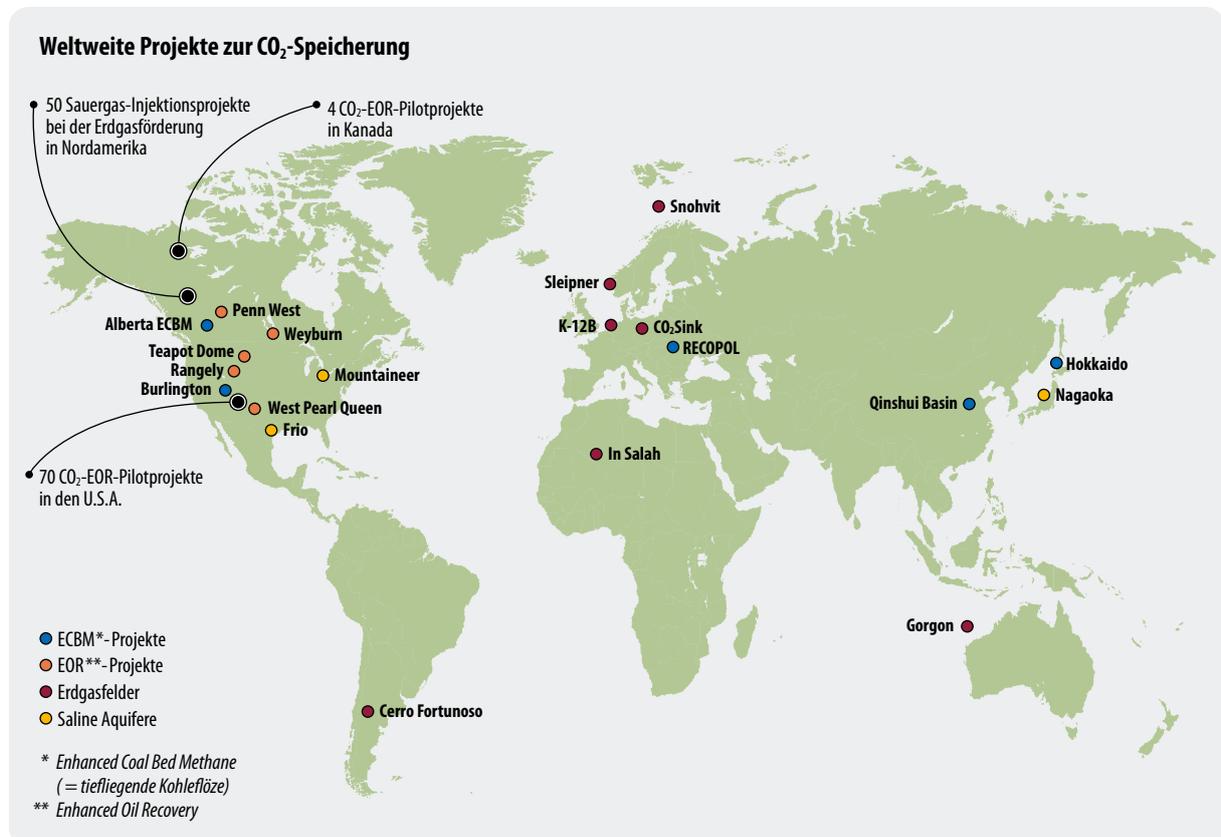


Abbildung A-3: Weltweite Projekte zur CO₂-Speicherung (Auswahl); (Quelle: <http://www.co2captureandstorage.info/docs/IEAGHGccsworldmap.pdf>)

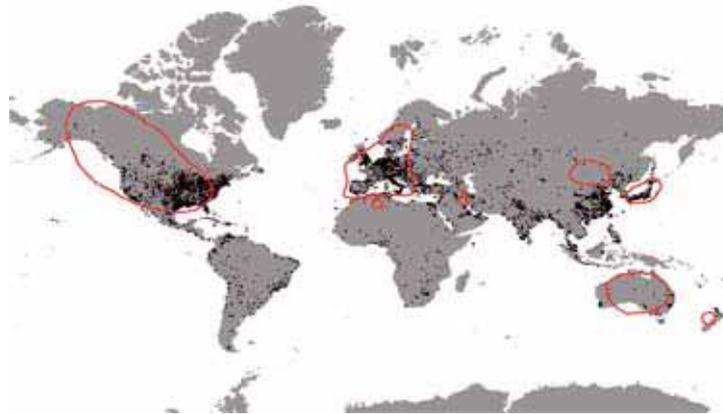


Abbildung A-4: Überblick über die regionale Verteilung weltweit durchgeführter CCS-Vorhaben (rote Kringle) im Verhältnis zu großen CO₂-Emissionsquellen (Punkte)

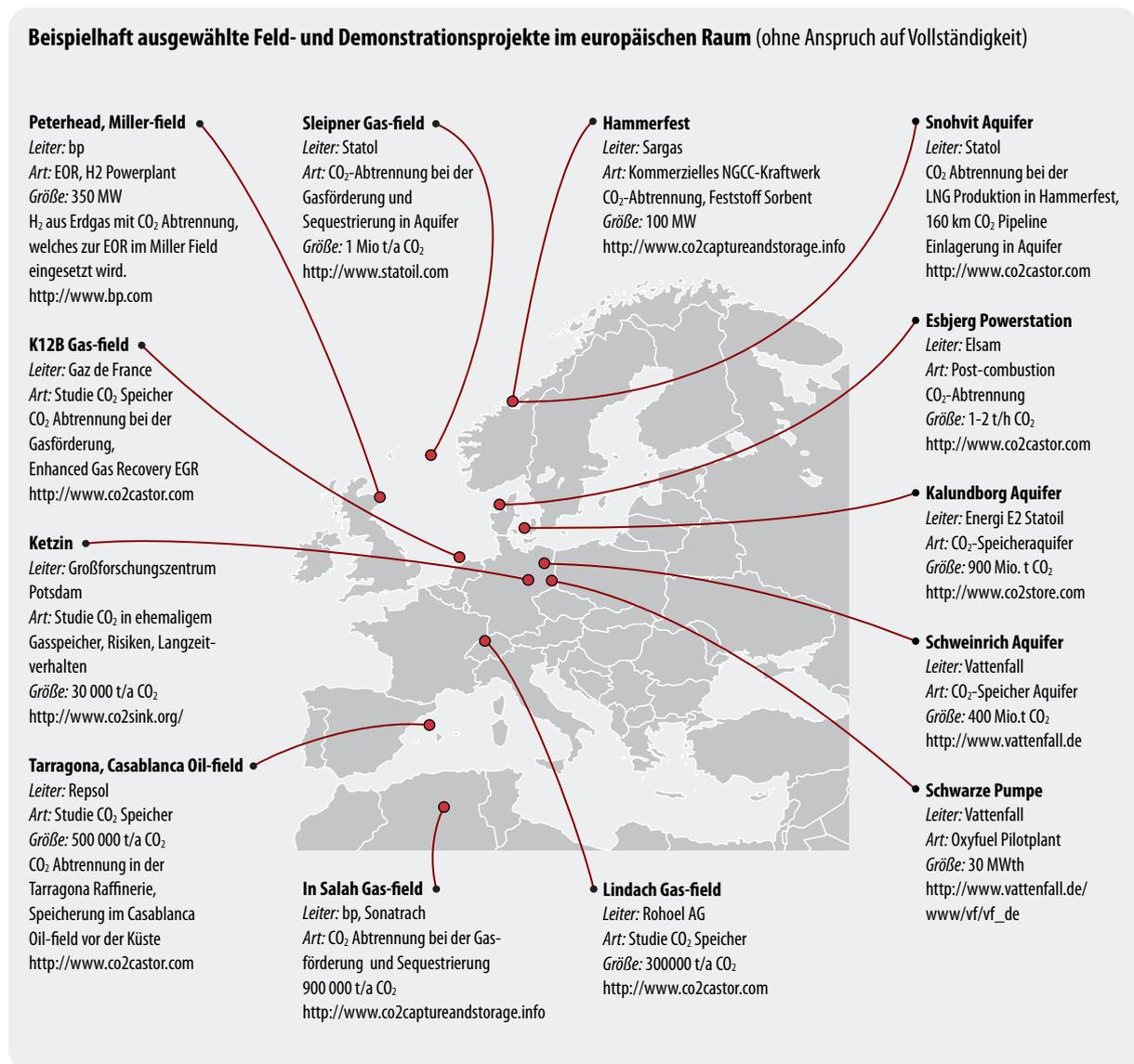


Abbildung A-5: Beispielhaft ausgewählte Feld- und Demonstrationsprojekte im europäischen Raum (ohne Anspruch auf Vollständigkeit)

Für die CO₂-Abtrennung aus Kraftwerksabgasen bzw. die Entwicklung neuer Kraftwerkskonzepte mit anschließendem CO₂-Transport und -Sequestrierung gibt es deutlich weniger Feldprojekte, da dort bislang wirtschaftliche Rahmenbedingungen noch nicht zu erwarten sind. Zum einen ist die CO₂-Abtrennung im Kraftwerk mit großem energetischen Aufwand verbunden (Wirkungsgradverminderung, Brennstoffmeherverbrauch), zum anderen gibt es bei der CO₂-Deposition noch ein erhebliches Informationsdefizit, was das Langzeitverhalten (Leckage, Umweltauswirkungen) betrifft.

Die Europäische Union fördert im Rahmen ihrer Forschungsprogramme die Entwicklung und Demonstration von Technologien und Maßnahmen zur CO₂-Minderung und -Speicherung. Für den Bereich Energie sind die Aktivitäten unter der folgenden Adresse zusammengefasst: http://europa.eu.int/comm/research/energy/nn/nn_rt/nn_rt_co/article_1150_en.htm

Zur Förderung von CCS-Projekten existieren sowohl nationale als auch internationale Programme. Im April 2005 veröffentlichte die Europäische Kommission einen ersten Entwurf zum 7. Forschungsrahmenprogramm (FRP). Zum Thema Energie wurden insgesamt neun aktuelle Forschungsschwerpunkte mit einer Förderung von 2 951 Mio. Euro für den Zeitraum 2007–2013 vorgeschlagen. Wie auch schon im 6. FRP spielt im 7. FRP im Bereich der Energieforschung die CO₂-Abscheidung und -Speicherung („Near zero emission power generation“) eine wichtige Rolle, von der absoluten Gewichtung her hat sie sogar deutlich an Bedeutung gewonnen (siehe auch unter http://europa.eu.int/comm/index_de.htm).

Des Weiteren fördert die Europäische Kommission im Rahmen ihrer Initiative zur Schaffung eines europäischen Forschungsraumes (ERA) die Koordinierung entsprechender nationaler Programme auf EU-Ebene, z.B. auf dem Gebiet der Niedrigemissionskraftwerke das ERA Net FENCO (Fossil Energy Coalition). Im Dezember 2005 startete die EU zusätzlich eine neue Technologieplattform zu „CO₂-freien“ Kraftwerken für fossile Brennstoffe.

In nachstehendem Kasten (siehe Seite 226) werden ausgewählte, vor allem von der EU unterstützte CCS-Forschungsprojekte unter Angabe von Zielen, Laufzeiten und beteiligten deutschen Projektpartnern kurz vorgestellt.

Hervorzuheben sind neben den genannten Forschungsprojekten in Europa die bereits kommerziell betriebenen CO₂-Speicherprojekte **Sleipner** (Norwegen) und **CRUST** (Niederlande).

Zum Forschungsbereich der CO₂-Sequestrierung gibt es auf EU-Ebene folgende **Netzwerke**:

CO₂GeoNet - Der Fokus dieses Netzwerkes liegt auf der geologischen CO₂-Speicherung. Die Mitglieder kommen aus Forschung und Industrie.

CO₂NET – Das „European networking development program“ zur geologischen CO₂-Speicherung, CO₂-Abtrennung und Null-Emissions-Technologieoptionen resultierte in das „European Carbon Dioxide Thematic Network“, CO₂NET. Dieses Netzwerk verbindet die Geologischen Dienste europäischer Mitgliedsstaaten und andere Forschungseinrichtungen.

EuroGeoSurveys – Netzwerk zur Unterstützung der EU, indem das gesammelte technische Know-how der Geologischen Dienste der EU Mitglieds- und Beitrittsstaaten gesammelt wird.

Eurogif – EUROGIF repräsentiert die europäische Öl-, Gasversorgungs- und Dienstleistungsindustrie. „EUROGIF brings an industry perspective to the EU in terms of their formulation of both energy policy and Framework Programs for sponsored research“.

Forschungsprogramme ausgewählter EU-Staaten

Die **CATS**-Initiative (Carbon Abatement Technology Strategy) der englischen Regierung ist ein Demonstrations- und Forschungsprogramm zur Weiterentwicklung von „Zero-Emission-Technologies“ und zur Effizienzsteigerung im Bereich der Kohlekraftwerke. Es handelt sich um ein 10-Jahresprogramm, dessen Fokus auch auf der internationalen Zusammenarbeit in diesem Themenbereich liegt.

Des Weiteren wurde in Großbritannien die **Carbon Capture and Storage Association (CCSA)** gegründet. Es handelt sich dabei um einen Zusammenschluss von Firmen hauptsächlich aus der Energieversorgungsbranche und dem Anlagenbau, dem an einer Weiterentwicklung der geologischen Speicherung und der Vertretung ihrer Interessen in diesem Bereich gelegen ist.

Erwähnenswert ist auch das niederländische CCS-Forschungsprogramm **CATO** (CO₂ Capture, Transport and Storage in the Netherlands), welches durch das Utrecht Centre for Energy research (UCE) geleitet und von der niederländischen Industrie, Forschungsinstituten, Universitäten und Umweltorganisationen getragen wird. Ziel dieses Programms ist aufzuzeigen, zu welchen Bedingungen CCS in ein nachhaltiges Energiesystem eingebunden werden kann. Dabei sollen ökonomische, technische, soziale und ökologische Gesichtspunkte berücksichtigt werden. Gefördert wird dieses Programm mit insgesamt 25,4 Mil. Euro. Es hat eine Laufzeit von 2004–2008.

In Norwegen wird eine CO₂-Steuer bei der Offshore-Erdgasförderung erhoben. Dies veranlasste 1996 die Firma Statoil dazu, das aus dem Erdgas-Feld **Sleipner** mitgeförderte CO₂ (Begleitgas mit einem Anteil von 9 Prozent) in ein über dem Erdgasfeld befindliches salines Aquifer (Utsira Formation) einzuspeichern (1 Mt/a). Des Weiteren wollten Statoil und der niederländische Shell-Konzern Kohlendioxid-Emissionen aus einem bis spätestens 2012 erbauten GuD-Kraft-

CASTOR: CO₂ von der Abscheidung zur Speicherung
CO₂-Speicherung in Aquiferen / CO₂-Speicherung in Kohlenstoffreservoirn / Membranen / Modellierung und Kartierung / Monitoring und Verifikation / Physikalische Absorption / Sicherheits- und Umweltfragen
Laufzeit: 02/04–01/08
beteiligt: BGR

CO₂SINK: Speicherung von CO₂ aus einem Biomassekraftwerk in Aquiferen (bei Ketzin)
Modellierung und Kartierung / Monitoring und Verifikation / Sicherheits- und Umweltfragen
Laufzeit: 04/04–03/09
beteiligt: GFZ, G.E.O.S, Uni Stuttgart, RWE Power AG

CO₂STORE: CO₂-Einspeicherungsprojekt in Aquiferen
Monitoring und Verifikation
Laufzeit: 02/03–02/06
beteiligt: BGR

GESTCO: Abschätzung über europäische Speicherpotenziale für CO₂ aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe
Laufzeit: 06/99–12/01
beteiligt: BGR

ICBM: Untersuchung einer Reihe von technischen Herausforderungen bei der Sequestrierung von CO₂ mittels ECBM-Verfahren (Enhanced Coal Bed Methane Recovery)
Laufzeit: 10/03–10/06
beteiligt: Deutsche Steinkohle AG

Dynamis: Towards Hydrogen and Electricity Production with Carbon Dioxide Capture and Storage
Ziel dieses Projektes ist die Untersuchung möglicher Wege zu einer kostengünstigen industriellen Wasserstoffproduktion mit integrierter CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Die Finanzierung erfolgt durch die EU und einem Konsortium von Industriepartnern.
Laufzeit: 36 Monate ab 03/06
beteiligt: BGR

CO₂-Geonet: European Network of Excellence on Geological Storage of CO₂
Aufbauend auf den Ergebnissen der bisherigen EU-Forschungsprojekte sollen die Partner dieses Netzwerkes F&E-Aktivitäten zu CCS gemeinsam und koordiniert weiterentwickeln, um eine Spitzenposition Europas auf diesem Gebiet zu festigen.
Laufzeit 04/04–03/09
beteiligt: BGR

ENCAP CO₂: Enhanced CAPture of CO₂
Entwicklung CO₂-freier Kraftwerkskonzepte mit einer CO₂-Abscheidung vor der bzw. integriert in die Verbrennung (CO₂-freies IGCC, Oxyfuel, Membranen)
Laufzeit: 03/04–03/09
beteiligt: RWE, Siemens

OxyCoal-AC: Verbundvorhaben zur Komponentenentwicklung (1. Phase) und Zusammenführung in einer Pilotanlage (2. Phase) für das Oxyfuel-Verfahren (Sauerstoffverbrennung) mit Entwicklung von Hochtemperatur-Membranverfahren
Förderung durch BMWa und BMWF
Laufzeit: 09/04–2007 (1. Phase)
beteiligt: sechs Lehrstühle der RWTH Aachen, RWE Power, E.ON, Siemens, Linde, WS-Wärmeprozesstechnik

RECOPOOL: Versuchsweise CO₂-Einlagerung (bei Kattowitz) in nicht abbaufähigen tiefen Kohleflözen
Laufzeit: 11/01–11/04
beteiligt: RWTH Aachen

ISCC: Innovative in Situ CO₂ Capture technology for solid fuel gasification
Das Projekt hat zum Ziel, bei der Braunkohlevergasung prozessintegriert speicherfähiges CO₂ abzutrennen (CO₂ > 90 Prozent)
Laufzeit 01/04–12/06
beteiligt: Uni Stuttgart, IVD

GeoCapacity: Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide
Ziel des Projektes ist die Erstellung eines Europäischen Informationssystems zur Lage von CO₂-Quellen und Speichermöglichkeiten. Dabei wird auf vorhandenen Ergebnissen der vorangehenden integrierten Projekte GESTCO und CASTOR aufgebaut und insbesondere Daten für die neuen EU-Länder in Osteuropa hinzugefügt. Das Forschungsprojekt wird von der Europäischen Union und einem Konsortium von Industriepartnern finanziert.
Laufzeit: 01/06–1/09
beteiligt: BGR

werk im norwegischen Tjeldbergodden zu den Öl- und Gasfeldern Draugen und Heidrun transportieren. Dort sollte das abgeschiedene CO₂ zum EOR/EGR genutzt und dabei jährlich 2–2,5 Mt CO₂ eingespeichert werden. Das Projekt wurde mittlerweile aus Kostengründen aufgegeben.

Das Projekt **CRUST**, welches seit März 2005 durchgeführt wird, ist der erste Versuch, in ein noch produzierendes Gasfeld CO₂ einzupressen. In diesem Pilotversuch werden anfangs 20 000 Tonnen CO₂ pro Jahr eingespeichert, später soll diese Menge auf 480 000 Tonnen pro Jahr erhöht werden. Vom Ansatz her ist das Projekt als Enhanced Gas Recovery (EGR) zu bezeichnen. Im Vordergrund steht bisher jedoch noch die Erforschung der Migrationsdynamik des CO₂, nicht die tatsächliche Erhöhung der Gasausbeute. Das produzierte Gas weist von Natur aus einen hohen CO₂-Anteil von ca. 13 Prozent auf (IEA 2005). Das Projekt wird zu 90 Prozent vom niederländischen Wirtschaftsministerium finanziert, erfordert also bisher kaum finanziellen Einsatz der Privatwirtschaft (die restlichen 10 Prozent werden vom Unternehmen Gaz de France getragen).

CRUST beinhaltet die Abtrennung von CO₂ aus dem Fördergas und die anschließende Rückführung in das Reservoir. In den Niederlanden existiert im übrigen eine Vergütungsregelung für CO₂-freien Strom, worunter prinzipiell auch der Strom aus fossilen Energieträgern fällt, sofern das entstehende CO₂ der Atmosphäre entzogen wird.

Bei einem von BP initiierten Projekt in Zusammenarbeit mit ConocoPhillips, Shell und Scottish and Southern Energy soll in **Peterhead/Schottland** Erdgas in Wasserstoff und CO₂ reformiert werden (siehe Abbildung A-6). Der Wasserstoff soll in einem GuD-Kraftwerk eingesetzt werden, in dem genug Strom für die Versorgung von mehr als 700 000 Haushalten erzeugt werden kann. Das CO₂ soll vor die Küste transportiert und mehr als drei Kilometer unter dem Meeresboden in das Miller-Ölfeld gepumpt werden, wodurch der Ausbeutungszeitraum des Ölfeldes um 15–20 Jahre verlängert und der Ertrag gesteigert werden soll. Gleichzeitig sollen jährlich 1,8 Millionen Tonnen CO₂ aufgefangen und permanent gelagert (BP 2005).

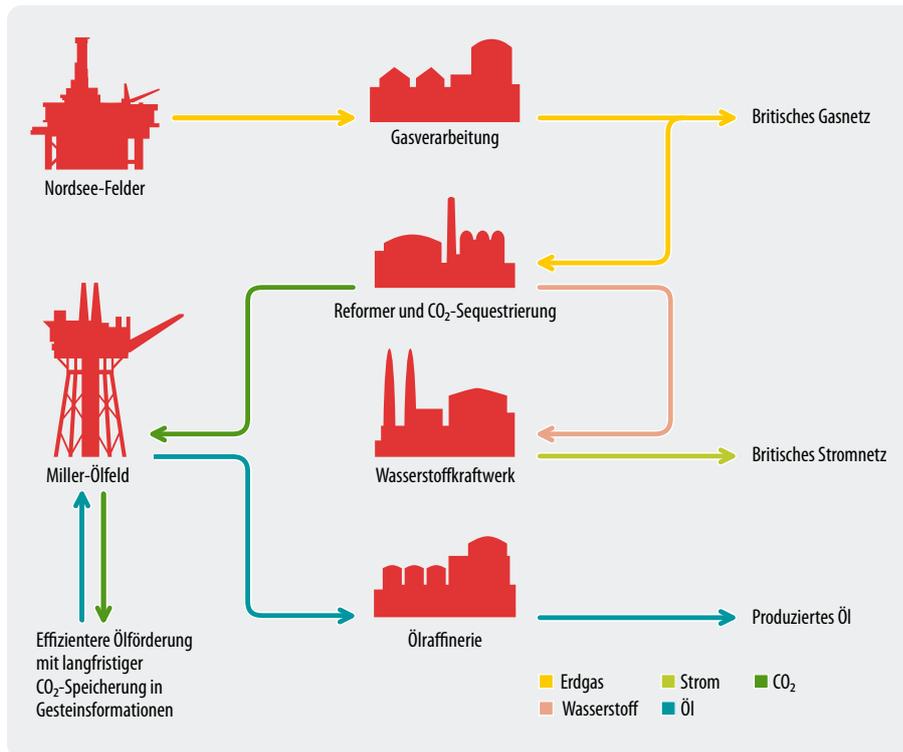


Abbildung A-6:
Stromerzeugung aus
Wasserstoff in Peterhead,
Schottland
(Quelle: BP-Nachhaltig-
keitsbericht 2005)

Entwicklungsperspektiven in Europa

Neben internationalen und amerikanischen Informationsplattformen und Netzwerken bietet die Europäische Union im Rahmen ihrer Forschungsprogramme Informations-Plattformen und Netzwerke an.

Mit der „European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants“ (ETP ZEFFPP 2005) wurde eine Einrichtung zur Koordination notwendiger Maßnahmen zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung installiert. Die Organisationsstruktur ist aus Abbildung A-7 ersichtlich. Als wesentliche Ergebnisse verschiedener Arbeitsgruppen werden dort die Dokumente „Strategic Research Agenda“ und „Strategic Deployment Document“ genannt. Diese sollen – gegliedert in sofortige Maßnahmen, bis zum Jahr 2030 und darüber hinaus – Strategien für den Weg Europas zum Erreichen der CO₂-Minderungsziele sowie für die Markteinführung aufzeigen.

A.3.2 Internationale Aktivitäten und Politikstrategien

International bedeutsam ist insbesondere das Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), eine internationale Klimaschutz-Allianz, welche 2003 auf Initiative der USA gegründet wurde. Das CSLF setzt sich für die Entwicklung kosteneffektiver Abscheidungs- und Speichertechnologien, für den kostengünstigen CO₂-Transport und die Langzeitstabilität der Speicherung sowie einen Informationsaustausch über ihre Aktivitäten im Bereich des Klimaschutzes mittels CCS ein. Mitglie-

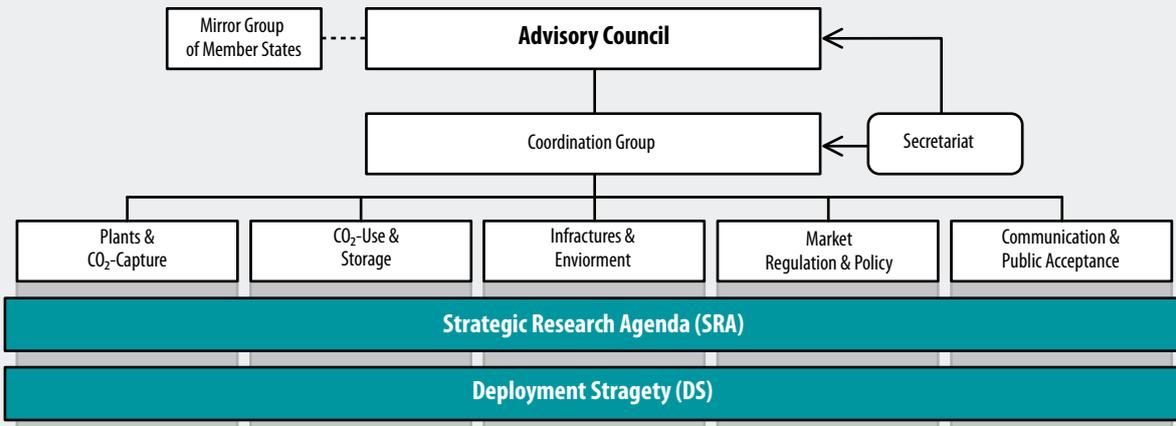
der dieser Initiative sind neben der EU 20 weitere Länder (www.cslforum.org). Derzeit laufen weltweit etwa 17 durch das CSLF unterstützte Projekte, deren Forschungsschwerpunkte der nachfolgenden Abbildung entnommen werden können.

Eines dieser Projekte ist das Enhanced Coalbed Methane Recovery Project des Alberta Research Council (ARC) in Kanada, welches den Versuch unternimmt, CO₂ in ein tief liegendes Kohleflöz einzupressen und das dabei frei werdende Methan zu nutzen (ECBM-Verfahren). Auf Basis dieser Ergebnisse soll dann in Ostchina das „Development of China’s Coalbed Methane Technology/Carbon Dioxide Sequestration Project“ durchgeführt werden.

Die Internationale Energieagentur (IEA) führt zum Thema CCS u.a. folgende Arbeiten durch: „Working Party on Fossil Fuels“ fördert die Entwicklung von „Zero Emissions Technologies“ und koordiniert länderübergreifend die Zusammenarbeit und den Erfahrungsaustausch auf diesem Gebiet. Das Implementing Agreement Clean Coal Center stimuliert die Innovation und Nutzung von Kohle als „sauberen Energieträger“, indem die Potenziale von geeignet erscheinenden Techniken untersucht, offene Fragen identifiziert und die Ergebnisse aus der Zusammenarbeit gemeinsam publiziert werden. Das Implementing Agreement Greenhouse Gas R&D Programme analysiert und bewertet verschiedene technische Optionen hinsichtlich ihres Potenzials zum Klimaschutz und veröffentlicht diese Ergebnisse.

Einige Länder haben eigene Programme zum Thema CCS aufgelegt, die nachfolgend kurz vorgestellt wer-

Technology Platform ZEFFPP
Organisational Structure



Technology Platform ZEFFPP
Members of Advisory Council

Generators		
Kurt Haege	Vattenfall AB (Chair)	:Germany
Bernhard Fischer	E.ON Energie AG	:Germany
Santiago Sabugal Garcia	ENDESA Generation	:Spain
Johannes Lambertz	RWE Power AG	:Germany
Gennaro di Michele	ENEL	:Italy
Hakon Mosbech	ENRG E2 A/S	:Denmark

Equipment Suppliers		
Charles Soothill	ALSTOM (Vice-Chair)	:UK
Harry Lampenius	Foster Wheeler	:Finland
Iain Miller	Mitsui Babcock	:UK
Norbert Koenig	Siemens AG Power Generation	:Germany
Francois Jackow	Air Liquide	:France
Giuseppe Zampini	Ansaldo Energia SpA	:Italy

Oil/Gas		
Gardiner Hill	BP (Vice-Chair)	:UK
Jean-Michel Gires	Total SA	:France
Philippe Lacour-Gayet	Schlumberger	:France
Graeme Sweeney	Shell Gas and power	:UK
Arve Thorvik	Statoll	:Norway

Research		
Olivier Appert	IFP (Vice-Chair)	:France
Antonio Valero	CIRCE (Vice Chair)	:Spain
Niels Peter Christensen	GEUS	:Denmark
Josek Dubinski	CMI	:Poland
David Falvery	BGS	:UK

NGOs		
Frederic Hauge	The Belona Foundation	:Norway
Kirsten Macey	Climate Action Network Europe	:Belgium
Stephan Singer	WWF International	:Belgium

Abbildung A-7: Organisationsstruktur und Mitglieder der Technologie-Plattform ZEFFPP (European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) (Quelle: http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/zeffpp_power_plant_en.pdf)

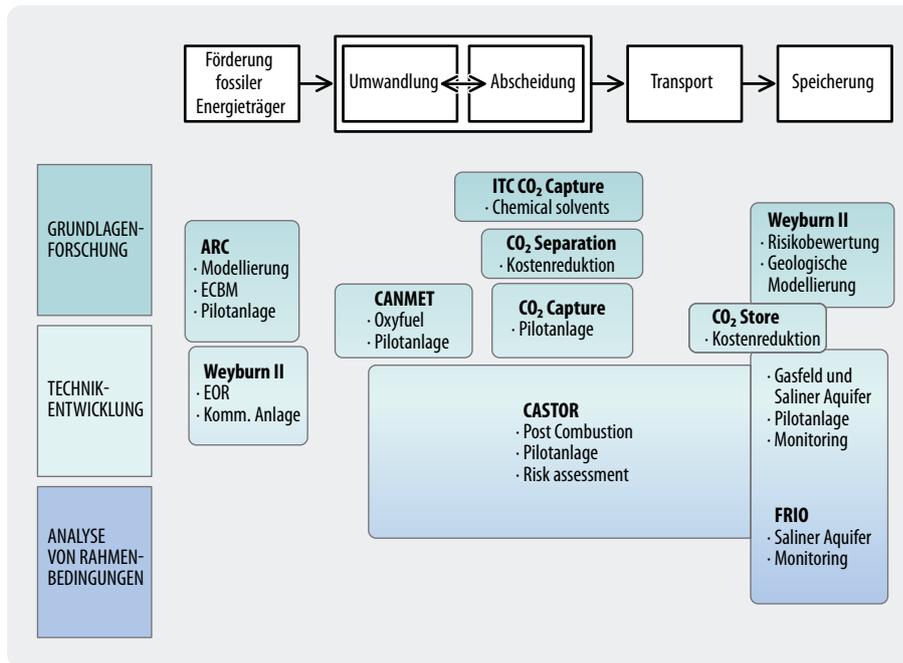


Abbildung A-8:
Projektkategorien und
Forschungsschwerpunkte
des CSLF
(Quelle: Hake 2005)

den. Das Programm der Australier **COAL 21** zielt ab auf die Reduzierung der Treibhausgasemissionen aus der Kohleverstromung im Rahmen einer Gemeinschaftsinitiative von Regierung, Wirtschaft und Wissenschaft.

Im Herbst 2005 wurde eine „EU-China Partnership on Climate Change“ beschlossen, welche den „EU-China Action Plan on Clean Coal“ beinhaltet, der auf die gemeinsame Entwicklung und Anwendung von „near zero emission coal projects“ abhebt. Im Januar 2006 wurde in diesem Zusammenhang eine erste konkrete Vereinbarung zwischen Großbritannien und China geschlossen. In einer dreijährigen „Feasibility study“ soll hier zunächst die Durchführbarkeit verschiedener technischer Konzepte geprüft werden und die Option für eine geologische Speicherung des CO₂ untersucht werden. Dies zeigt, dass die Forschungsbemühungen aber auch die praktischen Ansätze im Bereich CCS beginnen, sich über die EU und die USA hinaus zu öffnen.

Die USA haben eine international bedeutsame Politikstrategie in Form der/des „**Carbon Sequestration Technology Roadmap and Program Plan**“ (DoE 2003/2005) veröffentlicht, welche folgende drei Forschungsbereiche abdeckt:

A. Core R&D Das Ziel dieses Programms ist es, die Sequestrierungsforschung voranzutreiben und neue Sequestrierungstechnologien bis zur Markteinführungsphase zu entwickeln. Das Core-Programm ist in fünf Bereiche unterteilt:

- CO₂-Abtrennung
- CO₂-Speicherung
- Monitoring, Mitigation und Verifikation
- Kontrolle der anderen Treibhausgase
- Neue Konzeptionen

Ergänzt werden diese Forschungsbereiche um Demonstrationsprojekte/-anlagen mit unterschiedlichem Forschungsfokus, siehe Abbildung A-9.

B. Infrastructure Development Das amerikanische Energieministerium (DoE) initiierte 2003 sieben regionale CO₂-Sequestrierungs-Partnerschaften mit dem Ziel, eine Infrastruktur zu entwickeln, um zukünftige CCS-Pilotprojekte zu ermöglichen. Durch diese Partnerschaft ist ein nationales Netzwerk aus Firmen und Fachkräften gebildet worden, um den Einsatz von CCS voran zu treiben. Es wurde ein Sequestrierungs-Atlas der Vereinigten Staaten erarbeitet, indem man die vorrangigen Bereiche für CCS-Pilotprojekte identifizierte.

C. Program Management ist das Programm für das Forschungs- und Entwicklungsmanagement: Das DoE möchte seine Programmziele und das dafür vorgesehene Budget so effektiv wie möglich einsetzen. Dies soll u.a. erreicht werden durch industrielle/staatliche Partnerschaften, nationale und internationale Kooperationen, Analysen und Projektevaluationen sowie einer proaktiven Öffentlichkeitsarbeit.

Das DoE hat im Rahmen eines breiter angelegten, mit fast 2 Mrd. \$ und zu 80 Prozent staatlich dotierten Clean Energy-Programms das Sonderprojekt „**FutureGen**“ gestartet, das auf den Prototyp einer neuen, industriell verfügbaren Kohlekraftwerkstechnologie zielt. Beteiligt sind die größten Strom- und Kohleunternehmen in den USA, darunter auch RAG AmericanCoal sowie Eon. Basistechnik soll die Kohlevergasung sein, angestrebt wird ein Wirkungsgrad von 60 Prozent bei einer CO₂-Abscheidung von 90 Prozent. Außer Strom soll auch Wasserstoff für

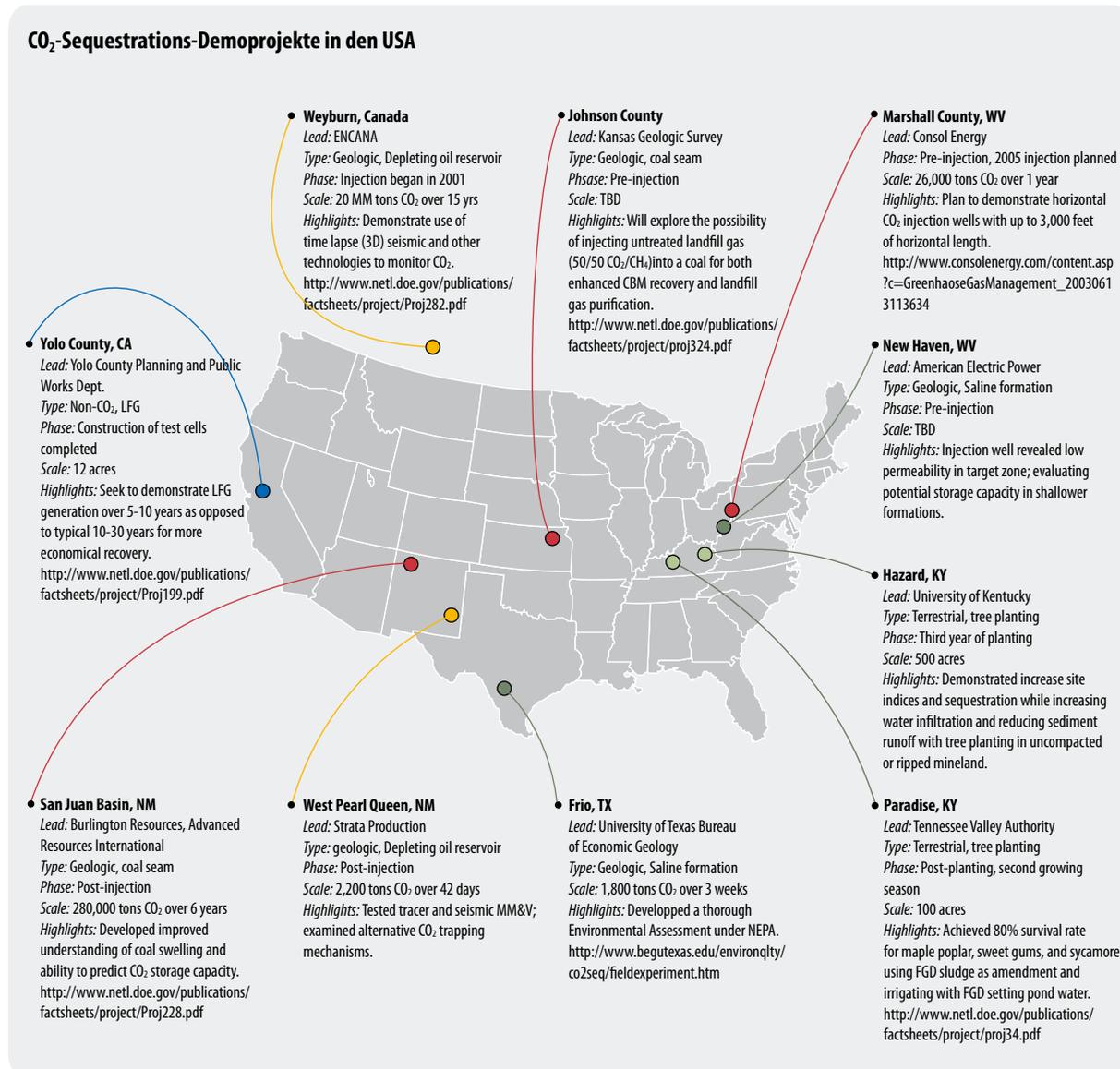


Abbildung A-9: CCS-Demonstrationsprojekte in den USA (Quelle: DoE 2005, Department of Energy)

andere Verwendungen, z.B. für Brennstoffzellen im Straßenverkehr, erzeugt werden. Die Stromkosten sollen nur 10 Prozent über denen bei heutigen Techniken liegen.

Die RAG Coal International beteiligt sich an einem weiteren Forschungsprojekt (ZECA=Zero Emission Coal to Hydrogen Alliance) in den USA, welches sich ebenfalls mit der Stromerzeugung aus Kohle ohne CO₂-Emissionen beschäftigt. Ziel dieses Projektes ist die langfristige Sicherung der Kohle als Energieträger. Ausgangspunkt der Forschungen ist ein Verfahren, bei dessen Verstromung von Steinkohle keine CO₂-Emissionen frei gesetzt, sondern mineralisch gebunden werden. Erste Erfahrungen sollen mit diesem neuen, auf der Brennstoffzellentechnik basierenden Kraftwerkstyp im industriellen Maßstab gesammelt werden, die in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts in Betrieb gehen soll.

Weitere Details zum ZECA-Projekt sind auf www.zeca.org zu finden.

Ein kommerziell betriebenes Speicherprojekt in den Vereinigten Staaten befindet sich im **Weyburn**-Ölfeld. Hier dient CO₂ zum Enhanced Oil Recovery (EOR)². Das CO₂ stammt aus einer Vergasungsanlage aus North-Dakota und wird über ein Pipeline-System angeliefert. Es verbleibt nach der Verpressung im Untergrund.

Eine industrielle Verwendung von CO₂ findet u.a. bereits im Kraftwerk **Shady Point** (KWK) im Bundesstaat Oklahoma statt, hier werden aus einem Rauchgas-teilstrom täglich 200 Tonnen CO₂ abgetrennt und für die Lebensmittelindustrie bereitgestellt.

2 Verfahren, bei dem zur Steigerung der Ölausbeute Wasser oder CO₂ in die Bohrlöcher gepresst wird.

Bei einem Wasserstoffkraftwerk, das im kalifornischen **Carson** entstehen soll, ist die Verwendung von Petrolkoks als Einsatzstoff geplant. Dies würde demonstrieren, wie CO₂-arme Energie aus Kohle gewonnen werden kann, von der es in den USA reichhaltige Vorkommen gibt. Nach Inbetriebnahme würde das Projekt in Carson 500 MW CO₂-armen Strom produzieren – genug für die Versorgung von rund 325.000 Haushalten in Südkalifornien. Die Anlage soll auch zur Sequestrierung und dauerhaften Lagerung von jährlich rund 4 Millionen Tonnen CO₂ eingesetzt werden. Nach Erstellung detaillierter technischer und kommerzieller Studien will BP gemeinsam mit der Edison Mission Group in 2008 endgültige Investitionsentscheidungen treffen, um bis 2011 mit dem neuen Kraftwerk ans Netz gehen zu können (BP 2005).

Das **Greater Gorgon Gas Development** in Australien ist ein Projekt zur Gasförderung und anschließenden LNG-Produktion und wird von ChevronTexaco durchgeführt. Zur LNG-Produktion (jährlich sind 10 Millionen Tonnen geplant) muss das im Fördergas enthaltene CO₂ entfernt werden³. Der restliche Teil des geförderten Gases wird gasförmig weitergeleitet. Das zu verpressende CO₂ entsteht hauptsächlich bei der LNG-Produktion und in anderen energieintensiven Arbeitsprozessen, ein kleinerer Teil wird vom Begleit-CO₂ beigetragen. Die aufnehmende Formation ist ein saliner Aquifer unterhalb der Insel Barrow, auf der auch die LNG-Produktionsstätte stehen wird. Das Einspeicherungsprojekt wird mindestens 300 Millionen AU\$ kosten (ca. 180 Millionen Euro). Laut Aussagen von ChevronTexaco gibt es von Seiten des australischen Gesetzgebers keine Verpflichtung zur Vermeidung von CO₂-Emissionen. Als Motivation wird demnach die Sorge um den Klimawandel und das damit verbundene verantwortungsvolle Treibhausgas-Management des Konzerns angegeben (Gorgon 2005).

Entwicklungsperspektiven in Japan und Australien

Auch hier steht, wie in den meisten Roadmaps, als sofortige Maßnahme die Effizienzsteigerung beim Bau neuer Kraftwerke im Vordergrund. Seit 1995 ist in Japan beim Bau neuer Kohlekraftwerke eine kontinuierliche Steigerung der Dampfparameter (Druck und Temperatur) zu verzeichnen (Santos & Davison 2006). Während in Europa und USA kurz- bis mittelfristig Pre- und Post-Combustion-Maßnahmen im Vordergrund stehen, setzt Japan frühzeitig auf die Einführung der Brennstoffzellen-Technologie in Kombination mit der Kohlevergasung. Des Weiteren gibt es Kooperationen zwischen Japan und Australien im Bereich Oxyfuel-Combustion und IDGCC (Integrated Drying Gasification Combined Cycle), was hauptsächlich in Australien verfolgt wird. Im gemeinsamen „Hyper-coal project“ soll in Australien Kohle demineralisiert werden, welche dann in Japan zur emissionsarmen Energieerzeugung eingesetzt werden kann.

Beachtenswert sind auch die von BP/Sonatrach und ChevronTexaco initiierten und in der Planung befindlichen Projekte: In einem Joint Venture zwischen BP und Sonatrach namens **In Salah CO₂ Geological Storage Demonstration Project** wird in Algerien das aus der laufenden Gasproduktion anfallende Begleitgas CO₂ separiert. Dies ist erforderlich, um die Exportspezifikationen (CO₂-Gehalt < 0,3 Prozent) einzuhalten. Das entfernte CO₂ wird nicht – wie sonst üblich – in die Atmosphäre entlassen, sondern in eine geologische Formation verbracht. Insgesamt sollen auf diese Weise jährlich 900 000 bis 1 000 000 Tonnen CO₂ in den Untergrund eingespeichert werden. Als Motivation nennt BP die Selbstverpflichtung des Konzerns, seine klimarelevanten Emissionen zu senken. BP-intern existiert ein Emissionshandelssystem, in dem das eingespeicherte CO₂ dann in Zertifikate umgesetzt werden kann. Es ist zu betonen, dass der größte Teil der CO₂-Emissionen aus den energieverbrauchenden Prozessen stammt und das mitgeförderte CO₂ nur einen geringen Teil ausmacht (IEA 2005).

Zum Forschungsbereich der CO₂-Sequestrierung gibt es ferner nachfolgend aufgeführte Netzwerke:

Monitoring Network – Gegründet am 8. November 2004 bei einem Treffen an der University of California Santa Cruz organisiert durch IEA GHG and BP mit Unterstützung von EPRI und dem amerikanischen Energieministerium DoE/NETL.

International Network for CO₂-Capture – Die IEA GHG entwickelte das CO₂-Capture Netzwerk, welches als Forum und zur Unterstützung von Projekten im Forschungsbereich Abscheidung dient, die Mitglieder kommen ausschließlich aus der Industrie.

International Network on Biofixation of CO₂ and Greenhouse Gas Abatement with Microalgae – Der Zweck des Microalgae Biofixation Netzwerkes ist es, eine Plattform für Organisationen zu bieten, welche sich für die F&E-Maßnahmen der Treibhausgasreduzierung durch Mikroalgen interessieren bzw. beschäftigen. Die Mitglieder setzen sich aus Bereichen der Industrie, der Forschung und dem amerikanischen Energieministerium zusammen.

ZECA Zero Emission Coal Alliance – Ein Konsortium aus USA und Kanada, bestehend aus 18 Regierungsmitgliedern, Forschungsorganisationen und der Kohleindustrie, welche die Entwicklung neuer und hocheffizienter Technologien zur Elektrizitätserzeugung und/oder der Wasserstoffproduktion aus Kohle „with zero atmospheric emissions“ vorantreiben.

EnergyNet – Ein nationales kanadisches Netzwerk aus Forschung, Industrie und Ministerien, zur Entwicklung zukünftiger Wege und neuer Technologien, um sich ein breites Angebot erschwinglicher und umweltverträglicher Energie zu erschließen.

3 Das CO₂ würde sonst gefrieren und die Anlagen beschädigen.

Deutsche Projekte im Rahmen des BMBF F&E-Programms Geotechnologien mit dem Themenschwerpunkt „Erkundung, Nutzung und Schutz des unterirdischen Raumes“

CO₂-TRAP: Entwicklung und Bewertung innovativer Strategien zur Speicherung und dauerhaften Fixierung von CO₂ in geologischen Formationen
RWTH Aachen, Universität Bayreuth, Universität Stuttgart, RWE-DEA AG Hamburg, RWE Power AG Köln, Saar Energie GmbH Saarbrücken, Deutsche Steinkohle AG Herne, Deutsche Montan Technologie Essen

Enhanced Gas Recovery (EGR): Lagerung von CO₂ in tiefliegenden Erdgaslagerstätten und die Möglichkeiten einer zusätzlichen Erdgasgewinnung – Eine Machbarkeitsstudie
TU-Clausthal Zellerfeld, BGR Hannover, Vattenfall Europe, EEG Gommern, E.ON-Ruhrgas, Wintershall Kassel

COSMOS: CO₂-Lagerung und Entwicklung von Überwachungs- und Sicherheitstechnologien
GeoForschungsZentrum Potsdam, Deutsches Brennstoff Institut – Gastechnologisches Institut GmbH (dbi-gti), Vattenfall Europe Mining AG Cottbus, Universität Karlsruhe, RWE Power AG Essen

RECOBIO: Recycling von CO₂ durch mikrobielle-biogeochemische Umwandlung in Methan (CH₄) im tieferen Untergrund
GEOS-Freiberg Ingenieurgesellschaft mbH, Dresdner Grundwasserforschungszentrum e.V. (DGfZ)

CDEAL: CO₂-Bindung durch Mineralreaktionen in sauren Grubenwässern und Restseen des Braunkohletagebaus
Technische Universität Bergakademie Freiberg

CO₂CRS: Hochauflösende Abbilder des Untergrundes zur CO₂-Lagerung mit Hilfe der CRS-Methode
Trappe Erdöl Erdgas Consultant Isernhagen, Universität Karlsruhe, Freie Universität Berlin

Entwicklung des SPIN Instrumenten Systems für Erkundung und Monitoring bei der unterirdischen CO₂-Speicherung mittels nuklear-magnetischer Resonanz
Geohydraulik Data, TU Berlin, FH Gelsenkirchen

CHEMKIN: Echtzeitbeobachtung des chemischen und kinetischen Verhaltens von Kohlendioxid während der geologischen Sequestrierung
GeoForschungsZentrum Potsdam, Umwelt- und Ingenieurtechnik GmbH Dresden, Universität Potsdam, Technische Universität Clausthal, Optimare GmbH, Wilhelmshaven.

Numerische Untersuchungen zur CO₂-Sequestration in geologischen Formationen – problemorientierte Benchmarks
Universität Stuttgart, Deutsche Montan Technologie Essen

CO₂-UGS-Risks: Integrale Sicherheits- und Risikoanalyse der CO₂-Speicherung in Deutschland
Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH Braunschweig

A.3.3 CCS-Projekte in Deutschland

Auch in Deutschland werden bereits konkrete Projekte im Bereich CO₂-Abtrennung und Speicherung durchgeführt bzw. sind in der Entwicklung. Darüber hinaus sind deutsche Institutionen an verschiedenen EU-weiten Forschungsvorhaben beteiligt (siehe Kapitel 17.3.1).

Von besonderer Bedeutung ist das Projekt **CO₂Sink**: Gefördert durch die EU wird unter Federführung des Geoforschungsinstitut Potsdam CO₂ unter realen Bedingungen in eine geologische Formation eingespeichert. Mittlerweile sind 17 verschiedene Partner an diesem Projekt beteiligt, darunter auch Kraftwerksbetreiber. Die Speicherung erfolgt innerhalb eines unterirdischen Porenspeichers, welcher sich in Ketzin – nahe Berlin – unterhalb eines Erdgasspeichers befindet. Unter anderem soll durch verschiedene Monitoringverfahren das Verhalten des eingespeicherten Gases überprüft und damit Erkenntnisse zur Langzeitstabilität erlangt werden.

Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) fördert im Rahmen seines Forschungs- und Entwicklungsprogramms „**GEOTECHNOLOGIEN**“ (seit Mitte 2005) zehn interdisziplinäre Forschungsv Verbände aus Wissenschaft und Wirtschaft mit knapp 7,5 Millionen Euro. Ziel der zunächst auf drei Jahre ausgelegten Forschungsvorhaben ist es, die technologischen, ökologischen und ökonomischen Perspektiven einer

unterirdischen Lagerung des Treibhausgases CO₂ zu prüfen (vgl. Übersicht in der Infobox).

Vom Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) wurde das CO₂-Reduktions-Technologien-Forschungskonzept **COORETEC (CO₂-REDuktions-TEchnologien in fossil befeuerten Kraftwerken)** initiiert, welches im Verbund mit Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft zur Realisierung emissionsarmer Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger führen soll. So soll – mit Zeithorizont 2020 – die Entwicklung notwendiger Technologien für hocheffiziente, weitgehend abgasfreie und wirtschaftliche Kohle- und Gaskraftwerke aufgezeigt werden. Eine Weiterentwicklung dieses Forschungskonzeptes mündete u.a. in das Forschungsprojekt **COORIVA (CO₂-Reduktion durch integrierte Vergasung und Abtrennung)**. Hier geht es um die Entwicklung eines IGCC-Konzeptes, welches die bisherigen großtechnischen Projekterfahrungen nutzt und die CO₂-Abtrennung einbezieht. Parallel dazu erfolgen Potenzialuntersuchungen, u.a. zur Vergasung von Braun- und Steinkohle, die Schaffung von Modellierungswerkzeugen und scale-up-fähigen Untersuchungen.

Von Seiten der Energieversorgungsunternehmen hat RWE die Errichtung einer IGCC-Anlage mit CO₂-Abtrennung bis 2014 angekündigt und Vattenfall baut seit Mai 2006 am Standort Schwarze Pumpe ein Demo-Oxyfuel-Kraftwerk (siehe auch Studienteil 2 unter Kapitel 2.2), welches 2008 in Betrieb gehen soll.

A.4 Leitfragen für die Planung einer CO₂-Transportinfrastruktur (zu Kap. 8)

Im Folgenden sind wichtige Fragestellungen, die für den Entwurf und den Aufbau von CO₂-Transportinfrastrukturen leitend sein können, aufgeführt:

Leitfragen für eine Transportinfrastrukturanalyse:

1. Wo liegen *Gemeinsamkeiten*, wo *Unterschiede* im Handling von *Erdgas* und *CO₂*?
 - stoffliche / thermodynamische Eigenschaften
 - Risikomanagement
 - Korrosion
 - Pipelinetransport (Druckniveau, Leitungsquerschnitte, Volumen- und Massenströme, Verdichterleistungen)
2. Wo liegen *Erfahrungen* vor mit dem Handling und Transport von CO₂ oder mit Transporten von Gasen mit ähnlichen Eigenschaften (z.B. LPG)?
3. Wer könnte typischerweise *Betreiber* von CO₂-Pipelines sein?
4. Welche Kombinationen aus *Onshore-/Offshore-Transportsystemen* sind denkbar (z.B. Onshore-Pipelines + Sammelleitung + Zwischenspeicher + Schiffbetankung + ...) und welche davon sind sinnvoll?
5. Welche *infrastrukturellen Fragestellungen* (Anladesysteme, Konkurrenz zu bestehendem Schiffsverkehr etc.) ergeben sich daraus?
6. Welche *Trassenauswahl* (in ökonomischer und ökologischer Hinsicht sowie in Bezug auf Risiko- und Akzeptanzfragen) ist sinnvoll?
7. Wie viele *Verdichterstationen* (elektrisch/gasbetrieben?) müssen an welchen Stellen errichtet werden?
8. Welche Fragestellungen sind für eine *Kostenanalyse* relevant?
 - Euro pro Kilometer Pipeline (als Fkt. von Durchmesser, Druckniveau, Volumen-/ Massenstrom, Geländetopographie ...)
 - Euro pro Kilometer transportierter Tonne CO₂ (als Fkt. von Aggregatzustand, Kapazitätswolumen, Reifegrad der Technologie ...)
 - Kosten der Zusatzeinrichtungen (Verflüssiger, Zwischenverdichter, Sammler, Messstationen ...)
9. Wie könnten *Lernkurven* von CO₂-Pipelines (Einzelleitungen, Verbund etc.) aussehen?
10. Welche Fragestellungen sind für eine *Zeitanalyse* relevant?
 - Wann können welche Kraftwerke und CO₂-Senken in Betrieb genommen werden?
 - Wann werden welche Senken voll sein?
 - Innerhalb welchen Zeitraums wird eine CO₂-Pipelineinfrastruktur aufgebaut werden können (Planungs-, Genehmigungs- und Bauvorlaufzeiten!)?
 - Wann werden welche CO₂-Zwischenspeicher (für Offshore-Schifftransporte bzw. Onshore-Straßen- und -Schienentransporte) benötigt bzw. wann sind sie verfügbar?
11. Welche *Genehmigungsverfahren* und *Planvorlaufzeiten* sind für Pipeline-Neubau bzw. – Erweiterung i.d.R. erforderlich?
12. Welche *Probleme* könnten bei der Errichtung von CO₂-Pipelines parallel zu den bestehenden Erdgasleitungen entstehen (z.B. Platzbedarf bei engen Trassen, Akzeptanz bei zusätzlich notwendigen Rodungen)?
13. Welche CO₂-spezifischen Anforderungen an das Pipelinennetz incl. Anlagenkomponenten wie Verdichterstationen, Messstationen etc. sind hinsichtlich *Sicherheitsanforderungen*, *Korrosion* etc. erforderlich?
14. Genügt beim CO₂-Transport in überkritischem Zustand eine einmalige Kompression am Anfang (beim Kraftwerk) oder sind weitere *Zwischenverdichter* erforderlich? Wenn ja, ab welchen Entfernungen bzw. Druckverlusten?
15. Sind ggf. *stillgelegte Stadtgasleitungen* (nach Umrüstung) für den CO₂-Transport geeignet? Wenn ja welche, wie sind sie geografisch aufgestellt (Transport von wo nach wo) und welche Transportkapazitäten beinhalten sie?

A.5 Basisdaten für die Bilanzierung von Brennstoff- und CO₂-Massenströmen (zu Kapitel 10)

Tabellen A-3 und A-4 siehe folgende Seiten.

Tabelle A-3: Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO₂-Mengen für verschiedene Kraftwerkstypen (Stromproduktion)

1) Bilanzierung CO ₂ -Mengen		spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)		KW-Leistung (Netto)		Wirkungsgrade η_{el}		spez. CO ₂ -Emissionen (Strom)		Volllast-Stunden		Jahres-stromprod.		Jahresproduktion CO ₂		Abscheide-		Zu entsorgende	
Energieträger	Verfahren	[g _{CO2} /M _{thp}]	[g _{CO2} /kWh _{thp}]	[MW _{el}]	[MW _{el}]	ohne CCS [%]	mit CCS [%]	[g _{CO2} /kWh _{el}]	ohne CCS [%]	mit CCS [%]	[h/a]	[MWh _{el} /a]	ohne CCS [tCO ₂ /a]	mit CCS [tCO ₂ /a]	grad	[%]	CO ₂ -Menge [tCO ₂ /a]		
Steinkohle	DT	112	403	700	700	46%	34%	877	1.186	1.186	7.000	4.900.000	4.294.957	5.810.824	88%	88%	5.113.525		
	DT	92	331	700	700	49%	40%	676	828	828	7.000	4.900.000	3.312.000	4.057.200	88%	88%	3.570.336		
	DT, Oxyfuel	92	331	700	700	49%	38%	676	872	872	7.000	4.900.000	3.312.000	4.270.737	99,5%	99,5%	4.249.383		
	IGCC	92	331	700	700	50%	42%	662	789	789	7.000	4.900.000	3.245.760	3.864.000	88%	88%	3.400.320		
Erdgas	GuD	56	202	700	700	60%	51%	336	395	395	7.000	4.900.000	1.646.400	1.936.941	88%	88%	1.704.508		
Heizöl EL	BHKW	74	266	2	2	38%	-	701	-	-	4.000	8.000	5.608	-	-	-	-	-	-

2) Bilanzierung Brennstoffmengen		Brennstoffverbrauch		Differenz		Brennstoff-Heizwerte		Brennstoff-Dichte		Brennstoffverbrauch		Zusatz-	
Energieträger	Verfahren	ohne CCS [MWh/a]	mit CCS [MWh/a]	mit/ ohne CCS [MWh/a]	mit/ ohne CCS [%]	[MJ/kg]	[kWh/kg]	[MJ/kg]	[kg/kg]	ohne CCS	mit CCS	Brennstoffmengen für CCS	
Braunkohle	DT	10.652.174	14.411.765	3.759.591	35%	8,6	2,39	8,6	1 kg/kg	4.459.050 t/a	6.032.832 t/a	1.573.782 t/a	
	DT	10.000.000	12.250.000	2.250.000	23%	29,4	8,17	29,4	1 kg/kg	1.224.490 t/a	1.500.000 t/a	275.510 t/a	
Steinkohle	DT, Oxyfuel	10.000.000	12.894.737	2.894.737	29%	30,4	8,44	30,4	1 kg/kg	1.184.211 t/a	1.527.008 t/a	342.798 t/a	
	IGCC	9.800.000	11.666.667	1.866.667	19%	29,4	8,17	29,4	1 kg/kg	1.200.000 t/a	1.428.571 t/a	228.571 t/a	
Erdgas	GuD	8.166.667	9.607.843	1.441.176	18%	46,5	12,92	46,5	0,780 kg/m ³	810.587.262 m ³ /a	953.632.073 m ³ /a	143.044.811 m ³ /a	
Heizöl EL	BHKW	21.053	-	-	-	42,7	11,86	42,7	0,845 kg/l	2.100.508 l/a	- l/a	- l/a	

Markierte Felder sind veränderbare Eingangsparameter!

Quelle für spez. Brennstoffkennwerte (Emissionen, Heizwerte, Dichte): Bay/LfU 2004

Tabelle A-4: Bilanzierung durch CCS induzierter zusätzlicher Brennstoffmengen und zu entsorgender CO₂-Mengen für verschiedene Syntheseanlagen (H₂-Produktion)

1) Bilanzierung CO ₂ -Mengen															
Energieträger	Verfahren	spez. CO ₂ -Emissionen (Brennstoff)		Nettoleistung		Prozesswirkungsgrade η		spez. CO ₂ -Emissionen (H ₂)		Volllast-Stunden [h/a]	Jahresstromprod. [MWh _{thp} /a]	Jahresproduktion CO ₂ mit CCS [t _{CO2} /a]	Abscheidegrad [%]	Zu entsorgende CO ₂ -Menge [t _{CO2} /a]	
		[g _{CO2} /MJ _{thp}]	[g _{CO2} /kWh _{thp}]	ohne CCS [MW _{thp}]	mit CCS [MW _{thp}]	ohne CCS [%]	mit CCS [%]	ohne CCS [g _{CO2} /kWh _{thp}]	mit CCS [g _{CO2} /kWh _{thp}]						ohne CCS [t _{CO2} /a]
Steinkohle	Vergasung	92	331	560	522	59%	55%	561	602	8.000	4.480.000	2.514.875	2.697.775	88%	2.374.042
	Dampfref.	56	202	350	329	74%	69%	274	292	8.000	2.800.000	766.957	816.903	71%	580.001

2) Bilanzierung Brennstoffmengen

Energieträger	Verfahren	Brennstoffverbrauch		Differenz mit / ohne CCS [MWh/a]	Brennstoff-Heizwerte [MJ/kg]	Brennstoff-Dichte [kg/kg]	Brennstoffverbrauch		Zusatz-Brennstoffmengen für CCS
		ohne CCS [MWh/a]	mit CCS [MWh/a]				ohne CCS	mit CCS	
Steinkohle	Vergasung	7.593.220	8.145.455	552.234	29,4	1 kg/kg	929.782 t/a	997.403 t/a	67.621 t/a
	Dampfref.	3.804.348	4.052.098	247.751	46,5	0,780 kg/m ³	377.602.762 m ³ /a	402.193.390 m ³ /a	24.590.628 m ³ /a

Markierte Felder sind veränderbare Eingangsparameter!

– die Nutzungsgrade sind auf den Heizwert von H₂ (3,00 kWh/Nm³) bezogen

– Umrechnungsfaktor auf H₂-Brennwert (3,55 kWh/Nm³ / 3,00 kWh/Nm³) = 1,18

– Quelle für spez. Brennstoffkennwerte (Emissionen, Heizwerte, Dichte): BayLü 2004

Literatur

- Air Liquide (2005): persönliche Mitteilung
- Arbeitsgruppe Schiffe der Zukunft (2002): Schlussbericht an die Zentralkommission für die Rheinschifffahrt, Straßburg; Zentralkommission für die Rheinschifffahrt
- Azar, C.; Schneider, S. (2002): Are the economic costs of stabilizing the atmosphere prohibitive? *Ecological Economics* 42, 1-2: 73–80
- BMVBW (2004): Verkehr in Zahlen 2004/2005, Hamburg
- Bündnis 90/Die Grünen (2001): Vom atomaren zum solaren Zeitalter. Das Zukunftsenergieprogramm Bundestagsfraktion Bündnis90/Die Grünen. Stand 12/2001. Berlin
- Bündnis 90/Die Grünen (2003): Grüne Eckpunkte für ein Reformprogramm in der Energiepolitik. Beschluss vom 11.11.2003. Berlin
- Bündnis 90/Die Grünen (2006): Für einen radikalen Realismus in der Ökologiepolitik. 26. Ordentliche Bundesdelegiertenkonferenz, 1. bis 3.12.2006, Köln
- Backhaus, C.; Meyer, J.; Spangardt, G. (2002): Energetische Nutzung von Grubengas. Fraunhofer UMSICHT. Vortrag. www.wupperinst.org/download/TerraTec-2003/Meyer.pdf (17.02.2006)
- 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, E.S.; Keith, D.W.; Gilboy, C.F. (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
- Bauer, N. (2005): Carbon Capturing and Sequestration – An Option to Buy Time? Ph.D. Thesis. University of Potsdam
- Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (2003): Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWA-Dokumentation Nr. 527. Berlin
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung. Berlin, September 2007
- BMWi 2007: Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene. Studie des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie (WI) in Kooperation mit dem Forschungszentrum Jülich (STE) und dem Fraunhofer ISI im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 2007
- BMU (2004): Nitsch, J.; Reinhardt, G.; Fishedick, M. u.a. (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung im Auftrag des BMU, Arbeitsgemeinschaft DLR/IFEU/WI, Berlin, März 2004
- BMU 2005: Nitsch, J.; Fishedick, M.; Staiß, F. (2005): Aktualisierung und Detaillierung des Ausbaus erneuerbarer Energien im Stromsektor mit differenzierter Ermittlung der Vergütungszahlungen und der Differenzkosten durch das EEG. Untersuchung im Auftrag des BMU, Stuttgart, Wuppertal, August 2005
- BMU (2006): Staiss, F.; Nitsch, J.; Lutz, C.; Edler C. u.a. (2006): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt unter besonderer Berücksichtigung des Außenhandels. Studie von ZSW, DLR, DIW, GWS; im Auftrag des BMU, Berlin, August 2006
- Bock, B.; Rhudy, R.; Nichols, D. (2001): Economic Evaluation of CO₂ Sequetsration Technologies. Semi-Annual Technology Progress Report. DE-FC26-00NT40937. Tennessee Valley Authority. Muscle Shoals
- BP (2005): Making energy more, Nachhaltigkeitsbericht 2005

- Breuer, H. (2001): Ab in den Untergrund, in Wissen 46/2001, http://www.zeit.de/2001/46/Wissen/200146_n-klimakiller.html
- Briem, S.; Blesl, M.; Corradini, R.; Eltrop, L.; Fahl, U.; Gürzenich, D.; Krewitt, W.; Ohl, M.; Mörschner, J.; Richter, S.; Tryfonidou, R.; Viebahn, P.; Voß, A.; Wagner, H.-J. (2004): Lebenszyklusanalysen ausgewählter zukünftiger Stromerzeugungstechniken. Informationsschrift der VDI-Gesellschaft Energietechnik. VDI-Verlag, Düsseldorf. ISBN 3-931384-50-0
- Bruno, I. (2003): Ecobalance of a wind turbine: LCA approach. Diplomarbeit an der Università degli studi di Roma. Rom
- BUND (2005): Präsentation von Thorben Becker, BUND: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- BUND (2006): Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland: BUND Position. CO₂-Abscheidung in fossilen Kraftwerken. Berlin
- Bundesregierung (2004): Perspektiven für Deutschland. Unsere Perspektiven für eine nachhaltige Entwicklung. Berlin
- CAN Europe (2006): CAN Europe Principles on CO₂ Capture and Storage (CCS), Brüssel, Mai 2006
- CDU (2004): Christlich Demokratische Union, Telefonat mit Frau Bendig, energiepolitische Sprecherin der CDU, 21.10.2004
- Celia, M. A.; Scherer, G. (2004): 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
- Chapel, D. G.; Mariz C. L. (1999): Recovery of CO₂ from Flue Gases: Commercial Trends. Aliso Viejo
- Chataignere, A.; Boulch, D. L. (2003): Wind Turbine (WT) Systems. In: ECLIPSE – Environmental and Ecological Life Cycle Inventories for present and future Power Systems in Europe. Final Report. www.eclipse-eu.org/pubres_guide.html (29.09.2006)
- Christensen, N.; Holloway, S. (2004): GESTCO – Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel. Summary Report of the GESTCO-Project to the European Commission, Brüssel
- Chomenko, B. (2005): Eisenbahnkarte von Deutschland, <http://www.bueker.net/trainspotting/index.php> (05.09.2005)
- de Figueiredo, M.; Reiner, D.; Herzog, H.; Oye, K. (2006): The Liability of Carbon Dioxide Storage. Eighth International Conference on Greenhouse Gas Technologies, Trondheim, Norwegen
- Dietrich, L.; Bode, S. (2005): CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA): Ordnungsrechtliche Aspekte und ökonomische Implikationen im Rahmen des EU-Emissionshandels. HWWA Discussion Paper 327. Hamburg, Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv
- Dijkstra J. W., Jansen D. (2002): Novel Concepts for CO₂ Capture with SOFC, 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-6), 30th September – 4th October 2002, Kyoto, Japan
- DIW (2006): DIW Wochenbericht Nr. 35/2006, Berlin
- DLR (2006): Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power (TRANS-CSP). Final Report. <http://www.dlr.de/tt/trans-csp> (21.07.2006). Stuttgart
- DoE (2003): United States Department of Energy: Carbon Sequestration, Technology Roadmap and Program Plan. www.netl.doe.gov/coalpower/sequestration (07.06.2004)
- DoE (2005a): U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: Carbon Sequestration – Technology Roadmap and Program Plan 2005 http://www.netl.doe.gov/publications/carbon_seq/2005_roadmap_for_web.pdf
- DoE (2005b): U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory: Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. Prepared by J. Ruether, M. Ramezan, E. Grol. http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/H2_from_Coal_LNG_Final.pdf (15.09.2006)

- Dubbel (1990): In : Beitz, W.; Küttner, K.-H. (Hrsg.): Dubbel – Taschenbuch für den Maschinenbau; 17. Auflage; Springer Verlag, Berlin 1990
- ECOFYS (2004): Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F.: Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht 2004. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> (27.08.04)
- ecoinvent (2005): ecoinvent data v1.01. CD-ROM des Schweizer Zentrums für Lebenszyklusdaten. www.ecoinvent.ch. Dübendorf
- Economist (2006): The Economist, Apr 22nd 2006, 67.
- Edenhofer, O.; Held, H.; Bauer, N. (2004): A Regulatory Framework for Carbon Capturing and Sequestration within the Post-Kyoto Process. In: E.S. Rubin, D.W. Keith and C.F. Gilboy (Hrsg.), Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme
- Edenhofer, O.; Bauer, N.; Kriegler, E. (2005): The impact of technological change and welfare: insights from the model MIND. *Ecological Economics* 54: 227–292
- Edenhofer, O.; Lessmann, K.; Kemfert, C.; Grubb, M.; Köhler, J. (2006): Induced Technological Change: Exploring its Implications for the Economics of Atmospheric Stabilization: Synthesis Report from the Innovation Modeling Comparison Project. The Energy Journal Special Issue Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization. S. 57–107
- Eggleston (2006): Estimation of Emissions from CO₂ Capture and Storage: the 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. http://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/2006/application/pdf/ccs_20060723.pdf
- Enquete-Kommission (2002): „Nachhaltige Energieversorgung“ des deutschen Bundestages: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Abschlussbericht, Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9400
- EPPSA (2006): European Power Plant Suppliers Association: EPPSA's CO₂ Capture Ready Recommendations. Brüssel, 7.12.2006 (living document)
- ETP ZEFFPP (2005): http://europa.eu.int/comm/research/energy/pdf/zeffpp_power_plant_en.pdf
- EU (2001): Directorate-General Energie und Transport der Europäischen Union: Green Paper. Towards a European strategy for the security of energy supply. Office for Official Publications of the European Communities, Luxemburg
- EU (2006): Europäische Kommission: Grünbuch. Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. Brüssel, 8.3.2006
- EWI/Prognos (2005): In: Bartels, M.; Hofer, P. u.a.: Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des BMWT, Köln, Basel, April 2005.
- EWI/Prognos (2006): In: Lindenberger, D.; Bartels, M. u.a.: Auswirkungen höherer Ölpreise auf Energieangebot und -nachfrage. Ölpreisvariante der Energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Prognos/EWI, Untersuchung im Auftrag des BMWT, Köln, Basel, August 2006
- Fahrni, R. (2002): An Overview of Hydrogen Production Methods and Costs Today. ETH Zürich, Institut für Energietechnologien, Zürich April 2002
- Fell, Hans-Josef (2003): „Clean Coal“: Die Renaissance des Klimakillers Kohle! In: Solarzeitalter. 2/2003
- FDP (2003): Freie Demokratische Partei: Antrag von FDP-Abgeordneten des Deutschen Bundestags, Drucksache 15/2194, 15. Wahlperiode, 10.12.2003
- Feely, Richard A.; Christopher, Sabine; Kitack, Lee; Berelson, Will; Kleypas, Joanie; Fabry, Victoria J.; Millero, Frank J. (2004): Impact of Anthropogenic CO₂ on the CaCO₃ System in the Oceans. *Science*, Bd. 305, 16.07.2004
- Fischedick, M.; Günster, W.; Fahlenkamp, H.; Meier, H.-J.; Neumann, F.; Oeljeklaus, G.; Rode, H.; Schimkat, A.; Beigel, J.; Schüwer, D. (2006): CO₂-Abtrennung im Kraftwerk. Ist eine Nachrüstung sinnvoll? *VGB PowerTech* 4/2006, S. 1–10

- Flachsland, C. (2005): Social Conditions of Technological Change – The Case of Carbon Capture and Storage. Master Thesis. University of Potsdam
- 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
- Fritsche, Uwe R.; Rausch, Lothar; Schmidt, Klaus (2007): Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten der nuklearen, fossilen und erneuerbaren Strombereitstellung. Arbeitspapier. Darmstadt. www.oeko.de/publikationen/forschungsberichte/studien/dok/657.php
- FZ Jülich (2006): In: Linßen, J.; Markewitz, P.; Martinsen, D.; Walbeck, M.: Zukünftige Energieversorgung unter den Randbedingungen einer großtechnischen CO₂-Abscheidung und Speicherung. Abschlussbericht des Forschungsvorhabens FKZ 0326889 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
- Gale, J. (2002): 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
- Geologischer Dienst NRW (2006): Geo-Know-how macht Grubengas nutzbar. www.gd.nrw.de/w_schr01.htm (17.02.2006)
- Gerling, J. P. (2004): 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, P.; May, F. (2001): Anhörung der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ zum Thema Innovative Energietechnologien und -systeme am 20.11.2001, Kommissionsdrucksache 14/111-2
- Germanwatch (Hrsg.) (2004): In: Duckat, R.; Treber, M.; Bals, C.; Kier, G.: 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>
- Gesellschaft Deutscher Chemiker e.V. (2004): Pressemitteilung vom 28.04.2004: Kohlendioxidausstoß aus Kraftwerken – Wege zur Verringerung des Treibhausgases, www.gdch.de/oearbeit/press/2004.htm
- GESTCO (2004): siehe Christensen + Holloway
- Gibbins, J.R.; Crane, R.I.; Lambropoulos, D.; Booth, C.; Roberts, C.A.; Lord, M. (2004): Maximising the Effectiveness of Post Combustion CO₂ Capture Systems. International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver 2–9 Sept. 2004, Canada, <http://uregina.ca/ghgt7>
- Gielen, D. (2003): The Future Role of CO₂ Capture and Storage Results of the IEA-ETP Model. IEA/EET Working Paper. Paris
- Göttlicher, G. (1999): Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 6, Nr. 421. Düsseldorf. ISBN 3-18-342106-2. Vergriffen
- Göttlicher, G. (2003): State of the Art of CO₂-Capture Technologies for Power Plants, Summer School Finland
- Göttlicher, G. (2003a): „CO₂-Emissionsminderung durch Carbon Management“. ew (Fachmagazin der VDEW für Energiewirtschaft) Heft 21, S. 42–45
- Greenhouse Issues (2004): No. 73, <http://www.ieagreen.org.uk/july73.html>
- Greenpeace (2004): Kohlendioxid in den Untergrund? Hokus Pokus CO₂-Verpressung, Stellungnahme
- Greenpeace (2005): Präsentation von Gabriela von Goerne: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- Greenpeace (2005a): Greenpeace Memo: EU submission to the UNFCCC on the inclusion of Carbon Capture and Storage in the Clean Development Mechanism
- Greenpeace (2007): Persönliche Kommunikation am 15.2.2007 mit Gabriela von Goerne, Greenpeace, Hamburg

- Greenpeace; EREC (2007): Energy (r)evolution. A sustainable world energy outlook. Amsterdam.
<http://www.energyblueprint.info/> (26.01.2007)
- 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, J. (Hrsg.) (2002): *Handbook on Life Cycle Assessment. Operational Guide to the ISO Standards*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London
- Held, H.; Edenhofer, O.; Bauer, N. (2006): How to deal with risks of carbon sequestration within an international emission trading scheme. Paper presented at GHGT8
- Hellweg, S.; Hofstetter, Th. B.; Hungerbühler, K. (2003): Discounting and the Environment. Should Current Impacts be Weighted Differently than Impacts Harming Future Generations? *Int J LCA* 8 (1) 8-18. ecomed. Landsberg
- Hendricks, C.A.; Turkenburg, W.C. (1997): Towards Meeting CO₂ Emission Targets: The Role of Carbon Dioxide Removal. IPTS Report 16, 13–21
- Hendricks, C. (1994): “Carbon dioxide removal from coal-fired power plants”, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London
- Hendriks, C., Graus, W., van Bergen, F. (2004): Global carbon dioxide storage potential and costs. Ecofys, by order of the Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, EEP-02001, Utrecht. <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf> (21.07.2006)
- Herzog, H.; Drake, E.; Adams, E. (1997): CO₂ Capture, Reuse and Storage Technologies for Mitigating Global Climate Change, A White Paper, DOE Order No. DE AF22-96PC1257
- Herzog, H. (2000): Carbon Sequestration via Mineral Carbonation: Overview and Assessment, 14 March 2004
- Hey, C. (2006): persönliche Mitteilung. Berlin
- Huijts, N. (2003): Public Perception of Carbon Dioxide Storage. The role of trust and affect in attitude formation. Master Thesis, Eindhoven University of Technology
- IEA (2002): International Energy Agency: World Energy Outlook 2002. International Energy Agency. Paris
- IEA (2003): World Energy Outlook 2003. Paris
- IEA (2004): CO₂ Capture and Storage. IEA Greenhouse Gas R&D Programme. www.co2sequestration.info (27.07.04)
- IFEU und IFU (2005): Institut für Energie- und Umweltforschung; Institut für Umweltinformatik: Umberto 5.0. Heidelberg/Hamburg
- IPCC (2000): Intergovernmental Panel on Climate Change „Climate Change 2000: Emission Scenarios, A special report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge
- IPCC (2001): Intergovernmental Panel on Climate Change „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
- IPCC (2001a): Intergovernmental Panel on Climate Change (Hrsg.): 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): Intergovernmental Panel on Climate Change: 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 (27.07.2004)
- IPCC (2005): Intergovernmental Panel on Climate Change: Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Preliminary Version, January 2005
- IPCC (2005a): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Summary for Policy-makers. Montreal, September 25th

- IPCC (2005b): IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the IPCC. In: Metz, B.; Davidson, O.; de Coninck, H. C.; Loos, M.; Meyer, L. A. (eds.): Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA
- Kloepfer, M. (2004): Umweltrecht. 3. Auflage. C. H. Beck, München
- Kohlmann, J.; Zevenhoven, R. (2001): 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
- Knutzen J. (1981): Effects of decreased pH on marine organisms Marine Pollution Bulletin, 12: 25–29
- Krewitt, W.; Schmid, S. (2004): EU-Projekt CASCADE MINTS. WP 1.5, D1.1. Fuel Cell Technologies and Hydrogen Production/Distribution Options. Final draft. 28. July 2004. Stuttgart
- Laszlo Küppers, Laszlo (2006): Persönliche Mitteilung. ZSW. Stuttgart
- Lackner, K.S.; Ziock, H.-J. (2001): The Zero Emission Coal Alliance Technology, VGB PowerTech 12/2001, S. 57, Essen
- Landesinitiative Zukunftsenergien NRW (2006): Fakten und Zahlen aus NRW: Top – Die Energie quillt! http://www.energieland.nrw.de/about_us/zahlen.htm (31.07.2006)
- Lawrence, M. (2002): Side effects of Oceanic Iron Fertilization, Science's: Letters Vol. 207, 30 Sept. 02, S. 1993
- Leggett, J. (2005): Half Gone: Oil, Gas, Hot Air and the Global Energy Crisis. Porto Bello Bux Ltd., London
- Lyngfelt, A.; Leckner, N.; Mattisson T. (2001): A Fluidised Bed Combustion Process with Inherent CO₂ Separation; Application of Chemical Looping Combustion, Chem. Eng. Sci., 56, 3101
- Makino E. (2003): Fischer-Tropsch-Synthesis. In: Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Sixth Edition (2003), Vol. 8, S. 651–664
- Marato-Valer, M. M. (2004): Penn State >Live – Recent Headlines: Researchers study natural mineral that locks up carbon dioxide, Tuesday September 7, 2004, <http://live.psu.edu/story/7907>
- Mariz, C.L. (1998): Carbon Dioxide recovery: Large Scale Design Trends. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998, 37, 7, 42–47
- Maurstad, O.; Bredesen, R.; Bolland, O.; Kvamsdal, H.; Schell, M. (2005): SOFC AND GAS TURBINE POWER SYSTEMS – EVALUATION OF CONFIGURATIONS FOR CO₂ CAPTURE. Proceedings of the 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies: Elsevier 2005. ISBN 0-080-44881-X. S. 273–281, presented as peer-reviewed paper at GHGT-7, Vancouver, Sept. 2004
- May, F.; Brune, S.; Gerling, P.; Krull, P. (2003): Möglichkeiten zur CO₂-Speicherung in Deutschland – eine Bestandsaufnahme im Jahre 2003. geotechnik 26 (2003) Nr. S: 162–172, VGE; Essen
- May, F.; Müller, Chr.; Bernstone, C. (2005): How much CO₂ can be stored in Deep Saline Aquifers in Germany? In: VGB PowerTech 6/2005, S. 32–37
- May, N. (2005): Ökobilanz eines Solarstromtransfers von Nordafrika nach Europa. Diplomarbeit. TU Braunschweig/DLR Stuttgart
- Meinshausen, M. (2006): What Does a 2 °C Target Mean for Greenhouse Gas Concentrations? A Brief Analysis Based on Multi-Gas Emission Pathways and Several Climate Sensitivity Uncertainty Estimates. In: Schellnhuber, H. J.; Cramer, W.; Nakicenovic, N.; Wigley, T.; Yohe, G. (Hrsg.): Avoiding Dangerous Climate Change. Cambridge University Press. Cambridge. S. 265–279
- Möller, A.; Page, B.; Rolf, A.; Wohlgemuth, V. (2001): 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
- Möller, S.; Kaucic, D.; Sattler, C. (2006): Hydrogen Production by Solar Reforming of Natural Gas: A Comparison Study of Two Possible Process Configurations. Journal of Solar Energy Engineering. Vol. 128, 16–23
- NABU (2005): Präsentation von R. Musiol, NABU: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin

- Nitsch, Joachim (2007): Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/38787/20049/> (05.11.2007)
- Nordhaus, W. D.; Boyer, J. (2000): *Warming the World*. Cambridge University Press. Cambridge
- Omori, M.; Norman, C. P.; Ikeda, T. (1998): Oceanic disposal of CO₂: potential effects on deep-sea plankton and micronekton – a review. *Plankton Biol. Ecol.* 45, 87–99
- Padro, C.E.; Putsche, V. (1999): Survey of the Economics of Hydrogen Technologies. Nat. Renewable Energy Lab. Golden, Colorado; NREL/TP-570-27079, Sept 1999
- Parsons (2002): Parsons infrastructure and technology group inc.: Hydrogen Production Facilities. Plant Performance and Cost Comparisons. Final report prepared for DOE. Reading, Pennsylvania. <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/FinalCompReport.pdf> (15.09.2006)
- Pastowski, A. (1997): Decoupling Economic Development and Freight for Reducing its Negative Impacts (Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, Wuppertal Paper No. 79), Wuppertal: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy
- Pastowski, A. (2005): Impacts of Energy Use on Demand for Freight Transport: Past Development and Future Perspectives, eceee 2005 Summer Study Proceedings Volume 2, eceee, Stockholm, pp 697–708
- Perrings, C. (1989): Environmental Bonds and Environmental Research in Innovative Activities. *Ecological Economics*, Volume 1, p. 95–110
- PDS (2004): Partei des Demokratischen Sozialismus: Stellungnahme der BAG Umwelt – Energie – Verkehr zur Kohlendioxid-Abtrennung und Deponierung beim Betrieb von Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen. Marburg, 02.09.2004
- Pehnt, M. (2002): Ökobilanzen. In: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung regenerativer Energien in Deutschland. 2. Zwischenbericht Juli 2002. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal
- Pehnt, M. (2002a): Ganzheitliche Bilanzierung von Brennstoffzellen in der Energie- und Verkehrstechnik. Fortschritt-Berichte VDI. Reihe 6. Nr. 476. VDI Verlag. Düsseldorf. ISBN 3-18-347606-1
- Petersen, R.; Pastowski, A.; Lelowski, P. (1993): Entwicklungsperspektiven der Binnenschifffahrt vor dem Hintergrund einer klimagerechten Verkehrspolitik, in: ISA Consult (Hrsg.): *Umweltgerechter Transport und innovative Schiffskonzepte* (ISA Schriftenreihe Nr. 9), Bochum: ISA Consult, Teil I, S. 1–37
- Pick, E. (1998): Beitrag zum kumulierten Energieaufwand ausgewählter Windenergiekonverter. Universität-GH Essen
- Plass, L. (2002): Präsentation zum BMWA-Workshop CO₂-Abtrennung/Nutzung/Deponierung, Sachstand in ARGE 2
- Ploetz, C. (2003): Sequestrierung von CO₂: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Expertise im Auftrag des WGBU 2003
- PointCarbon (2006): CDM & JI Monitor, 24. Januar 2006
- 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
- Rao, Anand B.; Rubin, Edward S. (2002): A Technical, Economic, and Environmental Assessment of Amine-Based CO₂ Capture Technology for Power Plant Greenhouse Gas Control. *Environ. Sci. Technol.* 2002, 36, 4467–4475.
- Reiningger, G.; Schubert, V. (1999): http://ac16.uni-paderborn.de/lehrveranstaltungen/_aac/vorles/skript/kap_7/kap7_2.html
- Riahi, K.; Rubin, E. S.; Taylor, M. R.; Schrattenholzer, L.; Hounshell, D. (2004): Technological learning for carbon capture and sequestration technologies. *Energy Economics* 26 (2004) 539–564.
- Riahi, K.; Rao, S.; Keppo, I. (2006): “Importance of Technological Change and Spillovers in Long-Term Climate Policy.” *The Energy Journal Special Issue, Endogenous Technological Change and the Economics of Atmospheric Stabilization*
- Richter, I. (2003): CO₂-Versenkung im Ozean; Diplomarbeit an der Universität Oldenburg

- Robin Wood (2006): Saubere Kohle wird es nicht geben! Positionspapier. Bremen
- Roehrl, R. A.; Riahi, K. (2000): Technology dynamics and greenhouse gas emission mitigation: a cost assessment, *Technological Forecasting and Social Change* 63, 2000, S. 231–261
- Rogner, H.-H. (1997): An Assessment of World Hydrocarbon Resources. *Annual Review of Energy and Environment* 22: 217–262
- RNE (2004): Rat für Nachhaltige Entwicklung: Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Texte, Nr. 4, Oktober 2004
- Rüggeberg, T. (2004): Das deutsche COORETC-Konzept: Wege zum emissionsfreien Kraftwerk auf Basis Kohle und Gas. In: *energy*, 3/2004, Zeitschrift der Energieverwertungsgesellschaft Österreich, Wien
- Rubin, S.; Yeh, S.; Hounshell, D. (2004): Experience curves for power emission control technologies. *Int. J. Energy Technology and Policy*, Vol. 2, Nos. 1/2
- Rubin, E.; Antes M.; Yeh, S.; Berkenpas M. (2006): Estimating the future trends in the cost of CO₂ capture technologies. Technical Study, Report Number: 2006/6, IEA Greenhouse Gas R&D Programme 2006
- RuhrGas (2005): E.ON Ruhrgas: Heruntergeladen unter www.ruhrGas.de
- RWE Rheinbraun/Vattenfall Europe (2003): Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge
- Santos, S.; Davison, J. (2006): Review of CO₂ Capture Technology Roadmap for Power Generation Industry. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 18th January 2006, Cheltenham, UK
- Schlattmann, C. (2006): Anforderungen an den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland, Masterarbeit Fern-Universität Hagen
- Schmidt, M.; Häuslein, A. (Hrsg.) (1997): Ökobilanzierung mit Computerunterstützung. Produktbilanzen und betriebliche Bilanzen mit dem Programm Umberto. Berlin: Springer. ISBN 3-89518-163-3
- Schüwer, D. (1997): Abgrenzung der Einsatzmöglichkeiten von Brennstoffzellen mit protonenleitender Membran im stationären Einsatz. Studienarbeit am Lehrstuhl für Nukleare und Neue Energiesysteme der Ruhr-Universität-Bochum, August 1997
- Sekar, R.; Parsons, J.E.; Herzog, H.J.; Jacoby, H.D. (2005): Future Carbon Regulations and Current Investment in Alternative Coal-Fired Power Plant Designs. MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change. Report No. 129
- SPD Bundestagsfraktion (2003): Energiepolitische Agenda 2010. Innovativ, sicher und nachhaltig. Beschluss der SPD-Bundestagsfraktion von 16.10.03. Berlin. Verfügbar unter http://www.spdfraktion.de/cnt/rs/rs_dok/0,31922,00.html
- Smetacek, V. (2004): 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
- SRU – Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (2000): Umweltgutachten 2000, Berlin
- SRU – Rat der Sachverständigen für Umweltfragen (2004): Umweltgutachten 2004: Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern, Berlin, Mai 2004
- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2000): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 1999. Essen und Köln
- Statoil (2004): Carbon dioxide storage prized. Pressemeldung, 18.12.2000, aktualisiert 26.01.2004: <http://www.statoil.com/STATOILCOM\SVG00990.nsf/UNID/01A5A730136900A3412569B90069E947?opendocument>, sowie weitere Meldungen und Jahresberichte von Statoil
- SteinkohlePortal.de (2006): Grubengas: Energiequelle mit eingebautem Klimaschutz. www.steinkohle-portal.de/content.php?id=276&lang=de (17.02.2006)
- TAB (2006): Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages: Informationen zur Vergabe von Gutachten im Rahmen des Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Berlin
- Thackeray, F. (2000): Fischer-Tropsch Gas-to-Liquids, Prospects and Implications, SMI Publ. Ltd. London

- Tol, R.S.J.: Europe's long-term climate target: A critical evaluation. *Energy Policy*, in press
- Transpetrol GmbH (2005): persönliche Mitteilung
- Thyssen-Nordseewerke (2005): Gastanker <http://www.thyssen-nordseewerke.de/d/prod/gastanker.html> (24.10.2005)
- Umweltbundesamt – UBA (1995): Ökobilanz für Getränkeverpackungen. UBA-Texte 52/95. Berlin
- Umweltbundesamt – UBA (1999): Bewertung in Ökobilanzen. UBA-Texte 92/99. Berlin
- Umweltbundesamt – UBA (2003): Emissionsfaktoren für CO₂ in Deutschland. Berlin
- Umweltbundesamt – UBA (2006): Potenzial und Anforderungen an die technische CO₂-Abscheidung und Speicherung – Welchen Beitrag könnte die CO₂-Abscheidung und Speicherung auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Energiesystem leisten? Positionspapier des Umweltbundesamtes. Dessau. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3074.pdf> (26.09.2006)
- Umweltbundesamt – UBA (2006a) (Hrsg.): In: Radgen, P.; Cremer, C.; Warkentin, S.; Gerling, P.; May, F.; Knopf, S.: Bewertung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Deponierung, Abschlussbericht, Dessau
- Umweltbundesamt – UBA (2006b) (Hrsg.): In: Ramesohl, S.; Fishedick, M.; Pehnt, M.; Nitsch, J.; Viebahn, P.; Knörr W. u.a.: Entwicklung einer Gesamtstrategie zur Einführung alternativer Kraftstoffe. WI Wuppertal, IFEU Heidelberg, DLR Stuttgart. Studie im Auftrag des UBA (FKZ 203 45 118), Berlin, März 2006. Unveröffentlicht
- Ullmann's (2002): Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, Gas treatment, Article online posting: http://www.mrw.interscience.wiley.com/ueic/articles/a12_169/sect5-fs.html
- Umweltinstitut München e.V. (2004): Gentechnik-Bäume gegen den Klimakollaps?, www.umweltinstitut.org/frames/gen/gentechwald.htm
- Union (2002): CDU und CSU in einem gemeinsamen Papier: Lebenswerte Umwelt und gesunde Ernährung – für uns und unsere Kinder. Berlin
- Vagnetti, R. (2005): Life-Cycle Analysis of Greenhouse Gas Emissions for Hydrogen Fuel Production in the United States from LNG and Coal. DOE/NETL-2006/1227, www.netl.doe.gov/technologies/hydrogen_clean_fuels/r>refshelf/pubs/H2_from_Coal_LNG_Final.pdf
- VGB-PowerTech (2002): Abscheidung und Speicherung von CO₂ aus Kraftwerken – eine Literaturstudie. Sachstandsbericht der VGB-Projektgruppe „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“, Essen, August 2002
- VGB PowerTech e.V. (2004): CO₂ Capture and Storage – VGB Report on the State of the Art. Essen, 2004
- Viebahn, P. (2004): SOKRATES-Projekt, AP 2.2 Technologievergleich: Ökobilanzen von SEGS-, FRESNEL- und DSG-Kollektoren. Stuttgart
- von Weizsäcker, C.C. (2004): Was kommt nach „Kyoto“? Konturen eines zukünftigen „echten“ Klima-Abkommens. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Heft 12, Dezember 2004
- VTG Aktiengesellschaft (2004): 62 m3 – Druckgas-Kesselwagen, 2. Ausgabe vom 25.04.2004, VTG AG, Hamburg
- VTG Aktiengesellschaft (2005): Block Train, <http://www.vtg-rail.de/> zuletzt aufgerufen am 30.08.2005
- WBGU (2003): (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen): Welt im Wandel. Energiewende zur Nachhaltigkeit. Hauptgutachten. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag. ISBN 3-540-40160-1. www.wbgu.de/wbgu_jg2003.html
- WBGU (2006): Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Die Zukunft der Meere – zu warm, zu hoch, zu sauer. WBGU. Berlin
- WEC (2000): World Energy Council, UNDP: World Energy Assessment: energy and the challenge of sustainability. UNDP
- Williams, R. H. (2002): Decarbonized fossil energy carriers and their energy technology competitors. In: IPCC 2002
- Williams, R. H. (2003): Progress in IOR Technology, Economics Deemed Critical to Staving Off World's Oil Production Peak. *Oil & Gas Journal*, Nr. 101/30, 04.08.2003, S. 18–25

- 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
- Wilson, E.; Keith, D.; Wilson, M. (2004): Considerations for a Regulatory Framework for Large-Scale Geological Sequestration of Carbon Dioxide: a North American Perspective. In: E.S. Rubin; D.W. Keith; C.F. Gilbo (Hrsg.): *Proceedings of 7th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies. Volume 1: Peer-reviewed Papers and Plenary Presentations*. Cheltenham, UK: IEA Greenhouse Gas Programme.
- Wolf-Gladrow, D.; Riebesell, U.; Burkhardt, S.; Bijma, J. (1999): Direct effects of CO₂ concentration on growth and isotopic composition of marine plankton. *Tellus*, Bd. 51B, 1999, S. 461–476.
- Wolf-Gladrow, D. (2004): 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
- WI, MPI (2004): Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie und Max-Planck-Institut für Chemie: Treibhausgasemissionen des russischen Erdgas-Exportpipeline-Systems. Ergebnisse und Hochrechnungen empirischer Untersuchungen in Russland. Projekt im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. Wuppertal, Mainz. <http://www.wupperinst.org/download/1203-report-de.pdf> (26.09.2006)
- WI (2006): Wuppertal Institut für Klima Umwelt Energie: UN Workshop on Carbon Capture and Storage as a CDM Project Activity. In: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (Hrsg.): JIKO Info 3/06, S. 1–3
- WWF (2004): World Wide Fund Position Paper: Carbon Capture and Storage from Fossil Fuels. www.wwf.de
- WWF (2005): Präsentation von R. Günther, WWF: BMU-Fachgespräch „Vergleichende Analyse von Maßnahmen zur CO₂-Minderung bei modernen Kraftwerkstechnologien und der Nutzung regenerativer Energien im Kontext einer klimaverträglichen Energieversorgung“. 31.03.2005, Berlin
- Yamada, Y.; Ikeda, T. (1999): Acute toxicity of lowered pH to some oceanic zooplankton. *Plankton Biol. Ecol.* 46, 62–67
- ZSW (1996): ZSW-Studie: „CO₂-Rückhaltesysteme für Fahrzeuge“, Industrieauftrag

Weitere, nicht direkt zitierte Literatur

- Enquete-Kommission (2002): Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages. Berlin
- 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; Smith, A.: IEA Greenhouse Gas R&D Programme Report, Carbon Dioxide Capture from Power Stations
- RWE Rheinbraun; Vattenfall Europe (2003): Argumentationspapier zur Entwicklung der Kohlenkraftwerkstechnik unter Berücksichtigung der Klimavorsorge