



Wuppertal Institut
für Klima, Umwelt, Energie
GmbH



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

RECCS

**Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich
regenerativer Energietechnologien (RE)
mit Carbon Capture and Storage (CCS)**

Langtitel:

„Ökologische Einordnung und strukturell-ökonomischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit anderen Optionen zum Klimaschutz, speziell der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Primärenergien“

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

Wuppertal, Stuttgart, Potsdam

28. Februar 2007

Ansprechpartner

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

Bearbeitung von:

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

Dr.-Ing. Manfred Fishedick (Projektkoordinator)

Dipl. Umweltwiss. Andrea Esken

Soz.-Wiss. Andreas Pastowski

Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer

Dipl. Biol. MSc. Umwelttechnik Nikolaus Supersberger

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

Dr. Joachim Nitsch

Dr. Peter Viebahn

Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW):

Dr. Andreas Bandi

Dr. Ulrich Zuberbühler

Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK):

Dr. Ottmar Edenhofer

Gliederungsübersicht

Zusammenfassende Thesen

Zusammenfassung

I. Einführung und Hintergründe

1. Ausgangssituation und Zielsetzung der Untersuchung
2. Terminologie
3. Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und Speicherung

II. Technologien und relevante Prozessketten

4. Übersicht über die CCS-Prozesskette
5. Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung und Wasserstoffbereitstellung
6. CO₂-Transport
7. CO₂-Speicherung
8. Zentrale Aspekte der CO₂-Transportinfrastruktur

III. Vergleichende Analyse und Bewertung

9. Kriterien für eine vergleichend Bewertung von CCS
10. Ökobilanzen (LCA-Analyse) für ausgewählte CCS-Prozessketten
11. Sonstige Ökologische Faktoren
12. Entwicklung von Strom- und Wasserstoffgestehungskosten bei Anwendung von CCS
13. Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien

IV. Systemanalytische Einordnung aus nationaler Sicht

14. Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von Szenarien

V. Globale Aspekte

15. Anforderung für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

Literatur

Anhang

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSEnde THESEN	I
ZUSAMMENFASSUNG	1
HINTERGRUND UND EINFÜHRUNG	1
TREIBENDE KRÄFTE UND HALTUNG RELEVANTER GRUPPEN ZUR CO ₂ -ABTRENNUNG UND - SPEICHERUNG	2
VERFAHREN DER CO ₂ -ABTRENNUNG.....	4
VERFAHREN FÜR DEN CO ₂ -TRANSPORT	7
VERFAHREN UND POTENZIALE DER CO ₂ -SPEICHERUNG.....	9
KRITERIEN FÜR EINE SYSTEMATISCHE BEWERTUNG DER CO ₂ -ABTRENNUNG UND SPEICHERUNG	12
VERGLEICHENDE ÖKOBILANZEN.....	12
WEITERE ÖKOLOGISCHE BEWERTUNGSFAKTOREN VON CCS	16
ÖKONOMISCHER VERGLEICH VON CCS UND REGENERATIVEN ENERGIETECHNOLOGIEN.....	17
DIE ROLLE VON CCS IM DEUTSCHEN ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEM	19
ANFORDERUNG FÜR DIE ERFOLGREICHE INTERNATIONALE UMSETZUNG VON CCS	23
1 AUSGANGSSITUATION UND ZIELSETZUNG DER UNTERSUCHUNG	27
2 TERMINOLOGIE	31
3 TREIBENDE KRÄFTE UND HALTUNG RELEVANTER GRUPPEN ZUR CO₂-ABTRENNUNG UND SPEICHERUNG	33
3.1 NICHT-REGIERUNGSORGANISATIONEN INTERNATIONAL UND IN DEUTSCHLAND	36
3.2 POLITISCHE PARTEIEN	38
3.3 MINISTERIEN UND SACHVERSTÄNDIGENRÄTE	39
3.3.1 <i>BMWi</i>	39
3.3.2 <i>BMU und Umweltbundesamt (UBA)</i>	39
3.3.3 <i>Rat für nachhaltige Entwicklung der Bundesregierung</i>	40
3.3.4 <i>WBGU</i>	40
3.3.5 <i>Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU)</i>	41
3.3.6 <i>Büro für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages (TAB)</i>	41
3.4 INDUSTRIEVERBÄNDE UND UNTERNEHMEN	42
4 ÜBERSICHT ÜBER DIE CCS-PROZESSKETTE	43
5 VERFAHREN DER CO₂-ABTRENNUNG BEI DER STROMERZEUGUNG UND WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG	47
5.1 ENTWICKLUNGSSTAND VON KRAFTWERKSKONZEPTEN MIT CO ₂ -ABTRENNUNG.....	47
5.1.1 <i>Kurz- bis mittelfristige Optionen</i>	48
5.1.1.1 CO ₂ -Abtrennung <i>nach</i> der Verbrennung (Rauchgas-Dekarbonisierung / Post Combustion)	48
5.1.1.2 CO ₂ -Abtrennung <i>vor</i> der Verbrennung (Brenngas-Dekarbonisierung / Pre Combustion).....	50
5.1.1.3 Oxyfuel-Verfahren (Sauerstofflösung).....	54
5.1.1.4 Fazit zu den CO ₂ -Abtrenntechnologien (kurz- bis mittelfristige Optionen)	55
5.1.2 <i>Langfristige Optionen</i>	58
5.1.2.1 CO ₂ -Abtrennung mit Brennstoffzellen	58
5.1.2.2 Das AZEP Konzept.....	59
5.1.2.3 Chemical Looping Combustion (CLC) Prozess.....	60
5.1.2.4 Neue hocheffiziente Kraftwerkskonzepte.....	61

5.1.3	<i>Möglichkeiten und Grenzen der Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung am Kraftwerk</i>	62
5.2	KONZEPTE FÜR EINEN EINSTIEG IN DIE GROßTECHNISCHE BEREITSTELLUNG VON H ₂	64
5.2.1	<i>Großtechnische H₂-Herstellung heute (Dampfreformierung von Erdgas)</i>	64
5.2.2	<i>Möglichkeiten und Aufwand zur CO₂ Abtrennung (bei der H₂-Erzeugung)</i>	64
5.2.3	<i>Wasserstoffherstellung aus der Feststoffvergasung</i>	65
5.2.4	<i>CO₂freie Konzepte zur H₂ Erzeugung</i>	66
5.3	LERNKURVEN UND MÖGLICHE KOSTENDEGRESSIONEN	66
5.4	RELEVANTE TECHNOLOGIEN FÜR DEUTSCHLAND	68
6	CO₂-TRANSPORT	71
6.1	TRANSPORT-PHASENZUSTAND UND ENERGIEAUFWAND FÜR VERDICHTUNG UND TRANSPORT	71
6.2	TRANSPORTOPTIONEN	74
6.2.1	<i>Pipelinetransport</i>	74
6.2.2	<i>Transport per Schiff</i>	77
6.2.3	<i>Transport per Bahn und LKW</i>	78
6.3	TRANSPORTKOSTEN	79
7	CO₂-SPEICHERUNG	87
7.1	ÜBERSICHT DER VERFAHREN	87
7.2	RELEVANTE SPEICHEROPTIONEN UND DEREN POTENZIALE	90
7.3	BEWERTUNG DER SPEICHEROPTIONEN IN DEUTSCHLAND	98
8	ZENTRALE ASPEKTE DER CO₂-TRANSPORTINFRASTRUKTUR	105
8.1	WECHSELBEZIEHUNG ZWISCHEN ENERGIEVERBRAUCH UND GÜTERVERKEHR	107
8.2	DETERMINANTEN ZUSÄTZLICHER GÜTERTRANSPORTE BEI CCS	108
8.3	TECHNISCHE BEDINGUNGEN DES TRANSPORTES UND MASSENLEISTUNGSFÄHIGKEIT	110
8.4	NETZBILDUNGSFÄHIGKEIT DER VERKEHRSTRÄGER	113
8.5	FOLGERUNGEN	117
8.6	TRANSPORT-FALLBEISPIEL FÜR EIN 700 MW-STEINKOHLEKRAFTWERK	121
9	KRITERIEN FÜR EINE VERGLEICHENDE BEWERTUNG VON CCS	123
10	ÖKOBILANZEN (LIFE CYCLE ASSESSMENT) FÜR AUSGEWÄHLTE CCS-PROZESSKETTEN	127
10.1	METHODISCHE VORGEHENSWEISE	127
10.1.1	<i>Ziele der Ökobilanz</i>	127
10.1.2	<i>Methodik der Stoffstromnetze</i>	128
10.1.3	<i>Rahmen und Annahmen zur Durchführung der Ökobilanz</i>	130
10.1.3.1	<i>Gegenstand der Modellierung</i>	130
10.1.3.2	<i>Funktionelle Einheit</i>	132
10.1.3.3	<i>Bezugsraum und -zeitraum</i>	133
10.1.3.4	<i>Bilanzierungsumfang und -tiefe</i>	133
10.1.3.5	<i>Wirkungskategorien und Bilanzparameter</i>	133
10.1.3.6	<i>Normierung</i>	134
10.1.4	<i>Datenherkunft und -qualität</i>	134
10.2	EXKURS RECHENMETHODIK – ABGESCHIEDENE VS. VERMIEDENE MENGEN AN CO ₂	136
10.3	ANLAGEN UND VERFAHREN ZUR KONVENTIONELLEN STROMERZEUGUNG MIT CCS	137
10.3.1	<i>Referenzkraftwerke</i>	137
10.3.2	<i>Vorketten</i>	139
10.3.3	<i>CO₂-Abscheidungsverfahren</i>	140
10.3.3.1	<i>CO₂-Abtrennung nach der Verbrennung</i>	140

10.3.3.2	CO ₂ -Abtrennung vor der Verbrennung	142
10.3.3.3	Oxyfuel-Verfahren	143
10.3.4	CO ₂ -Verflüssigung	144
10.3.5	Transport des CO ₂	144
10.3.6	CO ₂ -Speicherung	145
10.4	ANLAGEN ZUR STROMERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN	146
10.5	EINZELANALYSEN STROMERZEUGUNGSSYSTEME	147
10.5.1	Konventionelle Kraftwerke	147
10.5.2	Regenerative Kraftwerke	148
10.6	VERGLEICH DER STROMERZEUGUNGSSYSTEME	149
10.6.1	Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand	149
10.6.2	Weitere Wirkungskategorien	153
10.7	SENSITIVITÄTSANALYSEN DER STROMERZEUGUNGSSYSTEME	156
10.7.1	Sensitivitätsanalyse 1: Variation der Leckagerate	157
10.7.2	Sensitivitätsanalyse 2: Variation des Abscheidegrades (bei variablen Aufwendungen)	161
10.7.3	Sensitivitätsanalyse 3: Variation des Abscheidegrades (bei fixen Aufwendungen)	163
10.7.4	Sensitivitätsanalyse 4: Variation der Methan-Emissionen bei der Steinkohleförderung	164
10.8	SCHLUSSFOLGERUNGEN STROMERZEUGUNG	166
10.9	ANLAGEN UND VERFAHREN ZUR KONVENTIONELLEN WASSERSTOFFERZEUGUNG MIT CCS	168
10.9.1	Referenzanlagen	168
10.9.2	Vorketten	170
10.9.3	CO ₂ -Abscheidung	170
10.9.3.1	Kohlevergasung	170
10.9.3.2	Erdgas-Dampfreformierung	171
10.9.4	CO ₂ -Verflüssigung	173
10.9.5	Transportszenarien CO ₂	173
10.9.6	CO ₂ -Speicherung	174
10.10	ANLAGEN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIETRÄGERN	174
10.10.1	Referenzanlagen	174
10.10.2	Vorketten	175
10.11	EINZELANALYSEN WASSERSTOFFERZEUGUNGSSYSTEME	175
10.11.1	Konventionelle Anlagen	175
10.11.1.1	Kohlevergasung	175
10.11.1.2	Erdgas-Dampfreformierung	176
10.11.2	Regenerative Anlagen	178
10.12	VERGLEICH DER WASSERSTOFFERZEUGUNGSSYSTEME	178
10.12.1	Treibhausgase und Kumulierter Energieaufwand	178
10.12.2	Weitere Wirkungskategorien	179
10.13	SCHLUSSFOLGERUNGEN WASSERSTOFFERZEUGUNG	180
11	WEITERE ÖKOLOGISCHE BEWERTUNGSFAKTOREN FÜR CCS	181
11.1	ABSCHEIDUNG VON CO ₂	181
11.2	TRANSPORT VON CO ₂	181
11.3	SPEICHERUNG VON CO ₂	183
11.4	ZUSAMMENFASSENDE VERGLEICHENDE DARSTELLUNG	187
12	ENTWICKLUNG VON STROM- UND WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN BEI ANWENDUNG VON CCS	195
12.1	ZUKÜNFTIGE STROMGESTEHUNGSKOSTEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG TECHNOLOGISCHER ENTWICKLUNGEN, BRENNSTOFFPREISSTEIGERUNGEN UND REDUKTIONSKOSTEN VON TREIBHAUSGASEN AUF DER BASIS DES EMISSIONSHANDELS	195

12.1.1	<i>Entwicklung von Brennstoffpreisen und der Preise für CO₂-Emissions- zertifikate</i>	195
12.1.2	<i>Eckdaten der Kostenbestimmung und Stromkosten im Jahr 2020</i>	198
12.1.3	<i>Stromgestehungskosten bei veränderten Technologieparametern und Brennstoffpreisen</i>	204
12.1.4	<i>Berücksichtigung des Transports und der Speicherung von CO₂.</i>	208
12.1.5	<i>Kostenvergleich mit Anlagen auf der Basis erneuerbarer Energien</i>	210
12.2	KOSTEN DER WASSERSTOFFBEREITSTELLUNG AUS FOSSILEN QUELLEN MIT RÜCKHALTUNG VON CO₂	212
12.2.1	<i>Wasserstoffherstellung mit CO₂ – Abtrennung</i>	212
12.2.2	<i>Kosten einschließlich Transport und Endlagerung</i>	218
12.2.3	<i>Vergleich mit Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen</i>	219
13	SONSTIGE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE KRITERIEN	223
13.1	GESELLSCHAFTLICHE AKZEPTANZ	223
13.2	ÜBERTRAGBARKEIT VON TECHNOLOGIEN AUF ENTWICKLUNGSLÄNDER	223
13.3	TECHNOLOGIEFÜHRERSCHAFT UND EXPORTCHANCEN	224
13.4	IMPORTABHÄNGIGKEIT	225
13.5	SICHERHEITSPOLITISCHE IMPLIKATIONEN	226
13.6	ANFÄLLIGKEIT UND KOMPLEXITÄT DES ANLAGENVERBUNDES	227
13.7	NUTZUNGSKONFLIKTE	228
14	SYSTEMANALYTISCHE BEWERTUNG VON CCS IM RAHMEN VON SZENARIEN	231
14.1	UMFELD FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE RELEVANZ VON CCS	231
14.1.1	<i>Generelle Einflussgrößen für CCS</i>	231
14.1.2	<i>Einflussgröße: Nachrüstung von Kraftwerken</i>	234
14.1.3	<i>Kompatibilität von CCS mit anderen Klimaschutzelementen</i>	238
14.2	CCS IN AUSGEWÄHLTEN NATIONALEN KLIMASCHUTZSZENARIEN	239
14.3	STRATEGISCHE BEDEUTUNG VON CCS AUF DER BASIS VON SZENARIOANALYSEN	242
14.3.1	<i>Storylines für politikrelevante CCS-Szenarien</i>	242
14.3.2	<i>Definition und Eckdaten der Szenarien</i>	244
14.3.3	<i>Die mögliche Entwicklung von CCS-Technologien im Stromsektor</i>	249
14.3.4	<i>Möglichkeiten der Bereitstellung von CCS-Wasserstoff in den Szenarien</i>	255
14.4	GESAMTBILANZ DER SZENARIENANALYSE	257
15	ANFORDERUNGEN FÜR DIE ERFOLGREICHE INTERNATIONALE UMSETZUNG VON CCS	267
15.1	DIE BEDEUTUNG VON CCS ALS KLIMASCHUTZOPTION	267
15.2	CCS IN EINEM PORTFOLIO VON KLIMASCHUTZSTRATEGIEN: ANALYSE VON UNSICHERHEITSAKTOREN	270
15.2.1	<i>Die Kostensenkungspotenziale von CCS und Regenerativen Energien sowie die Diskontrate</i>	271
15.2.2	<i>Die Kosten der Exploration und Extraktion von fossilen Energieträgern</i>	275
15.2.3	<i>Der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie</i>	279
15.3	ANFORDERUNGEN AN EINEN INSTITUTIONELLEN RAHMEN FÜR CCS	281
15.3.1	<i>Die Basis eines institutionellen Rahmens: „Cap and trade“ versus Technologieprotokoll</i>	282
15.3.2	<i>Identifizierung kritischer rechtlicher Aspekte</i>	283
15.3.3	<i>Relevante ordnungsrechtliche Vorschriften in ausgewählten Staaten und der EU</i>	285
15.3.4	<i>CCS im Rahmen des Kyoto-Protokolls</i>	287
15.3.5	<i>Carbon Sequestration Bonds: Ein Vorschlag für die Regulierung der Verantwortung für CO₂-Speicherung</i>	288
15.3.6	<i>Die Rolle von Pilotprojekten: Ausgleich von Marktverzerrungen</i>	291
15.3.7	<i>CCS in der Kyoto-Architektur nach 2012: Eine mögliche Strategie für die EU</i>	292

16	LITERATURVERZEICHNIS	295
17	ANHANG	A-1
17.1	ALLGEMEINER TEIL	A-3
	<i>A1 Stoffeigenschaften von CO₂</i>	A-3
	<i>A2 CO₂-Trennverfahren</i>	A-4
17.2	SPEZIELLER TEIL	A-12
	<i>zu Kap.7: CCS-Projekte in der weltweiten Übersicht</i>	A-12
	<i>zu Kap.8: Leitfragen für die Planung einer CO₂-Transportinfrastruktur</i>	A-31
	<i>zu Kap.9: Kriterien für eine vergleichende Bewertung</i>	A-33
	<i>zu Kap.14: Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen von Szenarien</i>	A-38

Tabellen

Tab. 2-1	Deutschsprachige Begriffe zum Thema „CO ₂ -Sequestrierung“	31
Tab. 2-2	Englischsprachige Begriffe zum Thema „CO ₂ -Sequestrierung“	32
Tab. 5-1	Entwicklungsstand der CO ₂ -Abscheideverfahren	57
Tab. 5-2	Lernraten von Kapital und Betriebskosten von Kraftwerkstechnologie nach (Rubin et al. 2006)	67
Tab. 6-1	Kosten für Zwischenspeicher (Stahltank und Untergrundspeicher)	80
Tab. 6-2	Transportkosten verschiedener „Kostenfenster“, nach (ECOFYS 2004)	81
Tab. 6-3	Kosten für CO ₂ -Trennung, -Transport und -Speicherung in EUR pro Tonne (GESTCO 2004)	82
Tab. 7-1	Globale CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten (Zum Vergleich: die CO ₂ -Emissionsrate weltweit lag 2005 bei 27,3 Gt** Tendenz steigend)	91
Tab. 7-2	Übersicht über die Einschätzung globaler CO ₂ -Speicherpotenziale	94
Tab. 7-3	Gesamteuropäische CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten	95
Tab. 7-4	CO ₂ -Speicherungsoptionen und Kapazitäten in Deutschland	96
Tab. 7-5	Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien	99
Tab. 8-1	Für den Transportaufwand bei CCS relevante Faktoren	108
Tab. 8-2	Durch CCS zusätzlich induziertes jährliches Transportaufkommen bei der Strom- bzw. Wasserstoffproduktion (Abscheidegrad: 88 % bzw. 99,5 % bei Oxyfuel und 71 % bei Erdgasreformierung)	109
Tab. 8-3	Transportkapazitäten verschiedener Verkehrsträger	112
Tab. 8-4	Abschätzung der für CCS erforderlichen jährlichen beladenen Fahrzeugbewegungen bei einem 800 MW IGCC-Steinkohlekraftwerk	121

Tab. 10-1: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung _____	131
Tab. 10-2: Ausgewählte Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung _____	132
Tab. 10-3: In dieser Studie berücksichtigte Wirkungskategorien und Bilanzparameter _____	134
Tab. 10-4: Datenherkunft der betrachteten Prozesse _____	135
Tab. 10-5: Grunddaten der fossilen Referenzkraftwerke sowie ihrer Kombination mit CO ₂ - Rückhaltung _____	137
Tab. 10-6: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Referenzkraftwerke _____	138
Tab. 10-7: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten _____	139
Tab. 10-8: Modellierter Restnutzungsgrade des Dampfturbinenprozesses _____	141
Tab. 10-9: Annahmen für Verbräuche und Emissionen bei der Modellierung des MEA- Abscheideprozesses _____	142
Tab. 10-10: Transportszenarien _____	144
Tab. 10-11: Fernleitungs-Module in der ecoinvent-Datenbank (ecoinvent 2005) _____	145
Tab. 10-12: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien _____	146
Tab. 10-13: Sensitivitätsanalysen (Stromerzeugung) _____	157
Tab. 10-14: Methan-Emissionen der verwendeten Primärenergie-Vorketten _____	165
Tab. 10-15: Grunddaten der Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern sowie ihrer Kombination mit CO ₂ -Rückhaltung _____	168
Tab. 10-16: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus fossilen Energieträgern _____	169
Tab. 10-17: Quellen der Ökobilanzmodule der fossilen Vorketten _____	170
Tab. 10-18: Transportszenarien Wasserstoff-Technologien _____	173
Tab. 10-19: Quellen der Ökobilanzmodule zur Bereitstellung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energieträgern _____	174
Tab. 10-20: Referenzkraftwerke Erneuerbare Energien _____	175
Tab. 11-1. Sicherheitsaspekte und Kosten für CO ₂ -Transport _____	182
Tab. 11-2. Gesamtbewertung verschiedener Klimaschutzoptionen. Bewertungskriterium Ökologische Folgewirkungen _____	188
Tab. 12-1 Brennstoffpreise für Kraftwerke in zwei Preispfade (EWI 2005 und DLR 2005) ohne und mit CO ₂ -Aufschlag in €-ct ₂₀₀₀ /kWh _{th} und in € ₂₀₀₀ /GJ. _____	198
Tab. 12-2 Eckdaten für die Berechnung der Stromkosten fossiler Kraftwerke _____	199

Tab. 12-3	Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (ohne Rückhaltung und Endlagerung von CO ₂); alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000)	200
Tab. 12-4	Kenndaten fossiler Kraftwerke im Jahr 2020 und deren Stromkosten auf der Basis gleicher Eckdaten (mit Rückhaltung, ohne Transport und Endlagerung von CO ₂ ; alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000))	202
Tab. 12-5	Differenz der Kenndaten von Kraftwerken mit und ohne CO ₂ -Rückhaltung (ohne Transport und Endlagerung des CO ₂), alle Kosten in € bzw. €-ct (Geldwert 2000).	203
Tab. 12-6	Vergleich von „marktfähigen“ CCS-Kraftwerken (2020) mit „ausgereiften“ CCS-Kraftwerken (2040) und ihrer Referenzkraftwerke ohne CCS.	205
Tab. 12-7	Stromgestehungskosten (€-ct ₂₀₀₀ /kWh _{el}) von neuen CCS-Kraftwerken einschließlich Transport und Speicherung zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme für drei Preisszenarien und resultierende Mehrkosten gegenüber dem gleichen Kraftwerkstyp ohne CO ₂ -Rückhaltung	209
Tab. 12-8	CO ₂ -Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (einschließlich Transport und Speicherung) in € ₂₀₀₀ /t CO ₂ für verschiedene Brennstoffpreisszenarien und Inbetriebnahmezeitpunkte	210
Tab. 12-9	Verlauf der Stromkosten jeweiliger EE-Neuanlagen entsprechend des Szenarios NaturschutzPlus -neu [BMU 2005] mit vergleichbaren ökonomischen Eckdaten (Zinssatz 10 % , Nutzungsdauer 20-25 Jahre)	211
Tab. 12-10	Eckdaten für die Berechnung der Wasserstoffgestehungskosten aus fossilen Quellen	213
Tab. 12-11	Eckdaten für die Stromerzeugung	214
Tab. 12-12	Kenndaten von Wasserstoffherstellungsanlagen auf fossiler Basis im Jahr 2020 und deren Gestehungskosten auf der Basis der DLR-Eckdaten (mit Rückhaltung von CO ₂ , ohne Transport und Endlagerung); Bezugswert ist der obere Heizwert (HHV = 3,55 kWh/Nm ³)	216
Tab. 12-13	Differenz der Kenndaten von Wasserstoffherstellungsanlagen mit und ohne CO ₂ -Rückhaltung (ohne Transport und Endlagerung des CO ₂)	216
Tab. 12-14	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen ohne CO ₂ -Rückhaltung	217
Tab. 12-15	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen mit CO ₂ -Rückhaltung, ohne Transport und Endlagerung	218
Tab. 12-16	Wasserstoffkosten der Referenzanlagen (Inbetriebnahme 2020) als Funktion der Brennstoffpreisentwicklung; Anlagen mit CO ₂ -Rückhaltung, mit Transport und Endlagerung	219
Tab. 14-1	Demografische und Ökonomische Eckdaten der Szenarien.	245

Tab. 14-2 Primär- und Endenergieverbrauch sowie Bruttostromerzeugung der drei Szenarien nach Energiequellen _____	247
Tab. 14-3 Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Stromerzeugung in den Szenarien CCSMAX und BRIDGE im Jahr 2050 _____	255
Tab. 14-4 Kenndaten des Einsatzes von CCS bei der Wasserstoffbereitstellung in den Szenarien CCSMAX, und BRIDGE für die Jahre 2030, 2040 und 2050. _____	256
Tab. 14-5 CO ₂ -Emissionen in den Szenarien mit und ohne CCS –Technologien, abzuscheidende CO ₂ -Mengen und resultierender Mehrbedarf an Primärenergie. _____	260
Tab. 14-6 Wechselwirkungsmatrix zwischen CCS und anderen relevanten Klimaschutzstrategien (Fokus Stromerzeugung und Kraftstoffbereitstellung sowie Betrachtungsebene Deutschland) _____	263

Abbildungen

Abb. 3-1 Reduktionserfordernisse gegenüber Trend zur Stabilisierung der CO ₂ -Emissionen in den USA (DoE 2003) _____	33
Abb. 3-2 Treiber von CO ₂ -Abtrennung und -Speicherung weltweit _____	35
Abb. 4-1 Gliederung der verschiedenen Kraftwerkstechnologien nach Technologievarianten und Art der Brennstoffe bzw. Oxidationsmittel _____	44
Abb. 4-2 Gliederung der CO ₂ -Abscheideoptionen mittels physikalischer, chemischer bzw. Membran-Verfahren _____	44
Abb. 4-3 Prozesskette von der CO ₂ -Abtrennung bis zur Deponierung _____	45
Abb. 5-1 Maßnahmen und Ziele der CO ₂ -Minderung im Kraftwerksbereich _____	47
Abb. 5-2 Rauchgasentkarbonisierung mittels Aminwäsche _____	49
Abb. 5-3 Kohlestaubbefeuertes Kraftwerk mit CO ₂ -Wäsche _____	50
Abb. 5-4 IGCC-Kraftwerk mit CO-Shift und CO ₂ -Abtrennung (Rectisol-Wäsche) _____	52
Abb. 5-5 CO- Shift-Anlage zur Umwandlung von CO und H ₂ O in H ₂ und CO ₂ _____	52
Abb. 5-6 NGCC-Kraftwerk mit H ₂ -Abtrennung durch Membran und Nachverbrennung des Retentats _____	53
Abb. 5-7 Physikalische Wäsche _____	54
Abb. 5-8 CO ₂ -Anreicherung mit Membrantechnik _____	54
Abb. 5-9 Das Oxyfuel-Verfahren (Verbrennung in reinem Sauerstoff) _____	55
Abb. 5-10 CO ₂ -Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle und WGS-MR- Nachbrenner _____	58

Abb. 5-11 Der ZECA Prozess (Lackner 2001)	59
Abb. 5-12 Der AZEP Prozess (Göttlicher 2003)	60
Abb. 5-13 Chemical Looping Combustion Process: Prinzip- und Fließbild	61
Abb. 5-14 CO ₂ -Abscheidung in einer SOFC Brennstoffzelle mit Gasturbine und Nachbrenner	62
Abb. 5-15 Wasserstoffherstellung aus Erdgas mittels Dampfreformierung und CO ₂ -Abtrennung (MEA-Wäsche)	65
Abb. 5-16 Vereinfachtes Prozess Fließbild zur Vergasung kohlenstoffhaltiger „Slurries“ für die H ₂ -Herstellung (Ullmann's 2002)	66
Abb. 6-1 Spezifischer direkter und indirekter Energieverbrauch für Herstellung und Transport von Trockeneis (festes CO ₂) bzw. Pipelinetransport von flüssigem und gasförmigem CO ₂	72
Abb. 6-2 Aufteilung der Kosten (ECOFYS 2004:10)	73
Abb. 6-3 Kompressionskosten als Funktion der Kompressorleistung (ECOFYS 2004:10)	73
Abb. 6-4 Kosten- und Kapazitätsbereiche für verschiedene CO ₂ -Transportalternativen (250 km Entfernung)	79
Abb. 6-5 Akkumulierte Kosten für verschiedene Transportszenarien I bis VI	80
Abb. 6-6 Evaluation der Transportkosten von 17 europäischen Fallstudien innerhalb des GESTCO-Projektes	82
Abb. 6-7 Mittlere Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung (GESTCO-Projekt)	83
Abb. 6-8 Verteilung der CCS-Kosten für Trennung, Kompression, Transport und Speicherung (GESTCO-Projekt)	83
Abb. 6-9 Bandbreite der CO ₂ -Transportkosten für eine 250 km lange Onshore- bzw. Offshore-Pipeline als Funktion der Kapazität	84
Abb. 7-1 Verschiedene denkbare Optionen der CO ₂ -Speicherung	89
Abb. 7-2 Vergleich zwischen potentiellen CO ₂ -Senken und heutigen großen Punktquellen in Deutschland nach BGR und Umweltbundesamt-Kraftwerksdatenbank Stand 200598	
Abb. 7-3 Kosten-Potenzial-Kurve für die drei in Deutschland relevanten Speichertechnologien	102
Abb. 8-1 Beispiel für ein mögliches CO ₂ -Transportszenario in Deutschland	106
Abb. 8-2 Elemente des CO ₂ -Transportsystems	107
Abb. 8-3 Eisenbahnnetz in Deutschland	114
Abb. 8-4 Binnenwasserstraßen des Bundes	115

Abb. 8-5 Verkehr auf den Binnenwasserstraßen des Bundes	116
Abb. 8-6 Verbreitung von potenziellen CO ₂ -Speicherformationen	118
Abb. 8-7 CO ₂ -Quellen (Kraftwerke) und Senken (Aquifere und Erdgasspeicher) und vorhandenes Erdgaspipelinennetz in Deutschland	119
Abb. 9-1 Unterschiedliche Entwicklungspfade der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ für die Stromerzeugung (Enquête 2002) – Index WI: Szenarien des Wuppertal Instituts, Index IER: Szenarien des Instituts für Energiewirtschaft der Universität Stuttgart	124
Abb. 9-2 Klimaschutzoptionen und deren zeitliche Verfügbarkeit	125
Abb. 10-1 Modell eines „CO ₂ -freien“ Steinkohlekraftwerks in der Notation von Umberto®	128
Abb. 10-2: Zweite Netzwerkebene mit Subnetz T1 (Modellierung des Kohlekraftwerks inkl. CO ₂ -Abscheidung)	129
Abb. 10-3: Dritte Netzwerkebene mit Subnetz T2 (CO ₂ -Abscheidung)	130
Abb. 10-4: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Stromerzeugung	131
Abb. 10-5: Bilanzierungsschritte der Systemkonfigurationen zur Wasserstoffherzeugung	132
Abb. 10-6: Rechenmethodik hinsichtlich der abgeschiedenen und vermiedenen CO ₂ -Mengen am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks ohne und mit CCS (CC = nur „Carbon Capture“, noch kein Transport und Speicherung). Nutzungsgrad ohne CCS = 49 %, mit CCS = 40 %, Abscheiderate = 88 %	136
Abb. 10-7: Vergleich der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk ohne und mit CCS	148
Abb. 10-8: Vergleich der Anteile von Kraftwerk und Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) an Emissionen und kumulierten Energieverbrauch (THG = Treibhausgas-Emissionen; KEA = Kumulierter Energieaufwand)	149
Abb. 10-9: Vergleich der CO ₂ -Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	150
Abb. 10-10: Vergleich der Treibhausgas-Emissionen der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	151
Abb. 10-11: Vergleich des Kumulierten Energieaufwandes der fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	152
Abb. 10-12: Vergleich der absoluten CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS	153

Abb. 10-13: Vergleich der <i>relativen</i> CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) _____	153
Abb. 10-14: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Steinkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (post-combustion) _____	154
Abb. 10-15: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für das Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (post-combustion) _____	155
Abb. 10-16: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung in <i>relativer</i> Form für die fossilen und erneuerbaren Referenzkraftwerke ohne und mit CCS (normiert auf das Steinkohle-Dampfkraftwerk) _____	156
Abb. 10-17: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 100 Jahre bei einer Leckagerate von 1 %/a _____	158
Abb. 10-18: Speichermenge und Leckage am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über 40.000 Jahre bei einer Leckagerate von 0,01 %/a _____	159
Abb. 10-19: Entwicklung des Speicherinhalts am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks über die ersten 1.000 Jahre bei Leckagerate von 1 %/a bis 0,0001 %/a _____	159
Abb. 10-20: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO ₂ -Leckageraten, dargestellt als mittelfristige (bis 10.000 Jahre in 1000-Jahres-Schritten) und langfristige Emissionen (>10.000 Jahren) _____	161
Abb. 10-21: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO ₂ -Abscheidegraden und variablen Aufwendungen bei der Abscheidung _____	163
Abb. 10-22: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für das Steinkohle-Kraftwerk bei verschiedenen CO ₂ -Abscheidegraden und fixen Aufwendungen bei der Abscheidung _____	164
Abb. 10-23: Vergleich der Treibhausgase insgesamt bei verschiedenen Methan-Emissionen der Steinkohle-Vorkette der fossilen Referenzkraftwerke _____	166
Abb. 10-24: Klassische Dampfreformierung, ergänzt um eine CO ₂ -Abscheidung mittels chemischer Wäsche (MEA-Lösung) (Küppers 2006) _____	172
Abb. 10-25: Vergleich der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Steinkohle-Vergasung mittels IGCC ohne und mit CCS _____	176

Abb. 10-26: Vergleich der CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die Erdgas-Dampfreformierung (ZSW- und DOE-Verfahren) ohne und mit CCS _____	177
Abb. 10-27: Vergleich der <i>absoluten</i> CO ₂ -Emissionen, der Treibhausgase insgesamt und des kumulierten Energieaufwandes (KEA) für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff _____	179
Abb. 10-28: Vergleich der Wirkungskategorien Sommersmog, Versauerung und Eutrophierung für die fossile und erneuerbare Erzeugung von Wasserstoff _____	180
Abb. 11-1. CO ₂ -Injektionsbohrungen und Leckagemöglichkeiten _____	184
Abb. 12-1 Entwicklung des realen (\$ ₂₀₀₀) und nominalen Ölpreises seit 1970; Energiepreispfade (EWI 2005) und (DLR 2005) in realen Preisen bis 2050 und (nachrichtlich) der Preispfad EWI 2006 bis 2030 _____	196
Abb. 12-2 Brennstoffpreise frei Kraftwerk (in € ₂₀₀₀ /GJ) für die Preisszenarien DLR 2005 (durchgezogene Linien) und EWI 2005 (gestrichelte Linien) ohne (links) und mit CO ₂ -Aufschlag (rechts) für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle. _____	197
Abb. 12-3 Stromkosten neuer Kohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO ₂ -Aufschlägen (Kosten für Transport und Speicherung von CO ₂ sind ebenfalls ausgewiesen; Preispfad „DLR 2005“) _____	206
Abb. 12-4 Stromkosten neuer Erdgas-GuD und Steinkohlekraftwerke im jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt in Abhängigkeit technologischer Verbesserungen, Brennstoffpreisen und CO ₂ -Aufschlägen (CCS-Anlagen einschließlich Kosten für Transport und Speicherung von CO ₂ ; Preispfad „DLR 2005“) _____	206
Abb. 12-5 CO ₂ -Vermeidungskosten von CCS-Kraftwerken (ohne Transport und Speicherung von CO ₂) für dem Status 2020 (Referenz auch Status 2040) im Vergleich, (Preispfad „DLR 2005“) _____	208
Abb. 12-6 Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien, konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke und CCS-Kraftwerken. Brennstoffpreise nach DLR 2005 + CO ₂ -Aufschlag und für konventionelle KW zum Vergleich nach EWI 2005. _____	211
Abb. 12-7 Abhängigkeit der Wasserstoff-Gestehungskosten von den Preisen für Erdgas und Kohle (drei Preisvarianten bis 2050) für Anlagen ohne Rückhaltung von CO ₂ _____	218
Abb. 12-8 Kostenkennfeld der Referenzelektrolyse und ungefähre Wasserstoffkosten beim Einsatz von Strom aus Wind (3.500 – 4.500 h/a), solarthermischen Kraftwerken (6.000 – 7.000 h/a; Stromkosten frei Grenze), sowie von Geothermie und Wasserkraft (8.000 h/a) für Zeitpunkte um 2020 bzw. 2040 _____	220

Abb. 12-9 Kostenvergleich der Wasserstoffbereitstellung aus CO ₂ -armen Anlagen auf der Basis von Erdgas und Steinkohle (8.000 h/a) mit elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff aus Wind bzw. aus Wasserkraft (heutige Wasserstoffkosten sind fossile Anlagen ohne CO ₂ -Rückhaltung).	221
Abb. 13-1. Erdgasimporteure Deutschlands	226
Abb. 13-2 Vorzuhaltende Reserveleistung als Funktion identisch großer Einzelblöcke P _i in einem virtuellen Kraftwerkspark mit 100 GW Leistung.	228
Abb. 14-1 Wesentliche Einflussfaktoren für eine zukünftige CO ₂ -Abtrennung und Speicherung (Zeitpunktanalyse für 2050)	232
Abb. 14-2 Verhältnis von möglichen Speicherefordernissen und verfügbaren Potenzialen	233
Abb. 14-3 Resultierende statische Reichweite der Speicherverfügbarkeit für unterschiedliche Speicherszenarien	233
Abb. 14-4 Resultierende Emissionen von bestehenden und geplanten Kraftwerken im Vergleich zu verschiedenen Emissionspfaden (eigene Berechnungen)	237
Abb. 14-5 Entwicklung der Nettostromerzeugung im 40 % CO ₂ -Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)	240
Abb. 14-6 Sektorale Aufteilung der CO ₂ -Reduktion im 40 % CO ₂ -Minderungsszenario mit und ohne CCS des FZ Jülich (FZ Jülich 2006)	241
Abb. 14-7 Primärenergieentwicklung in den drei Szenarien mit Darstellung der Anteile der Primärenergiearten nuklear (NUK), erneuerbar (EE) und fossil.	248
Abb. 14-8 Verlauf der Kraftwerksleistung der bis zum Jahr 2000 in Deutschland errichteten „Altkraftwerke“ differenziert nach (großen) Kondensationskraftwerken, Heizkraftwerken einschließlich dezentraler KWK-Anlagen (< 10 MW) und EE-Anlagen bis zum Jahr 2030.	249
Abb. 14-9 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario CCSMAX, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen, neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS.	251
Abb. 14-10 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario BRIDGE, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen, neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS und mit CCS	252
Abb. 14-11 Entwicklung der installierten Leistung im Szenario NATP, getrennt nach Altkraftwerken, neuen EE-Anlagen und neuen fossilen Kraftwerken ohne CCS	252
Abb. 14-12 Struktur der Bruttostromerzeugung im Vergleich der Szenarien CCSMAX und NATP und Vergleich der anteiligen Stromerzeugung von CCS und EE in allen drei Szenarien	253
Abb. 14-13 Struktur der Bruttostromerzeugung im Szenario BRIDGE	253

Abb. 14-14 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Stromerzeugung in den Szenarien (gestrichelt = ohne CCS-Technologien; bei KWK-Stromerzeugung Gutschrift für Nutzwärmebereitstellung)	254
Abb. 14-15 Primärenergiestrukturen 2000 und 2005 und in den Szenarien für das Jahr 2050 mit Ausweisung der für die Herstellung von CCS-Wasserstoff erforderlichen Steinkohlemenge.	258
Abb. 14-16 Entwicklung der Primärenergiestruktur in den Szenarien CCSMAX und NATP	258
Abb. 14-17 Verlauf der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in den Szenarien CCSMAX, BRIDGE und NATP bis 2050 (gestrichelt = CCSMAX bzw. BRIDGE ohne CCS-Technologien).	259
Abb. 15-1 Kumulierte Menge anthropogener CO ₂ -Emissionen sowie des durch CCS gespeicherten CO ₂ in Abhängigkeit vom Stabilisierungsniveau der atmosphärischen CO ₂ -Konzentration (baseline: ohne Stabilisierungsziel) in verschiedenen Modellen (Edenhofer et al. 2006).	268
Abb. 15-2 Diskontierte volkswirtschaftliche Kosten in % des Weltsozialprodukts unter Berücksichtigung technologischen Fortschritts in verschiedenen Modellen, die technologische Lerneffekte endogen berücksichtigen (Edenhofer et al. 2006).	269
Abb. 15-3 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Lernrate und den anfänglichen Investitionskosten der REG (Eigene Berechnungen).	272
Abb. 15-4 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von Lernrate und floor costs (Eigene Berechnungen).	272
Abb. 15-5 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Leckagerate und der Energy Penalty auf die optimale Menge des zu sequestrierenden CO ₂ (Eigene Berechnungen).	274
Abb. 15-6 Rogner-Kurve: Grenzkosten der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion in stilisierter Form (basierend auf Nordhaus und Boyer 2000).	276
Abb. 15-7 Kosten des Klimaschutzes als prozentualer Verlust vom Weltsozialprodukt in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4) (Eigene Berechnungen).	277
Abb. 15-8 Marginale Kosten (Grenzkosten) der Ressourcenextraktion in Abhängigkeit von der kumulierten Ressourcenextraktion für die im Text beschriebenen Szenarien.	278

- Abb. 15-9 Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit von der Ressourcenbasis (χ_3) und dem Parameter zur Charakterisierung der Kostenentwicklung der Extraktion (χ_4). Farbige Punkte markieren die im Haupttext diskutierten Szenarien. Peak Oil (a) und (b) sowie Tar Sands bezeichnen Peak Oil-Szenarien mit geringfügig unterschiedlicher Parameterwahl. Im Falle von Tar Sands wird der Abbau von Teersanden angenommen (Eigene Berechnungen). _____ 278
- Abb. 15-10_ Optimale kumulierte Menge an sequestriertem Kohlenstoff zwischen 2000 und 2100 in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie (Eigene Berechnungen). _____ 280
- Abb. 15-11_ Diskontierte Konsumverluste in %, die durch die Kosten des Klimaschutzes entstehen, in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Verfügbarkeit dieser Technologie (Eigene Berechnungen). _____ 281
- Abb. 15-12_ CO₂-Emissionspfade bei unterschiedlichen Zeitpunkten der Verfügbarkeit von CCS (Eigene Berechnungen). _____ 281

Zusammenfassende Thesen

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung

- Der Klimaschutz stellt für die Fortentwicklung der CO₂-Abtrennung und Speicherung den wichtigsten Beweggrund dar. Für einzelne Wirtschaftsbranchen ergeben sich darüber hinaus bereits heute wirtschaftliche Anreize zur Abtrennung von CO₂ (z.B. Enhanced Oil Recovery).
- Die Haltung der gesellschaftlichen Akteure gegenüber der Technologie ist nicht einheitlich. Vielfach wird CCS als eine mögliche Brücke in das Zeitalter regenerativer Energienutzung bezeichnet.
- Die Umweltverbände setzen auf eine prioritäre Weiterentwicklung des Ausbaus erneuerbarer Energien und die Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale. Die Speicherung von CO₂ im Meer wird von sämtlichen Umweltverbänden abgelehnt. Für alle Speicheroptionen wird ein hinreichender Nachweis der Langzeitstabilität eingefordert.

Verfahren der CO₂-Abtrennung

- Aus heutiger (technologischer) Sicht kommen kurz- bis mittelfristig drei Optionen zur CO₂-Abtrennung in Betracht. Die Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen (Abtrennung *nach* der Verbrennung – Post Combustion) konventioneller Kraftwerke führt zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten, bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich und reduziert substanziell den Kraftwerkswirkungsgrad. Die Technik ist heute prinzipiell verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab.
- Die CO₂-Abtrennung *vor* der Verbrennung (Pre Combustion) in Kohle- oder Gas- kraftwerken mit integrierter Vergasung (IGCC und Erdgas-GuD-Kraftwerke) ist im Vergleich zur CO₂-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Zur Implementierung der CO₂-Abtrennung besteht erheblicher Verbesserungs- und Entwicklungsbedarf insbesondere hinsichtlich der Erhöhung der Verfügbarkeit auf für Kraftwerke übliche Maßstäbe.
- Das *Oxyfuel*-Verfahren (d.h. die Verbrennung mit reinem Sauerstoff) bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO₂-Abtrennung in Bezug auf die erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet.
- Für die Abtrennung am Kraftwerk sind heute erhebliche Mehrkosten zu veranschlagen. Nach vorliegenden Schätzungen liegen diese zwischen 35 und 50 €/t CO₂. Mit Hilfe der Forschungs- und Demonstrationsvorhaben und weiterer technologischer Verbesserungen wird angestrebt, die Kosten auf unter 20 €/t CO₂ zu senken.
- Neben der integrierten Neubauplanung eines Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung ist prinzipiell auch eine Nachrüstung möglich. Energiewirtschaftlich macht dies aufgrund

des stark steigenden Eigenbedarfs nur bei solchen Kraftwerken Sinn, die über einen hinreichenden Ausgangswirkungsgrad verfügen. Technologisch steht für die Nachrüstung aus heutiger Sicht vor allem die Rauchgaswäsche zur Verfügung. Für heute in Planung befindliche Kraftwerke sollte erwogen werden, diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung) auszuführen.

Verfahren für den CO₂-Transport

- Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CCS-Einsatz in großem Maßstab lediglich die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker als relevante Transportoptionen in Betracht.
- Zu den entscheidenden Parametern gehören bei der Quellen-Senken Beziehung insbesondere die Transportentfernung und -kapazität, aber auch die zeitliche Abstimmung bei der Projektierung, Genehmigung und Errichtung von Kraftwerken, Pipelines und CO₂-Speichern. Aufgrund der hohen Investitionsaufwendungen für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ist eine vorausschauende Planung und Abstimmung der unterschiedlichen Akteure notwendig.
- Sowohl Gaskonditionierung, d.h. CO₂-Verflüssigung durch Druckerhöhung (mit bis zu 3,5 Prozentpunkten Wirkungsgradverlust im Kraftwerk), als auch der anschließende CO₂-Transport selber benötigen einen nicht zu vernachlässigenden zusätzlichen Energiebedarf, welcher wiederum zusätzliche CO₂-Emissionen (und weitere THG- und Schadstoffemissionen) induziert.
- Die Bandbreite der Kostenabschätzung für den CO₂-Transport liegt – in Abhängigkeit von Transportentfernung und -kapazität – bei ca. 1 bis 10 €/t (für Pipeline bzw. Schiffstransporte) und hat etwa einen Kostenanteil von ca. 10 % bezogen auf die Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette (bestehend aus Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung).
- Im Verhältnis zu den sonstigen Infrastrukturkosten (Stromtransport, Brennstofflogistik) dürften die Aufwendungen für den CO₂-Transport für Standortentscheidungen von Kraftwerken eher von untergeordneter Bedeutung sein. Hierfür spricht auch, dass aus Akzeptanzgründen wohl vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten festgehalten werden dürfte.
- Bereits heute ist der Transport von Energieträgern (Öl, Ölprodukte und Kohle) für große Anteile am gesamten deutschen Güterverkehr verantwortlich. Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich dieses Transportaufkommen – induziert durch den Abtransport des CO₂ und durch den Antransport zusätzlicher Kohlemengen – in erheblichem Maße erhöhen. Dies gilt auch für das Risiko von Pipeline- bzw. Schiffsunfällen, auch wenn dieses relativ gesehen pro Schiff oder Kilometer Pipeline vergleichsweise gering ist.

Verfahren und Potenziale der CO₂-Speicherung

- Die Speichermöglichkeiten von CO₂ sind aus unterschiedlichen Gründen sowohl global als auch national begrenzt. Über die tatsächliche Höhe der vorliegenden Potenziale liegen aufgrund vielfacher Unsicherheiten derzeit noch sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Globale Schätzungen zeigen, dass die Potenziale durchaus be-

achtlich sind, eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems mit der CO₂-Speicherung allein aber mit Sicherheit nicht zu erreichen ist.

- Für Deutschland kommt aus ökologischen, kapazitären und ökonomischen Gründen nur die geologische Speicherung in leeren Gasfeldern und tiefliegenden Aquiferen in Frage. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Energiemehrbedarfs von 30 % und unter Einbeziehung lediglich der großen Punktquellen des Landes ermittelt sich hieraus eine statische Reichweite zwischen 30 und 60 Jahren.
- Für die Akzeptanz der Untergrundspeicherung ist die Gewährleistung sehr niedriger Leckageraten essentiell. Ein entsprechender Nachweis ist nachvollziehbar zu führen.
- Bisher liegen noch keine hinreichenden Erkenntnisse über das Verhalten von CO₂ in Untergrundspeichern vor. Laufende Forschungsarbeiten sollen den Kenntnisstand über Bohr- und Injektionsverfahren, über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden deutlich verbessern helfen.

Vergleichende Ökobilanzen

- Aus ganzheitlicher Perspektive sind die Begriffe *CO₂-freie* Stromerzeugung oder Wasserstoffbereitstellung irreführend. Unter Berücksichtigung der vorgelagerten Prozesskette ermittelt sich bei heute üblichen Annahmen für die erreichbaren Abscheidgrade von CO₂ am Kraftwerk (minus 88 %) ein Netto-CO₂-Reduktionspotenzial zwischen 72 und 78 %. Erweitert man die Betrachtung auf die gesamte Palette der Treibhausgase, reduziert sich der Minderungsbeitrag gegenüber dem Kraftwerk ohne Abtrennung auf lediglich 67 bis max. 78 %.
- Vor diesem Hintergrund ist eher von einer *CO₂-armen* Stromerzeugung zu sprechen. So liegen die CO₂-Emissionen des aus Klimaschutzsicht „besten“ fossilen Kraftwerks ohne CO₂-Abtrennung (Erdgas-GuD-Kraftwerk) „nur“ um rund 51 % über denjenigen des „schlechtesten“ CCS-Kraftwerks (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit Post-Combustion).
- Der erhöhte Brennstoffmehraufwand der CO₂-Abtrennung und Speicherung führt grundsätzlich zu einer proportionalen Verschlechterung der Bilanz in den anderen Wirkungskategorien. Da jedoch bei der *Post-Combustion* gleichzeitig Emissionen durch Reaktion mit dem Lösemittel vermindert werden, ist hier ausnahmsweise bei der Versauerung eine Reduktion um 10 % zu verzeichnen. Die PM10-Äquivalente (Feinstäube) steigen nur um etwa 2 %. Die Eutrophierung steigt dagegen um 36 % und der Sommersmog um 94 % an.
- Im Verhältnis zu CCS-Kraftwerken schneiden vergleichbare Großanlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien (z.B. solarthermische Kraftwerke, Offshore-Windenergieanlagen) über die gesamte Prozesskette betrachtet in allen Wirkungskategorien deutlich besser ab.

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS

- Neben der direkten oder indirekten (z.B. durch erhöhten Brennstoffaufwand induzierten) Beeinflussung des Landschaftsbildes und den negativen Folgen des erhöhten Transportaufkommens (von CO₂ und zusätzlichen Brennstoffen) ergeben sich die

größten sonstigen ökologischen Auswirkungen durch eine potenzielle ungeplante Freisetzung des eingespeicherten CO₂ bzw. die direkte Beeinflussung der Speicherumgebung durch das eingelagerte CO₂ über den Zeitverlauf.

- Die verschiedenen CO₂-Speicheroptionen unterscheiden sich zum Teil erheblich voneinander in Bezug auf ökologische und sicherheitstechnische Aspekte. Geologische Speicher (z.B. saline Aquifere) gelten zwar als vergleichsweise langzeitstabil, jedoch bestehen noch erhebliche Unsicherheiten bezüglich des unterirdischen Ausbreitungsverhaltens des CO₂ und der damit verbundenen Folgen.
- Die Auswirkung der CO₂-Speicherung auf marine Ökosysteme ist noch weitgehend unerforscht. Die erwartbaren Risiken sind aber derart groß, dass die meisten Länder diesen Speicherpfad inklusiv seiner weiteren Erforschung ausschließen.

Ökonomischer Vergleich von CCS und erneuerbaren Energietechnologien

- Mit Blick auf die Stromgestehungskosten ist bei einem Vergleich zwischen CCS und erneuerbaren Energien ein genereller struktureller Unterschied zu beachten. Während in beiden Technologiebereichen noch deutliche bis sehr deutliche Kostendegressions- und Lerneffekte zu erwarten sind, werden diese bei CCS durch im Trend weitere Brennstoffpreisssteigerungen überlagert. Dies wirkt sich bei CCS-Kraftwerken auf Erdgasbasis spürbar und bei CCS-Kraftwerken auf Kohlebasis relativ gering aus.
- Aus heutiger Sicht kann davon ausgegangen werden, dass sich mit der Einführung von CCS bereits viel früher eine Konkurrenzfähigkeit zwischen erneuerbaren Energien und der fossilen Stromerzeugung einstellen wird. Schon im Jahr 2020, dem Jahr der voraussichtlich frühesten kommerziellen Verfügbarkeit der CCS-Technologie, dürften eine Reihe von erneuerbaren Energietechnologien zu vergleichbaren oder günstigeren Konditionen Strom anbieten können als dies über fossile Kraftwerke der Fall ist. Längerfristig ist zu erwarten, dass erneuerbare Energien wegen der Unabhängigkeit von Brennstoffpreisschwankungen erhebliche Vorteile haben.
- Die relative Wirtschaftlichkeit von CCS und erneuerbaren Energien ist aus heutiger Sicht mit vielfältigen Unsicherheiten verbunden. Die o.g. Einschätzungen für die erneuerbaren Energien gehen von einer weltweit dynamischen Marktentwicklung aus, so dass über Massenfertigung und Lernkurveneffekte ganz erhebliche Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden können.
- Bei der Wasserstoffbereitstellung ist dagegen auf absehbare Zeit nicht zu erwarten, dass Wasserstoff aus erneuerbaren Energien mit dem fossilen Produktionspfad (unter Einschluss von CCS) konkurrieren können. Unabhängig davon dürfte Wasserstoff energiewirtschaftlich aber schon aufgrund der generell hohen Kosten und den mit seiner Einführung verbundenen erheblichen infrastrukturellen Herausforderungen erst in einigen Dekaden eine Bedeutung zukommen. Prinzipiell stellt diese Option aber ein interessantes Strategieelement für den heutzutage noch weitgehend von Öl abhängigen Verkehrssektor dar und könnte hier perspektivisch Biokraftstoffe als diversifizierendes Element ergänzen.

Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem

- Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie – entsprechend Szenario CCSMAX – stößt CCS an strukturelle und potenzielle Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien kommt für die gerade angelaufene erste Welle des Kraftwerksersatzprogramms zu spät und erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen und einen rasanten Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur.
- Setzt man in den nächsten 10 bis 15 Jahren politisch konsequent auf erneuerbare Energien und Effizienzsteigerungen, kann die Umsetzung der Energieeinsparpotenziale und der sukzessive weitere Ausbau erneuerbarer Energien deutlich schneller Beiträge zum Klimaschutz leisten als CCS. Speziell die Erhöhung der Energieproduktivität ist darüber hinaus volkswirtschaftlich unmittelbar sinnvoll. Beide Strategieelemente sind zudem mit hohen Innovationsimpulsen für das Erschließen der wachsenden globalen Märkte verbunden. Deutliche Effizienzsteigerungen und der weitere Ausbau erneuerbarer Energien sind vor diesem Hintergrund eine unbedingte Voraussetzung für einen wirksamen Klimaschutz. Hält man gemäß den Vorstellungen des Szenarios NaturschutzPlus (NATP) eine dauerhaft hohe Umsetzungsrate aufrecht, ist der Einsatz von CCS-Technologien für das Erfüllen auch engagierter Klimaschutzziele nicht zwingend erforderlich. Die in NATP beschriebene Strategie ist dabei mittel- bis langfristig auch die volkswirtschaftlich günstigste Strategie und sollte deshalb energiepolitisch angestrebt werden.
- Die Zeitspanne bis 2020 sollte genutzt werden, um die Entwicklungs- und Kostensenkungspotenziale von CCS-Technologien gründlich auszuloten und die Machbarkeit der Technologie zu demonstrieren. Im Erfolgsfall bietet CCS dann die Möglichkeit – entsprechend Szenario BRIDGE – auch dann auf einen klimaschonenden Pfad einzuschwenken, wenn es nicht gelingen sollte, die ambitionierte Umsetzungsdynamik von Effizienzpotenzialen und erneuerbaren Energien dauerhaft aufrecht zu erhalten. Diese Konstellation kann angesichts der realen Interessenlagen im Energiebereich, insbesondere im globalen Kontext (wo Einsparbemühungen von erheblichen Wachstumstendenzen überlagert werden), durchaus eintreten.
- Die sukzessive Einführung von CCS nach 2020 (Verfügbarkeit geeigneter langzeitstabiler Speicher vorausgesetzt) kann dann als begleitendes Element helfen, die dauerhaft erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten Ausbau der erneuerbaren Energien leichter durchzuhalten. Vor diesem Hintergrund kann CCS eine Brückenfunktion zum Aufbau einer regenerativen Energiewirtschaft einnehmen und damit eine signifikante Bedeutung zukommen. Entsprechende weitere Entwicklungsanstrengungen für CCS erscheinen deshalb notwendig und mit Blick auf den internationalen Klimaschutz wohl auch unausweichlich. Dabei darf dies nicht zu Lasten der F&E-Anstrengungen im Bereich Effizienz und erneuerbare Energien gehen.
- Es ist dabei insgesamt sicherzustellen, dass Maßnahmen zum Aufbau einer CCS-Infrastruktur kompatibel sind mit dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und dauerhafte strukturelle Festlegungen ebenso vermieden werden wie Nutzungskonkurrenzen (z.B. zur geothermischen Energiebereitstellung oder zur dezentralen Kraft-Wärme-Kopplung).

- Schließt man CCS als Klimaschutzelement ein, muss bei den anstehenden Kraftwerksplanungen eine spätere Einbindung von CCS bereits heute mit erwogen werden. Überlegungen, Neuanlagen als so genannte „capture ready“ Anlagen auszuführen, gewinnen dabei erhebliche Bedeutung. Vorstellungen der EU, eine spätere Nachrüstbarkeit von neuen Kraftwerken möglicherweise mittelfristig zur Bedingung zu machen, bestärken dies.

Anforderungen für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

- Vor allem auf globaler Ebene könnte CCS neben erneuerbaren Energien und der Energieeffizienz aus heutiger Sicht einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten. Unter plausiblen Annahmen könnte CCS auch zur Absenkung der volkswirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes beitragen, wenn sich heutige Vorstellungen über ihre technologische Entwicklung, aber insbesondere ihre Kostensenkungspotenziale verwirklichen lassen. Die Stabilisierung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre bei 450 ppm scheint unter Einbeziehung von CCS in ein integriertes Gesamtkonzept bei vertretbaren ökonomischen Wachstumsverlusten möglich. Dies gilt insbesondere, wenn Investitionen in alternativ notwendige Anpassungsmaßnahmen an den drohenden Klimawandel berücksichtigt werden.
- CCS kann dementsprechend auch international eine „Brückenfunktion“ zukommen, um ein emissionsfreies Energiesystem zu verwirklichen. Diese Brückenfunktion kann CCS nur dann erfüllen, wenn die Technik rechtzeitig für einen großskaligen Einsatz zur Verfügung steht und die Kosten für die fossilen Energieträger gleichermaßen nicht zu stark ansteigen.
- Die Einführung von CCS im großen Maßstab setzt voraus, dass ein institutioneller Rahmen (möglichst auf internationaler Ebene) implementiert wird, der eine sinnvolle Regulierung der Verantwortung für Risiken aus CCS vornimmt (unter Berücksichtigung des Haftungs- und Verursacherprinzips) und beteiligten Akteuren einen Anreiz bietet, die Sicherheit der Speicherung zu gewährleisten.
- Für die Gestaltung eines solchen institutionellen Rahmens existieren erste plausible Vorschläge (z.B. Carbon Sequestration Bonds), die eine Einbettung in das bestehende Klimaschutzregime erlauben und durch den Einsatz von Marktinstrumenten die Öffentlichkeit in die Entscheidung über den Einsatz von CCS einbeziehen.
- Weiterer Forschungsbedarf, aber auch politischer Entscheidungsbedarf, besteht bei der Entwicklung und Diskussion des institutionellen Rahmens, insbesondere der Einbindung in die Mechanismen der Klimarahmenkonvention, der Gestaltung von Haftungsmechanismen und der Implementierung ordnungsrechtlicher Schranken zur Begrenzung lokaler Risiken durch CCS.
- Für anstehende internationale Klimaschutzverhandlungen könnte CCS die Chancen verbessern, weitere Staaten (z.B. USA, China) zur Übernahme fester Emissionsverpflichtungen zu bewegen, ermöglicht es diesen doch an gewohnten Strukturen und der heimischen Primärenergiebasis festzuhalten.
- CCS kann letztlich schon aus potentialseitigen Gründen (begrenzte Speicherpotenziale und Endlichkeit fossiler Energieressourcen) auch auf globaler Ebene den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien und die deutliche Steigerung der Energieeffizienz nicht ersetzen. CCS kann aber unter bestimmten Bedingungen den zur Verfügung

stehenden Zeitrahmen für den notwendigen Umbau des Energiesystems bei gleichzeitigem Erreichen engagierter Klimaschutzziele verlängern helfen.

Zusammenfassung

Hintergrund und Einführung

In den vergangenen Jahren hat die Diskussion über die CO₂-Abtrennung und Speicherung (engl. Carbon Capture and Storage: CCS) vor dem Hintergrund der Erreichung der angestrebten Klimaschutzziele national wie global stark an Bedeutung gewonnen. Dies gilt um so mehr, als sich im Zuge stark steigender Gas- und Ölpreise und der sich zuspitzenden Debatte um die Energieversorgungssicherheit das energiewirtschaftliche Gewicht in Richtung einer stärkeren Kohlenutzung verschiebt. So basiert rund 60 % der Kraftwerksleistung der aktuell bekannten Kraftwerksplanungen in Deutschland (je nach Quelle werden für das anstehende Kraftwerk ersatzprogrammierte Investitionen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 18 bis 25 GW genannt) auf dem Energieträger Kohle.

Die Technologie der CO₂-Abtrennung ist nicht grundsätzlich neu. Sie wird im industriellen Maßstab genutzt und kommt auch bei der Förderung von Erdöl (z.B. im Rahmen des so genannten Enhanced Oil Recovery zur Erhöhung der Ausbeute von Erdölfeldern) oder der Aufbereitung von Erdgas (Abtrennung des Begleitgases CO₂) heute schon kommerziell zum Einsatz. Für den Einsatz im Kraftwerksbereich oder für eine zentrale Wasserstoffbereitstellung mit in der Regel deutlich größeren Mengenströmen sind aber noch zahlreiche Fragen offen. Dies gilt auf verschiedenster Ebene auch für den Bereich des Transportes, der Ausgestaltungsmöglichkeiten einer CO₂-Infrastruktur und der Speicherung. In Demonstrationsanlagen (z.B. Vattenfall 30 MW_{th}-Pilotanlage Schwarze Pumpe auf Basis des Oxyfuel Prozesses: geplante Inbetriebnahme 2008) und ersten halbkommerziellen Testanlagen (Planungen der RWE Power AG, bis zum Jahr 2014 ein Kohlekraftwerk mit integrierter Vergasung, CO₂-Abscheidung und Speicherung mit einer Netto-Leistung von 360 MW_{el} zu errichten) sollen maßgebliche Fortschritte bei der Weiterentwicklung der Technologie im Kraftwerksmaßstab erreicht werden.

Die bisher in diesem Themenbereich vorliegenden Untersuchungen beschäftigen sich vorwiegend mit der technischen Machbarkeit des Konzepts der CO₂-Abtrennung und Speicherung. Eine detaillierte Auseinandersetzung mit den ökologischen, ökonomischen und sozialen Auswirkungen über die gesamte Prozesskette (z. B. Energiebilanz, kumulierte Energieaufwendungen, Umweltwirkungen, Rohstoffeinsatz, Risiken und Kosten), wie sie für andere neue Energietechnologien – insbesondere die regenerativen Energien – heute selbstverständlich ist, liegt bisher nicht vor. Erst danach kann entschieden werden, wie umweltentlastend diese Technologieoption wirklich ist, welche Vorzüge oder Nachteile sie gegenüber regenerativen Energien besitzt und welchen Beitrag sie zu einer nachhaltigen Wirtschaftsstruktur leisten kann. Die Einbeziehung der CO₂-Abtrennung und Speicherung in die fossile Prozesskette ermöglicht dabei zum ersten Mal einen (aus klimapolitischer Sicht) „Vergleich auf gleicher Augenhöhe“ mit den regenerativen Energieträgern. Auf diesem Vergleich, der auf Basis eines umfangreichen Kriterienrasters durchgeführt wird, liegt der Fokus der durchgeführten Untersuchung. Ihm liegen folgende Leitfragen zugrunde:

- Wie sehen denkbare Pfade für die CO₂-Abtrennung und Speicherung aus (Technologien, Infrastrukturen), und wie sind sie auf der Zeitachse einzuordnen (Entwicklungszeiträume)?

- Wie stellt sich die Ökobilanz dieser Prozessketten dar, und wie ist diesbezüglich die CO₂-arme fossile Stromerzeugung im Vergleich zu anderen CO₂-freien Optionen (insbesondere den regenerativen Energien) zu werten?
- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und Speicherung für den Klimaschutz im Vergleich zu anderen relevanten Optionen und wann leisten (systematischer Vergleich auf der Basis signifikanter Kriterien wie Kosten, Zeitfenster, ökologische Restriktionen etc.)?
- Welche Rolle kann die CO₂-Abtrennung und Speicherung als mögliche Brücke in ein regeneratives Energiesystem auf nationaler respektive internationaler Ebene spielen?

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Speicherung

Für die Entwicklung von Technologien zur Abtrennung, zum Transport sowie zur Speicherung von CO₂ sind unterschiedliche Beweggründe maßgeblich. Neben dem Klimaschutz als der entscheidenden Motivation spielen auch Fragen der Versorgungssicherheit, technologische Aspekte, zum Teil aber auch bereits handfeste kommerzielle Gesichtspunkte (z.B. Maßnahmen im Bereich des Enhanced Oil Recovery in Ländern mit einer CO₂-Steuer wie Norwegen) eine entscheidende Rolle. Von besonderer Bedeutung ist die Technologie für die Weiterentwicklung der internationalen Klimaschutzabkommen. So gehören zu ihren Befürwortern vor allem auch jene Staaten, die bisher im internationalen Klimaschutzprozess eine eher ablehnende bzw. abwartende Haltung einnehmen, wie die USA. Die Weiterentwicklung von CCS hat die USA auch als wesentliche Aufgabe in die Asian Pacific Partnership (APP) eingebracht, die als eher technologieorientiertes Klimaschutzabkommen einen Gegenpol zum Kyoto-Protokoll darstellt.

Auf internationaler Ebene ist die CO₂-Abtrennung und Speicherung nicht zuletzt deswegen Thema verschiedenster Netzwerke. Dies gilt z.B. für das Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF), welches 2003 auf Initiative der USA gegründet wurde.

Die Haltung der gesellschaftlichen Akteure gegenüber der für sie meist neuen Technologie CO₂-Abtrennung und Speicherung ist durchaus unterschiedlich. Die deutschen Nichtregierungsorganisationen (NRO) im Umwelt- und Naturschutzbereich stimmen teilweise in ihren Einschätzungen und Forderungen gegenüber CCS überein. Übereinstimmende Positionen sind:

- die Speicherung von CO₂ in Ökosystemen – namentlich Ozeanen – wird abgelehnt,
- die Langzeitstabilität der Speichersysteme ist nachvollziehbar nachzuweisen und zu garantieren,
- die Weiterentwicklung von CCS darf nicht zu Lasten des F&E-Aufwandes bei den erneuerbaren Energien gehen

- regenerative Energien und die rationellere Energienutzung sind der CO₂-Speicherung vorzuziehen, und deren Umsetzung ist zu forcieren.

Eine darüber hinausgehende einheitliche Positionierung auch im internationalen Umfeld besteht nicht. Die deutschen NRO stehen der Speicherung von CO₂ im internationalen Vergleich aber generell eher etwas skeptischer gegenüber.

Auch die Haltung der politischen Parteien gegenüber der Technologie ist nicht einheitlich. Die Einstellungen reichen von der Erwartung, dass CO₂-arme fossile Kraftwerke einen „wesentlichen Eckpfeiler“ der Energiepolitik darstellen (CDU), über die Forderung nach einer koordinierten Forschungsoffensive (SPD) bis hin zu einer klaren Ablehnung (Die Linke).

Das Bundesministerium für Wirtschaft (BMWi) unterstützt die Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid mit dem Forschungsprogramm COORETEC. Dieses breit angelegte Forschungsprogramm soll die Grundlage dafür schaffen, den ab dem Jahr 2010 anstehenden Ersatz- und Neubaubedarf im fossilen Kraftwerkssektor auf hohem technischem Niveau durchführen zu können. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sowie das Umweltbundesamt (UBA) sehen noch viele offene Fragen hinsichtlich einer sicheren, langfristigen, sozialverträglichen sowie ökologisch und ökonomisch vertretbaren CCS-Anwendung. Das UBA spiegelt in einer ausführlichen Betrachtung die CO₂-Abtrennung und Speicherung an Nachhaltigkeitskriterien und kommt zu dem Ergebnis, dass es sich bei CCS um eine nicht-nachhaltige Technologie handelt, die allenfalls eine Übergangslösung darstellen kann.

Der Nachhaltigkeitsrat bewertet die Abtrennung und Deponierung von Kohlendioxid in seinem Positionspapier als eine mögliche wichtige Brücke „ins Zeitalter der regenerativen Energieversorgung“. Hierfür sollten in hocheffizienten Kraftwerken Technologien zur CO₂-Abtrennung integriert werden, allerdings nur unter Wirtschaftlichkeits-Gesichtspunkten. Der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderung (WBGU) hat dezidiert Stellung zur Speicherung von Kohlendioxid bezogen. Er spricht in diesem Zusammenhang von einer „End-of-Pipe-Technologie“, die einen Beitrag zum Klimaschutz für begrenzte Zeit leisten kann. Als Speicherungsoptionen abgelehnt werden die Einbringung in Ozeane (ökologische Bedenken), Biomasse (mangelnde Erweiterbarkeit) und saline Aquifere (keine Gewährleistung von Sicherheit und Langfristigkeit). Ausgeförderte Öl- und Gasfelder sowie Salzkavernen wären vorübergehend nutzbar, allerdings nur, wenn eine hinreichende Rückhaltezeit gewährleistet werden kann. Bezüglich der Speicherdauer fordert der WBGU eine sichere Verwahrung von mindestens 1.000 Jahren. Die Speicherung unterhalb des Meeresbodens hält der WBGU nur unter bestimmten Bedingungen für zulässig. Der Rat von Sachverständigen für Umweltfragen (SRU) beurteilt die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid als möglicherweise zu teuer im Vergleich mit anderen Vermeidungsoptionen. Für den anstehenden Aus- und Neubau des Kraftwerksparks komme diese Technik zudem möglicherweise zu spät.

Die Industrieverbände stehen der Langfristoption CCS durchaus positiv gegenüber, treten jedoch prioritär für eine weitere Steigerung der Wirkungsgrade des Kraftwerksprozesses als Beitrag zum Klimaschutz ein. Für die Öl- und Gasindustrie ergeben sich aus der CO₂-Rückhaltung wie bereits erwähnt heute schon Anknüpfungsmöglichkeiten.

Verfahren der CO₂-Abtrennung

Die Betrachtung der Rückhaltung und Speicherung von Kohlendioxid bei der Nutzung fossiler Energieträger beschränkte sich im Rahmen der Untersuchung auf den Bereich der Stromerzeugung in Kraftwerken und die potentielle zukünftige Wasserstoffbereitstellung mittels Kohlevergasung, also auf Anlagen, in denen besonders große Mengen CO₂ zentral (d.h. punktförmig) emittiert werden. Im Hinblick auf eine CO₂-Minderung beim Einsatz fossiler Brennstoffe standen bisher die Technologien zur Effizienzsteigerung an erster Stelle des Interesses. Durch den zeitnahen Einsatz dieser Technologien konnte in den letzten Jahrzehnten trotz verstärkter Umweltauflagen (die zum Teil zu einem Brennstoffmehrbedarf geführt haben) eine kontinuierliche Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades erzielt werden. Für Braunkohlekraftwerke liegt das heute realisierbare Wirkungsgradniveau bei 43 %, für Steinkohlekraftwerke bei 46 %, bei Gaskraftwerken lassen sich sogar Wirkungsgrade von 58 % erreichen. Aus thermodynamischen und materialtechnischen Gründen kann dieser Trend nicht beliebig fortgesetzt werden. Eine weitere signifikante CO₂-Minderung bei der fossilen Stromerzeugung erfordert deshalb den Einsatz von heute im wesentlichen bekannten CO₂-Abscheidetechniken oder den Übergang auf innovative, neue Kraftwerkskonzepte (z.B. chemical looping combustion), die eine CO₂-Abscheidung einschließen.

CO₂-Abscheidetechniken dürften eher mittelfristig zur Verfügung stehen (ein großtechnischer Einsatz ist kaum vor dem Jahr 2020 zu erwarten), während die Entwicklung von innovativen, neuen Kraftwerkskonzepten eher langfristig zu sehen ist. Nachteilig wirkt sich für die CO₂-Abscheidung der hohe Eigenbedarf aus, der zu einer signifikanten Wirkungsgradminderung führt (teilweise um 10 %-Punkte und mehr) und das heute erreichte Wirkungsgradniveau wieder deutlich (etwa auf den Stand von vor 20 bis 30 Jahren) absenken wird. Die CO₂-Abtrennung führt dadurch zu einer signifikanten Erhöhung der Stromgestehungskosten und bringt einen erheblichen zusätzlichen Brennstoffverbrauch mit sich, der auch logistisch zu beachten ist. Die kostenseitigen Aufwändungen für die CO₂-Abtrennung am Kraftwerk, die die Zusatzkosten der CO₂-Abtrennung und Speicherung dominieren, schwanken derzeit für um 2020 errichtete Kraftwerke zwischen 30 und 60 €/t CO₂. Ziel verschiedener Forschungs-, Demonstrations- und Pilotvorhaben ist es, die Kosten signifikant zu reduzieren, wobei angestrebt wird, die Zusatzkosten für die gesamte Prozesskette (d.h. inkl. Transport und Speicherung) auf unter 20 €/t CO₂ zu senken.

Abbildung 1: Maßnahmen und Ziele der CO₂-Minderung im Kraftwerksbereich

Aus heutiger (technologischer) Sicht kommen kurz- bis mittelfristig drei Optionen zur CO₂-Abtrennung in Betracht: Die **Rauchgaswäsche** gilt als vermutlich adäquate Option für die Nachrüstung, insbesondere wenn es gelingt, über neue Waschmittel den Energieaufwand zu verringern. Für den Einsatz der Integrierten Kohlevergasung (**IGCC-Technik**) ist es erforderlich, dass die heute für den Kraftwerksprozess noch unzureichende Verfügbarkeit signifikant verbessert werden kann. Für das **Oxyfuel**-Verfahren kommt es darauf an, durch das im Jahr 2006 gestartete Demonstrationsvorhaben („Schwarze Pumpe“ von Vattenfall) wesentliche Erfahrungen zu sammeln und in die Praxis erfolgreich umzusetzen.

Die Technik der **Abtrennung von CO₂ aus den Rauchgasen** (Abtrennung **nach der Verbrennung / Post Combustion**) konventioneller Kraftwerke ist heute grundsätzlich verfügbar, es fehlt allerdings noch die Demonstration im kommerziellen Kraftwerksmaßstab. Auf Dauer wird sich diese Technik wahrscheinlich nicht durchsetzen können, wenn es nicht zu einer deutlichen Verringerung des erforderlichen Eigenbedarfs kommt.

Die **CO₂-Abtrennung vor der Verbrennung** in Kohle- oder Gaskraftwerken mit integrierter Vergasung (**IGCC und Erdgas-GuD Kraftwerke / Pre Combustion**) ist im Vergleich zur CO₂-Rauchgasabscheidung aus heutiger Sicht das günstigere Verfahren. Prinzipieller Vorteil dieser Technologie ist - neben höheren Wirkungsgraden - die Flexibilität sowohl auf der Brennstoffseite (Input von Kohle, Biomasse, Ersatzbrennstoffe) als auch auf der Produktseite (Output von Strom, Wasserstoff, synthetischen Gase bzw. Kraftstoffen). Hier ist die großtechnische Demonstration der nächste Schritt. Die IGCC-Technik ohne CO₂-Abtrennung ist mittlerweile in einigen Anlagen erprobt (z.B. Buggenum in den Niederlanden und Puertollano in Spanien). Zur Implementierung der CO₂-Abtrennung besteht Verbesserungs- und Entwick-

lungsbedarf hinsichtlich der Verfügbarkeit von Einzelkomponenten (z.B. Wasserstoffturbine). Mit dem Bau eines IGCC-Kraftwerks mit CO₂-Abtrennung im Kraftwerksmaßstab (450 MW_{Brutto} / 360 MW_{Netto}) bis zum Jahr 2014 will RWE Power den Einstieg in diese Technologie vollziehen.

Das **Oxyfuel-Verfahren** (d.h. die Verbrennung mit Sauerstoff) bietet derzeit die besten Voraussetzungen für die CO₂-Abtrennung hinsichtlich der erreichbaren Gesamtprozesswirkungsgrade und ggf. auch der resultierenden Kosten, da es weitgehend auf Komponenten der klassischen Kraftwerkstechnik basiert. Eine genaue Bewertung ist zurzeit noch nicht möglich, da sich das Verfahren erst am Anfang der Demonstrationsphase befindet. Das Energieunternehmen Vattenfall errichtet derzeit am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel-Verfahren. Die Vattenfall-Pilotanlage mit einer Leistung von 30 MW (thermisch) wird zu Forschungs- und Entwicklungszwecken eingesetzt mit dem Ziel, die neue Technologie zur Marktreife zu führen. Sie soll nach einer etwa dreijährigen Bauzeit 2008 in Betrieb gehen. Das CO₂ wird zunächst nicht gespeichert – entsprechende Konzepte (z. B. Transportoptionen) werden aber untersucht.

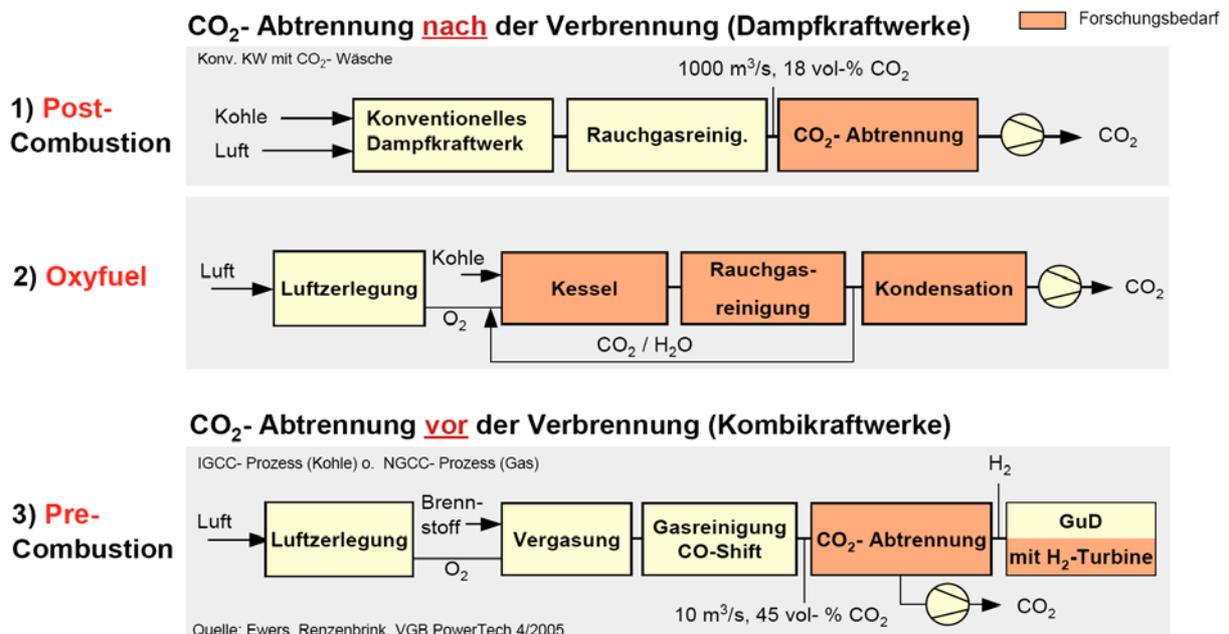


Abbildung 2 Verfahren der CO₂-Abscheidung im Kraftwerk

Ob Techniken zur CO₂-Abscheidung beim Ersatz deutscher Kraftwerke relevant werden, hängt von den politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Aufgrund bisher fehlender Anreize ist auch die Nachrüstung bestehender Kraftwerke mit einer CO₂-Abtrennung bisher nicht relevant. Zur Vorbereitung auf perspektivische Entwicklungen kann es bei der Errichtung von neuen Kraftwerken evtl. sinnvoll sein, diese „capture ready“ (vorbereitet für die Nachrüstung einer CO₂-Abtrennung) auszuführen. Eine entsprechende Diskussion darüber ist im Gang.

Restriktiv auf die Umsetzung einer CO₂-Abtrennung und Speicherung kann sich der Platzbedarf für die zusätzlichen Komponenten auswirken. Wesentlicher Standortfaktor ist zudem die Anbindung an geeignete Speicher- und Transportinfrastrukturen.

Verfahren für den CO₂-Transport

Wegen der bei CCS auftretenden erheblichen Transportmengen steht bei der Standortanalyse von Quellen und Senken im Vordergrund, die Transportentfernungen und den Transportaufwand auf das nötige Minimum zu reduzieren. Fallstudien zeigen, dass die spezifischen Kosten für den Transport von Fall zu Fall ganz erheblich voneinander abweichen können. Auch wenn die Kosten des Transportes im Vergleich zur CO₂-Abtrennung am Kraftwerk gering erscheinen, wird der Aspekt der Kosteneffizienz von CCS-induzierten Transporten in Standortplanungen neuer Quellen einfließen müssen.

Parameter der Standortanalyse sind neben der Transportentfernung zunächst die generelle Zugänglichkeit zu Infrastrukturen verschiedener Verkehrsträger, die für CCS-Transporte geeignet sind. Wo immer Kapazitäten bereits vorhandener massenleistungsfähiger Verkehrswege und Umschlagseinrichtungen genutzt werden können, bestehen Potenziale zur Senkung der Transportkosten.

Aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht kommen für einen CCS-Transport in großem Maßstab lediglich die Pipeline (onshore und ggf. offshore) sowie große Schiffstanker (je nach Standortbedingungen Binnenschiff bzw. Seeschiff für Offshore-Speicherung) als relevante Optionen in Betracht. Vorteil der Pipeline ist, dass sie kontinuierlich und in sehr großen Mengen CO₂ relativ umweltverträglich und zu akzeptablen Kosten transportieren kann. Der Aufbau einer CO₂-Pipeline-Infrastruktur ist jedoch zeitintensiv und würde mit einer erheblichen Kapitalbindung einhergehen, die nur bei einer langfristigen Nutzungsdauer (> 20 bis 30 Jahre) vertretbar erscheint. Schiffe sind dagegen flexibler einsetzbar und schneller verfügbar, benötigen allerdings Zwischenspeicher sowie eine Lade- und Entlade-Infrastruktur. Bei Binnenschiffen kommt die beschränkte Nutzbarkeit in Zeiten von Niedrigwasserständen hinzu. Sattelschlepper- und Eisenbahntransport von CO₂ kommen ausschließlich für kleine Mengen in Frage und dürften daher wohl nur für die Demonstrations- und die Einstiegsphase relevant sein.

Aufgrund der hohen Vorleistungen kommt der zeitlichen Abstimmung bei der Projektierung, Genehmigung und Errichtung von Kraftwerken, Pipelines und CO₂-Speichern eine besondere Bedeutung zu. Für den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ist daher eine vorausschauende Planung und Abstimmung der unterschiedlichen Akteure notwendig.

Tabelle 1 Eignung der verschiedenen Verkehrsträger für den CO₂-Transport und deren Charakteristika

Verkehrsträger	Kapazität	Zeitliche Verfügbarkeit	Kosten Euro/t (250 km)	Infrastruktur Quelle / Senke	Bemerkungen
Seeschiff	< 50 Mt/a	Ja	< 1	Fast nie gegeben	Erfordert meist multimodalen Transport
Binnenschiff	< 10 Mt/a	Saisonal beschränkt (Hoch- u. Niedrigwasser)	rd. 1	Teilweise gegeben	Binnenschiffe nicht seetüchtig, zeitliche Beschränkungen
Pipeline	< 100 Mt/a	Ja	rd. 1,5 fkt.(Durchm.)	Fast immer Neubau (hohe Investitionen)	25 Jahre Nutzungsdauer, höhere Kosten in Ballungsräumen
Eisenbahn	< 1,2 Mt/a	Ja	rd. 5	Überwiegend gegeben	Lärm
Lkw	< 0,5 Mt/a	Winterlich beschränkt, Staus	rd. 25	Immer gegeben	Kosten, Lärm u. Emissionen, Akzeptanz, zeitliche Beschränkung

Im Gegensatz zu den Rohrleitungstransporten liegen beim CO₂-Transport per Schiff bisher noch kaum Erfahrungen vor. Da CO₂ ähnliche Stoffeigenschaften wie LPG (Liquified Petroleum Gas) aufweist, sind allerdings z.T. Erfahrungen aus dem LPG-Transport auf den CO₂-Transport übertragbar.

Für beide genannten Transportoptionen ist eine Gaskonditionierung erforderlich, um CO₂ in möglichst dichter Form (flüssig oder in überkritischem Zustand) transportieren zu können. Bei Pipelines ist eine Konditionierung auf hohen Druck (ca. 80 bis 120 bar) und bei Tankern auf sehr tiefe Temperaturen bei Umgebungsdruck (Tiefemperatur-Tanker) bzw. auf Temperaturen unterhalb Normaltemperatur bei einem Druck oberhalb Normaldruck (Hybrid-Tanker) notwendig.

Sowohl Gaskonditionierung als auch CO₂-Transport benötigen einen nicht vernachlässigbaren Energieaufwand, i.d.R. Elektrizität für die Kompression und/oder für Kühlenergie: Für die CO₂-Verdichtung sind beim gegenwärtigen Stand als Äquivalent dafür rund 2,0 Prozentpunkte (bei Gaskraftwerken) bis 3,5 Prozentpunkte (bei Kohlekraftwerken) an Wirkungsgradverlusten im Kraftwerk anzusetzen. Dieser zusätzliche Energiebedarf induziert zusätzliche CO₂-Emissionen. Beim CO₂-Transport variieren die Angaben über (energiebedingte) zusätzliche CO₂-Emissionen sehr stark, insbesondere in Abhängigkeit von Transportentfernung und -kapazität. Hier werden (energiebedingte) zusätzliche CO₂-Emissionen pro 1.000 km von 1 bis 4 % beim Schiffstransport bzw. 1 bis 2 % pro 1.000 km beim Transport durch Rohrleitungen erwartet.

Die Bandbreite der Kostenabschätzung für den CO₂-Transport per Pipeline oder Schiff liegt – in Abhängigkeit von Transportmittel, -entfernung und -kapazität – bei etwa 1 bis 10 €/t im Mittel und hat einen Kostenanteil von ca. 10 % bezogen auf die Gesamtkosten einer CCS-Prozesskette (bestehend aus Abscheidung, Verdichtung, Transport und Speicherung). Im

Verhältnis zu den sonstigen Infrastrukturkosten (Stromtransport, Brennstofflogistik) dürften die Aufwendungen für den CO₂-Transport für Standortentscheidungen von Kraftwerken eher von untergeordneter Bedeutung sein. Hierfür spricht auch, dass aus Akzeptanzgründen wohl vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten festgehalten werden dürfte.

Bereits heute ist der Transport von Energieträgern (Öl, Ölprodukte und Kohle) für große Anteile am gesamten deutschen Güterverkehr verantwortlich. Durch eine großmaßstäbliche Einführung von CCS würde sich dieses Transportaufkommen – induziert durch den Abtransport des CO₂ und durch den Antransport zusätzlicher Kohlemengen – in nicht unerheblichem Maße erhöhen.

Statistiken zur Sicherheit bestehender CO₂-Rohrleitungen (insbesondere in den USA) zeigen ein geringeres Leckagerisiko als bei Erdgas- oder Gefahrgut-Leitungen, dennoch ist soweit möglich eine Trassenauswahl entfernt von dicht besiedelten Gebieten aus Sicherheitsgründen geboten. In besiedelten Gebieten sind eine Leckage- und eine Überdruck-Sicherung erforderlich. Wenngleich das relative Risiko beim Schiffstransport ebenfalls überschaubar ist, würde durch einen großmaßstäblichen Einsatz von CCS-Tankern das absolute Risiko von Schiffskollisionen und Tankerunglücken zunehmen.

Verfahren und Potenziale der CO₂-Speicherung

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

Nachfolgende Abbildung gibt eine Übersicht über die derzeit weltweit laufenden Speicherprojekte.

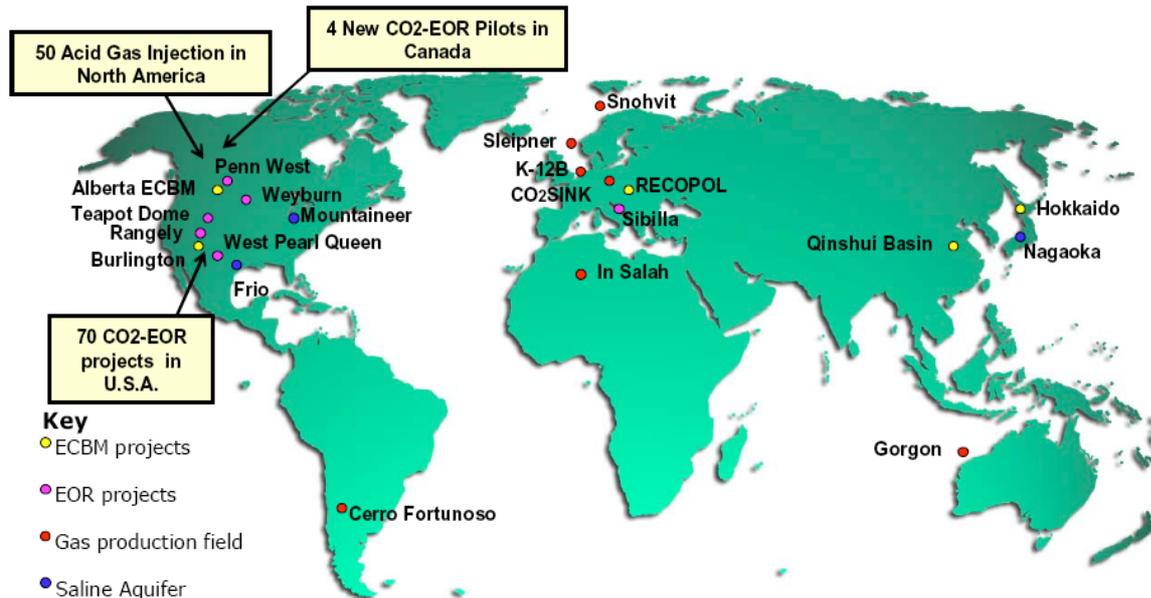


Abbildung 3: Weltweit laufende Projekte zur CO₂-Speicherung (Quelle: IEA Datenbank)

Die Speichermöglichkeiten von CO₂ sind aus unterschiedlichen Gründen sowohl global als auch national begrenzt. Über die Höhe der vorliegenden Potenziale liegen aufgrund vielfacher Unsicherheiten derzeit sehr unterschiedliche Einschätzungen vor. Dies gilt gleichermaßen für die grundsätzliche Eignung der jeweiligen Speicheroptionen, bei der letztendlich nur eine „Fall zu Fall“-Betrachtung aussagekräftige Ergebnisse liefern kann.

Weltweit wird die Bandbreite der Speicherpotenziale aktuellen Abschätzungen zufolge auf zwischen 476 und 5.880 Gt CO₂ (bei einer wahrscheinlichen Schätzung von 1.660 Gt CO₂) beziffert. Im Vergleich dazu lag der globale CO₂-Ausstoß im Jahr 2005 bei 27,3 Gt CO₂. Dies zeigt, dass die Potenziale durchaus beachtlich sind, eine dauerhafte Lösung des Klimaproblems mit der CO₂-Speicherung aber auch nicht zu erreichen ist. In der folgenden Tabelle werden die Speicheroptionen für Deutschland nach ausgewählten Kriterien bewertet und die Speicherpotenziale beziffert.

Tabelle 2 Bewertung geologischer Speicheroptionen in Deutschland anhand ausgewählter Kriterien

Option	Kapazität in [Gt]	Langzeitstabilität	Kosten*	Stand der Technik	Nutzungskonflikte	Allgemeine Risiken
Ausgeförderte Gasfelder	+ 2,3-2,5**	+	+	+ (+)	-	+
Tiefe saline Aquifere	++ 12-28**	+	--	+	-	(+)
Tiefe Kohleflöze	+ (+) 3,7-16,7	+	--	-	-	-
Ausgeförderte Ölfelder	-- 0,11	+	++	++	-	+
Salzkavernen	-- 0,04	--	k. A.	+	--	--
Stillgelegte Kohlebergwerke	+ 0,78	--	--	--	--	-

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

** Zahlen nach May et al 2006

Bewertungshinweise:

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

Nach den vorliegenden Erkenntnissen beträgt das Speicherpotenzial in Deutschland grundsätzlich zwischen 19 und 48 Gt CO₂. Der größte und - angesichts der zahlreichen noch offenen Fragen bei der Speicherung in tiefen Kohleflözen (z.B. in Bezug auf hinreichende Permeabilität) - wichtigste Anteil bezieht sich dabei auf tiefe saline Aquifere ergänzt um die eher begrenzten Möglichkeiten der Speicherung in leer geförderten Gasfeldern. Rein rechnerisch ermittelt sich bei einer Fokussierung auf die beiden letzt genannten Speicheroptionen¹ bezogen auf die punktförmigen CO₂-Emissionen in Deutschland (Stand 2005: 393 Mt/a) und unter Berücksichtigung eines für CCS anzusetzenden durchschnittlichen Energiemehrbedarfs von 30 % eine statische Reichweite zwischen 30 und 60 Jahren.

Prinzipiell kann die Speicherung von CO₂ in geologischen Strukturen mittels vieler bereits in der Öl- und Gasindustrie sowie bei der Deposition von flüssigen Abfallstoffen angewandter Verfahren und technologischer Prozessschritte erfolgen. Bohr- und Injektionsverfahren, Computersimulationen über die Verteilung des Gases im Reservoir und Monitoringmethoden müssen aber den speziellen Anforderungen der CO₂-Speicherung angepasst werden. Hier ist noch ein erheblicher F&E-Aufwand zu leisten. In Deutschland sollen mit dem von der EU geförderten Projekt CO2SINK die Erkenntnisse über das Verhalten von CO₂ in Untergrundspeichern und dessen Kontrollierbarkeit signifikant verbessert werden.

¹ In Summe weisen diese ein Potenzial von 14,3 bis 30,5 Gt CO₂ auf.

Kriterien für eine systematische Bewertung der CO₂-Abtrennung und Speicherung

Die systematische Bewertung und der Vergleich der CCS-Technologie mit anderen Technologiepfaden wie Energieeffizienz und regenerativen Energien erfordert einen umfassenden Kriterienkatalog. Die hier angewandten Kriterien lassen sich nach folgenden Aspekten kategorisieren:

- Ökologische Kriterien
 - Umweltwirkungen gemäß Ökobilanz
 - Energetische Effizienz
 - Sonstige Umweltauswirkungen, ökologische Restriktionen und Folgen sowie Risiken (direkt und indirekt)
- Ökonomische Kriterien
 - Gestehungskosten und CO₂-Vermeidungskosten (spezifische Investitionskosten, resultierende Strom- bzw. Wasserstoffproduktionskosten)
- Sonstige energiewirtschaftliche Kriterien
 - Einsatzzeitfenster (mögliche Einsatzzeitpunkte) und Marktreife bzw. noch erforderliche F+E-Aufwendungen
 - Kompatibilität mit dem Kraftwerkersatzbedarf
 - Akzeptanz
 - Kompatibilität mit der bestehenden Struktur bzw. möglichen zukünftigen Entwicklungslinien
- Sozio-politische Kriterien
 - (Technologische) Impulse für den weltweiten Klimaschutz
 - Industriepolitische Chancen
 - Übertragbarkeit auf Entwicklungsländer (im deutschen Rahmen nicht relevant)
 - Kompatibilität mit anderen Klimaschutzstrategien (dezentrale Optionen)
 - Auswirkungen auf Importabhängigkeit
 - Sicherheitspolitische Implikationen

Vergleichende Ökobilanzen

Für die ökologische Bewertung von ausgewählten Systemkonfigurationen wird das Verfahren der Ökobilanzierung (Life Cycle Assessment, LCA) nach ISO 14.040ff angewendet. In einem systemübergreifenden Ansatz werden dabei die Stoff- und Energieflüsse, die die Herstellung einer Kilowattstunde Strom bzw. Wasserstoff verursachen, bilanziert und ihre Wirkung auf die Umwelt berechnet.

Für die **Stromerzeugung** werden auf fossiler Seite die Umweltwirkungen der drei Abscheiderouten Post Combustion (Braun- und Steinkohle-Dampfkraftwerk sowie Erdgas-GuD), Pre

Combustion (Steinkohle-IGCC-Kraftwerk) und Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk) bilanziert. Als Standort der Kraftwerke wird das Ruhrgebiet gewählt, als Speicherstätte ein (beliebiges) leeres Gasfeld in Norddeutschland in 300 km Entfernung von den Kraftwerken. Auf regenerativer Seite wird zum Vergleich die Stromerzeugung aus solarthermischen Anlagen (Standort Algerien) und aus Windkraftanlagen (Standort Nordsee) modelliert. Um den gleichen Referenzstandort wie bei den fossilen Anlagen zu verwenden, wird der Strom mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bis zum Ruhrgebiet transportiert. Folgende zentrale Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Die in der Diskussion über CCS in der Regel angegebenen hohen CO₂-Minderungsraten durch Abscheidung des CO₂ von 88 % und mehr beziehen sich nur auf die CO₂-Emissionen und zudem nur auf den direkten Kraftwerksbetrieb. Geht man dagegen von einer ganzheitlichen Betrachtung aus, fallen fünf Prozent der CO₂-Emissionen – sowohl bei Steinkohle-Dampfkraftwerken als auch bei Erdgas-GuD – bereits in der Vorkette an. Ein verminderter Wirkungsgrad bedingt zudem einen höheren Primärenergieverbrauch und damit eine „größere“ Steinkohle- oder Erdgas-Vorkette. Beides zusammen hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen bei einem Abscheidegrad von 88 % nicht ebenfalls um 88 %, sondern bei einer ganzheitlichen Betrachtung lediglich um 72 - 78 % reduziert werden können. Vor diesem Hintergrund ist die Bezeichnung „CO₂-freies“ Kraftwerk irreführend; treffender ist die Bezeichnung „CO₂-arm“, selbst wenn in der Zukunft der Abscheidegrad am Kraftwerk noch weiter erhöht werden kann.

Ferner ist zu berücksichtigen, dass mit Blick auf den Klimaschutz nicht nur die CO₂-Emissionen, sondern generell die Treibhausgas-Emissionen reduziert werden müssen. So sieht das Kyoto-Protokoll für Deutschland eine Verminderung einer Palette von insgesamt sechs Treibhausgasen (und nicht nur der CO₂-Emissionen) um 21 % bis zum Jahr 2012 vor. Berechnet man die Auswirkungen der CO₂-Abscheidung auf die Treibhausgas-Emissionen, so zeigt sich, dass diese nur unterproportional reduziert werden können. Bei einem CO₂-Abscheidegrad im Kraftwerk von z.B. 88 % können die Treibhausgase insgesamt um 67-78 % reduziert werden. Grund hierfür sind ebenfalls der erheblich höhere Primärenergieverbrauch und die mit der Rohstoffförderung und dem -transport einhergehenden und je nach Brennstoff und Brennstoffherkunft relativ hohen Methan-Emissionen. Diese wirken sich bei den getroffenen Annahmen überproportional hoch auf den Treibhauseffekt aus. Verbesserungen in der Vorkette (z.B. durch Erfassung und Nutzung des Grubengases) könnten sich stark Ergebnis verbessernd auswirken.

Die folgende Abbildung zeigt dies im Vergleich mit den hier ausgewählten Technologien aus dem Bereich Erneuerbare Energien, deren Belastung (aus der Herstellung der Anlagen resultierend) dagegen sehr gering ausfällt.

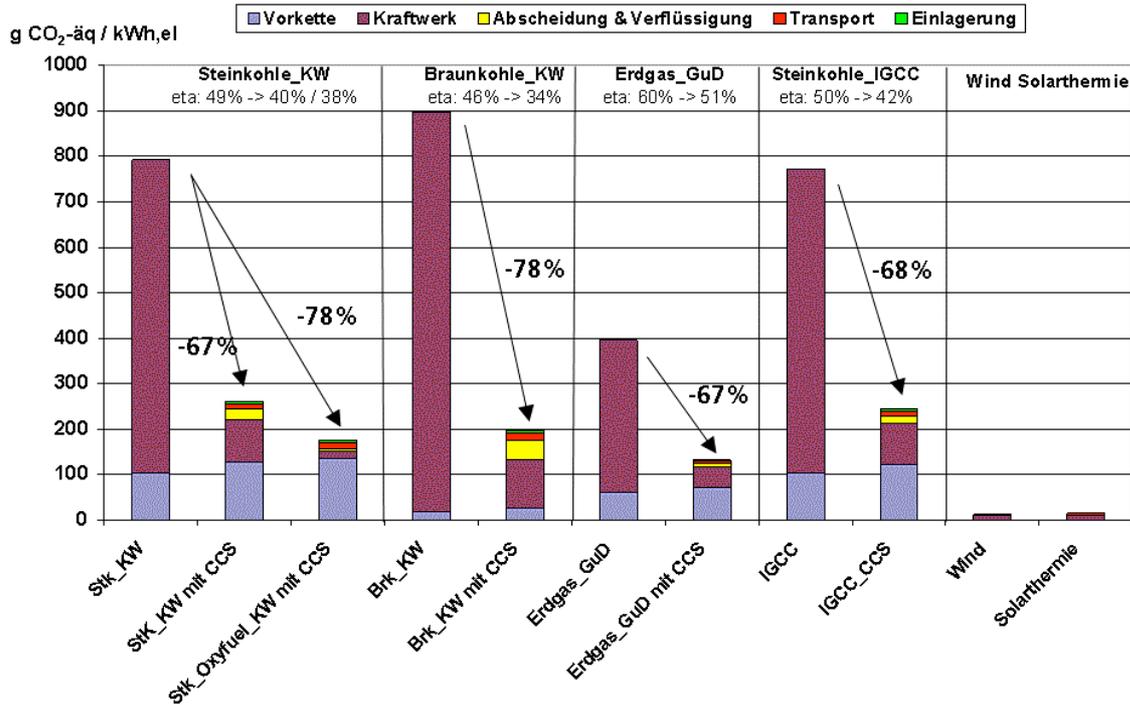


Abbildung 4: Ökobilanz von CCS-Anlagen im Vergleich zu ausgewählten Anlagen aus dem Bereich Erneuerbare Energien (hier: Darstellung der Treibhausgase)

Bei der ganzheitlichen Betrachtung relativiert sich damit der erreichbare Minderungseffekt durch CCS-Kraftwerke. Das aus Klimaschutzsicht „beste“ Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) weist mit knapp 400 g CO₂-Äquivalenten pro kWh nur um 51 % höhere Emissionen auf als das „schlechteste“ Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit Post-Combustion).

Von allen betrachteten fossilen Kraftwerken schneidet unter den getroffenen Annahmen die Sauerstoff-Verbrennung (Oxyfuel) bei der Treibhausgasbilanz am günstigsten ab. Der Grund liegt in der fast hundertprozentigen Abtrennung des CO₂ mittels der physikalischen Abscheidung. Dadurch sind Netto-Minderungsraten der CO₂-Emissionen von 90 % und der Treibhausgas-Emissionen von 78 % möglich.

Ingesamt erfordert die CO₂-Abscheidung je nach Verfahren einen zusätzlichen Energieverbrauch von 20 bis 44 %. Dieser höhere Energieverbrauch macht sich in verschiedenen Wirkungskategorien der Ökobilanz direkt proportional bemerkbar. Dies gilt z.B. für die Belastung durch Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern und den Partikelaustritt. Auf der anderen Seite werden einzelne Emissionen wie SO₂, NO₂ oder Staub durch die Reaktion mit dem Lösemittel reduziert, was insgesamt gesehen eine Reduktion bzw. abgemilderten Anstieg einzelner Wirkungskategorien bedingt. Die folgende Abbildung zeigt dies am Beispiel des modellierten Braunkohlekraftwerks (Post-Combustion).

Der um 44 % höhere Energieverbrauch bedingt zunächst einen proportionalen Anstieg bei allen Wirkungskategorien. Durch die genannten anderen Einflüsse ist insgesamt gesehen in der Kategorie Versauerung jedoch eine Reduktion um 3 % zu verzeichnen; die PM10-Äquivalente steigen nur um etwa 24 % an; die Eutrophierung erhöht sich dagegen um 40 % und der Sommersmog um 524 %.

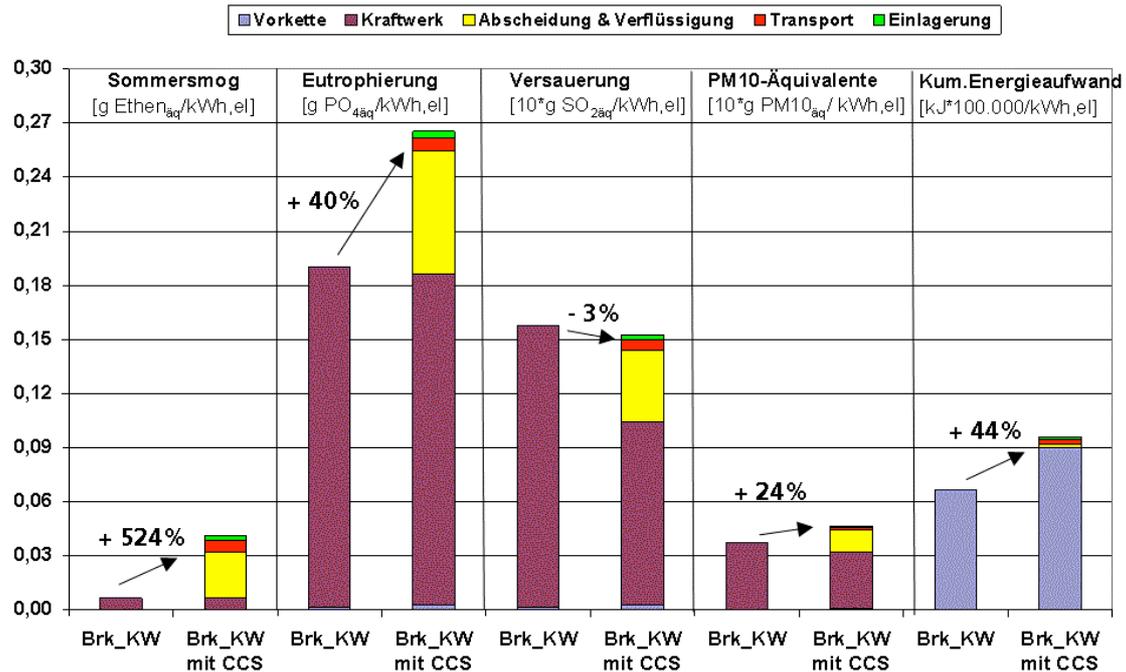


Abbildung 5: Vergleich weiterer Wirkungskategorien für ein Braunkohle-Dampfkraftwerk ohne und mit CCS (Post-Combustion)

In der Vergleichsanalyse weisen die betrachteten regenerativen Energieoptionen dagegen deutlich günstigere Werte auf als die fossilen Kraftwerke mit CO₂-Abtrennung. Solarthermisch erzeugter Strom sowie Strom aus Windkraftanlagen verursachen – inklusive Stromtransport – nur 2 bis 3 % der CO₂-Emissionen (s. Abbildung 4), Treibhausgase und kumulierten Energieverbrauch der fossilen Kraftwerke. Aber auch bei den weiteren Wirkungskategorien bleiben die regenerativen Werte noch unter denjenigen der fossilen CCS-Anlagen.

Bei der **Wasserstoffherzeugung** werden in der Untersuchung die Umweltwirkungen der Dampfreformierung aus Erdgas sowie der Kohlevergasung berechnet. Als Standort der Anlagen wird wiederum das Ruhrgebiet gewählt. Die regenerative Wasserstoffherzeugung wird über die Elektrolyse modelliert, die – wie bei der Stromerzeugung – mit Strom aus solarthermischen Anlagen in Algerien und aus Offshore-Windkraftwerken in der Nordsee gespeist wird. Standort der Elektrolyse ist das Ruhrgebiet, zur Stromübertragung kommen wiederum HGÜ-Leitungen zum Einsatz. Folgende zentralen Schlussfolgerungen können gezogen werden:

Ebenso wie bei den Kraftwerken kann auch beim Wasserstoff nicht von einer „CO₂-freien“ Herstellung gesprochen werden; treffender wäre auch hier die Bezeichnung „CO₂-armer“ Wasserstoff. Bei einem Abscheidegrad von 88 % (Steinkohle-Vergasung) können die CO₂-Emissionen unter Berücksichtigung der Vorkette nur um 81 % reduziert werden.

Bei der Erdgas-Dampfreformierung sind aus heutiger Sicht nur Reduktionsraten von 39 bzw. 52 % (CO₂-Emissionen) sowie von 36 bzw. 49 % (Treibhausgas-Emissionen) möglich, wenn unterstellt wird, dass nur die CO₂-Emissionen aus dem Synthesegas mit vertretbarem Aufwand abgetrennt werden können, aus energetischen Gründen nicht jedoch diejenigen, die bei der Erdgasverbrennung für die Prozesswärmebereitstellung anfallen.

Weitere ökologische Bewertungsfaktoren von CCS

Nicht alle ökologischen Bewertungskriterien werden über das systematische Vorgehen im Rahmen von Ökobilanzen erfasst. Neben der direkten oder indirekten (z.B. durch erhöhten Brennstoffaufwand induzierten) Beeinflussung des Landschaftsbildes und den negativen Folgen erhöhten Transportaufkommens durch den Aufbau einer CO₂-Infrastruktur ergeben sich die größten Auswirkungen durch eine potenzielle ungeplante Freisetzung des eingespeicherten CO₂ bzw. die direkte Beeinflussung der Speicherumgebung durch das eingelagerte CO₂ über den Zeitverlauf.

Die verschiedenen Speicheroptionen unterscheiden sich zum Teil erheblich voneinander in Bezug auf ökologische und sicherheitstechnische Aspekte. Grundsätzlich besteht bei allen geologischen Speicheroptionen das Risiko von Leckagen. Während die Speicherung in ausgeförderten Öl- und Gasfeldern bzw. die Nutzung bei der Ölproduktion (Enhanced Oil Recovery EOR) als relativ sicher für Mensch und Umwelt scheint, könnte das Einbringen von CO₂ in nicht mehr genutzte Kohleflöze wie im Ruhrgebiet deutlich höhere Risiken bergen. Saline Aquifere gelten als vergleichsweise langzeitstabile Speicher, wenngleich für die Bewegung des CO₂ im Untergrund (Ausbreitungs- und Wirkungsmechanismen) noch erheblicher Untersuchungsbedarf besteht. Diese Strukturen sind bisher in Deutschland nur im Umfeld von Kohlenwasserstofflagerstätten erkundet worden. Es fehlt eine flächendeckende Erfassung und eine Einschätzung ihrer petrophysikalischen Eigenschaften. Die Einbringung von CO₂ führt zur Versauerung des im Aquifer vorhandenen Wassers und kann dann durch seine korrosiven Eigenschaften das umliegende Gestein (vor allem Carbonate) sowie nicht entsprechend abgesicherte Bohrungsverschlüsse verändern.

Ein ökologisches Risiko besteht bei der Option der Nutzung von tiefen (gegenwärtig nicht abbaubaren) Kohleflözen durch Entweichen des geförderten Methans, welches ein erheblich höheres Treibhausgaspotential als CO₂ hat (THG-Faktor: 21).

Marine Speicheroptionen sind mit sehr großen Unsicherheiten und Risiken behaftet. Nur in einigen Fällen lassen sich bisher direkte Ursache-Wirkungs-Beziehungen nachweisen: So verschiebt eine Versauerung des Meerwassers das Karbonatgleichgewicht, wodurch die Schalen kalkbildender Organismen dünner werden und sich sogar auflösen können. Dadurch werden Nahrungsketten unterbrochen oder zumindest verändert mit bisher nicht abschätzbaren Folgen. CO₂-Seen auf dem Meeresgrund beeinträchtigen nicht nur die dortigen Ökosysteme. Die Dynamik des Meeresbodens – Hangrutschungen, unterseeische Beben etc. – ist zwar in zahlreichen Aspekten verstanden, aber nichtsdestotrotz unvorhersehbar. Prinzipiell ist festzuhalten, dass die Ozeanspeicherung nicht zu einer dauerhaften Rückhaltung des CO₂ führen würde. Die Lösung von CO₂ in der Wassersäule führt zu einem verzögerten Ausgasen nach spätestens einigen hundert Jahren, wenn die entsprechenden Wassermassen aufgrund der ozeanischen Zirkulation wieder in Kontakt zur Atmosphäre treten. Vor dem Hintergrund der ungeklärten Folgen mariner Speicheroptionen werden diese von den Umweltverbänden strikt abgelehnt und nur noch in wenigen Ländern der Welt überhaupt weiter verfolgt (insbesondere Japan).

Die Fixierung von CO₂ in Biomasse durch Aufforstung wie den Anbau von Monokulturen schließlich bringt vielfältige ökologische Probleme mit sich. Hervorzuheben ist bei dieser Art der Speicherung der Umstand, dass es sich nur um eine Zwischenspeicherung mit verzögerter Freigabe handelt. Über einen Zeitraum von mehreren Generationen betrachtet wird kein

absoluter Reduzierungseffekt erzielt. Monokulturen verdrängen zudem andere Pflanzen und verändern Biotope.

Auch der Bau und der Einsatz von Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen, z. B. die Errichtung von Windkraftanlagen oder der Bau von Wasserkraftanlagen und solarthermischen Kraftwerken, kann mit im Einzelfall erheblichen ökologischen Folgen und einer Beeinträchtigung des Landschaftsbildes verbunden sein. Innerhalb eines von Nachhaltigkeitsgrundsätzen geleiteten Gesellschafts- und Energiesystems muss entsprechend die Entscheidung getroffen werden, welche Eingriffe für Mensch, Umwelt und Natur zumutbar sind und welche es zu vermeiden gilt. Während die Folgewirkungen der Nutzung regenerativer Energien weitgehend verstanden und transparent sind, wird die Entscheidungsfindung in Hinblick auf CCS durch die aus heutiger Sicht noch zahlreichen Unsicherheiten und offenen Fragen erschwert.

Ökonomischer Vergleich von CCS und regenerativen Energietechnologien

Kann die Rückhaltung von CO₂-Emissionen in fossil befeuerten Kraftwerken und ihre Speicherung erfolgreich demonstriert werden, so kann auf der Basis kommerziell einsatzfähiger CCS-Kraftwerke im Jahr 2020 von Stromgestehungskosten frei Kraftwerk zwischen 6,5 und 7 ct/kWh ausgegangen werden (Zinssatz 10 %/a). Längerfristig zu erwartende Brennstoffpreissteigerungen lassen einen weiteren Anstieg auf Kosten zwischen 7 ct/kWh (Kohle) und 8 ct/kWh (Erdgas) bis 2040 wahrscheinlich werden. Bei Kohlekraftwerken dürften die brennstoffseitigen Preiseffekte durch weitere technische Fortschritte weitgehend kompensiert werden können. Für das Jahr 2020 sind entsprechend der angestellten Berechnungen CO₂-Vermeidungskosten zwischen 35 und 50 €/t CO₂ ermittelt worden, wenn als Referenzkraftwerk dasselbe Kraftwerk ohne CCS angenommen wird. Dabei liegen Kohlekraftwerke eher beim unteren, Erdgaskraftwerke eher beim oberen Wert. Dies ist weniger als die heute angegebene Kostenbandbreite und unterstellt bereits signifikante Lernerfolge, liegt aber dennoch deutlich oberhalb der von der Energiewirtschaft anvisierten Kosten von rund 20 €/t CO₂ für die gesamte Prozesskette.

Regenerative Energien, die heute – geht man von einem repräsentativen Mix aus – noch mittlere Stromgestehungskosten von ca. 13 bis 14 ct/kWh (ebenfalls Zinssatz 10 %/a) aufweisen, können bis 2020 ebenfalls dieses Kostenniveau erreichen, wenn ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher erfolgt. Eine anhaltende globale Steigerung der Marktpenetration und Lerneffekte lassen für den weiteren Zeitverlauf bei den regenerativen Energien noch signifikante Kostendegressionen erwarten, so dass um 2050 das Kostenniveau der Stromerzeugung aus regenerativen Energien in dem betrachteten charakteristischen Mix bei 6 ct/kWh liegen könnte. Einzelne Technologien könnten Stromkosten von ca. 4 ct/kWh erreichen, wenn die Lernkurve über eine kontinuierliche Ausweitung globaler Märkte weiter genutzt wird (vgl. Abbildung 6).

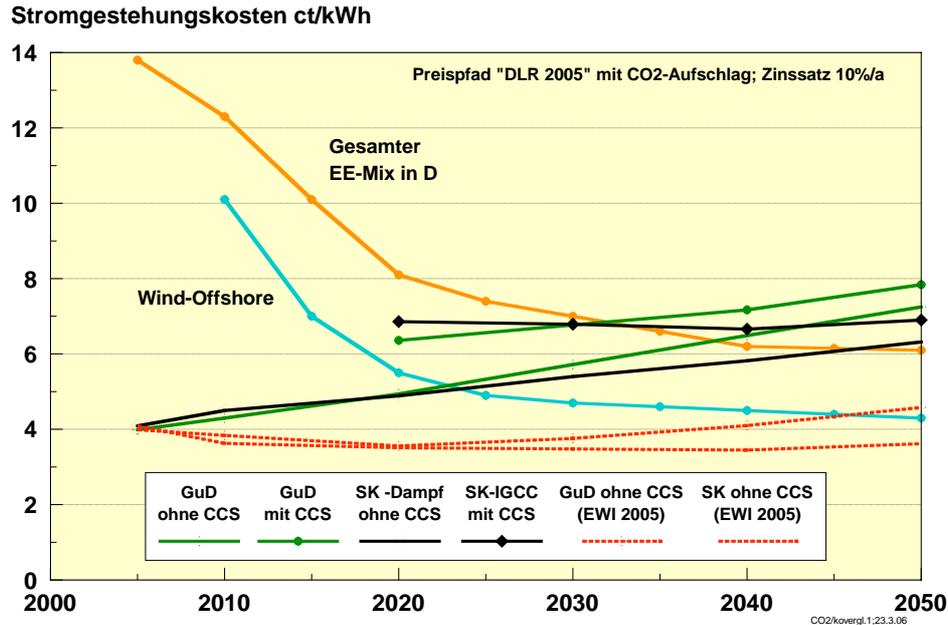


Abbildung 6: Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) erneuerbarer Energien sowie konventioneller Gas- und Steinkohlekraftwerke ohne und mit CCS

Brennstoffpreise nach Energiepreisfad „DLR 2005“ und für konventionelle KW ohne CCS zum Vergleich nach Preisfad „EWI 2005“.

Bleibt die Ausbaudynamik von regenerativen Energien im Stromsektor hoch, wie es in verschiedenen Szenarien, die einen Umstieg auf eine klimaverträgliche Energieversorgung auf der Basis einer kombinierten Forcierung des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Energieeffizienz (z.B. Szenario Naturschutzplus) beschreiben, so dürften einzelne Technologien (z.B. Wind offshore) zum Zeitpunkt der potenziellen Inbetriebnahme von ersten CCS-Kraftwerken bereits günstigere Stromgestehungskonditionen erwarten lassen und diesen Vorteil im Zeitverlauf weiter vergrößern können. Wesentliche Kostensenkungseffekte kommen dabei durch die globalen Markteffekte, so dass selbst bei einem weniger dynamischen Wachstum der regenerativen Energien in Deutschland noch eine Kostengleichheit von CCS und einzelnen regenerativen Energien zu erwarten ist. Nur bei sehr geringen Brennstoffpreissteigerungen oder über die abgeschätzten Effekte hinaus gehende Kostensenkung in der CCS-Prozesskette stellt sich die Situation für CCS-Anlagen günstiger dar. Hierdurch wird der generelle Effekt zwar nicht aufgehoben, die relative Konkurrenzfähigkeit der regenerativen Energien auf der Zeitachse aber nach hinten verschoben.

Aus ökonomischer Sicht besteht daher den getroffenen Annahmen zufolge kein zwingender Anreiz, CCS-Technologien dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung vorzuziehen. Sie stellen aber auch keine prohibitiv teure Technologie dar und könnten bei erfolgreicher Kommerzialisierung und geeigneten Rahmenbedingungen (günstige und langzeitstabile Speicheroptionen, gute infrastrukturelle Voraussetzungen, kostengünstige Kohle) in einigen Regionen Teil einer zukünftigen Stromerzeugung werden.

Ein ökonomischer Vergleich CO₂-armer (CCS-Wasserstoff) und weitgehend CO₂-freier (Wasserstoff aus regenerativen Energien) Optionen für die Wasserstoffbereitstellung fällt für die fossile Option günstiger aus. Wasserstoff aus der Kohlevergasung mit Rückhaltung von CO₂ wird um 2020 mit ca. 12,5 €/GJ bzw. 4,50 Ct/kWh (oberer Heizwert, frei Anlage) gut

doppelt so teuer sein wie heutiger Wasserstoff aus der Erdgasreformierung. Mit weiteren Brennstoffpreissteigerungen ergeben sich bis 2050 Kosten um etwa 14 €/GJ bzw. 5,04 Ct/kWh. Nur elektrolytischer Wasserstoff mit Strom aus kostengünstiger Wasserkraft kann damit konkurrieren, die verfügbaren Potenziale dafür sind jedoch gering. Für elektrolytischen Wasserstoff aus Wind oder Solarstrom können erst längerfristig Kosten um 16 - 18 €/GJ erwartet werden, um 2020 dürften die Kosten bei 19 - 20 €/GJ liegen. Wasserstoffkosten werden mittelfristig stets um mindestens das Doppelte über den Kosten von Erdgas liegen. Wasserstoff als Energieträger wird aus ökonomischen Gesichtspunkten daher nicht vor 2030 zum Einsatz kommen. Unabhängig von der Art seiner Herstellung dürfte Wasserstoff in energiewirtschaftlich relevanten Mengen nicht zuletzt aufgrund der mit seiner Einführung verbundenen erheblichen infrastrukturellen Herausforderungen erst in einigen Dekaden eine energiewirtschaftliche Bedeutung erlangen.

Die Rolle von CCS im deutschen Energieversorgungssystem

Im Rahmen dieses Projektes sind für die Analyse der energiewirtschaftlichen Rolle von CCS im Vergleich zu regenerativen Energien drei unterschiedliche Szenarien für die zukünftige Energieversorgung Deutschland entwickelt worden. In allen Szenarien werden die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2050 auf 240 Mio. t/a reduziert, was gegenüber 1990 einer Minderung von rund 75 % entspricht. Die **Szenarien** gehen dabei von folgenden Prämissen aus:

- CCS als Hauptelement einer Klimaschutzstrategie mit „maximalem“ Einsatz von CCS-Technologien im Rahmen einer sonst (Energieverbrauch, Ausbau von regenerativen Energien) weitgehend trendgemäßen Entwicklung, also einer relativ geringen Mobilisierung von Effizienzpotenzialen und eingeschränkter Umsetzung der Ausbaupotenziale bei regenerativen Energien (Kurzbezeichnung = **CCSMAX**);
- Konzentration auf das flächendeckende Ausschöpfen der Energieeffizienzpotenziale und auf den engagierten Ausbau von Technologien zur Nutzung regenerativer Energien, wie er in den Szenarien „NaturschutzPlus“ für das BMU (nach BMU 2004 und BMU 2005) beschrieben wurde (Kurzbezeichnung = **NATP**). Auf den Einsatz von CCS kann in diesem Szenario verzichtet werden;
- CCS als Brücke zum weiteren Ausbau regenerativer Energien bei zeitgleich gegenüber der Referenzentwicklung verstärkter, aber gegenüber NATP deutlich geringerer Effizienzsteigerung und deutlich reduziertem Ausbau regenerativer Energien. Beide Maßnahmen reichen daher zusammen nicht aus, das Klimaschutzziel ohne weitere Maßnahmen, hier also den Einsatz von CCS, zu erreichen (Kurzbezeichnung = **BRIDGE**).

Aus der Szenarioanalyse lassen sich verschiedene maßgebliche Erkenntnisse ableiten. Emissionsmindernde Maßnahmen allein im Strombereich reichen danach grundsätzlich nicht aus, um das Klimaschutzziel zu erreichen. Es sind auch ähnlich umfangreiche Maßnahmen in den Sektoren Wärme- und Kraftstoffversorgung erforderlich. Neben dem Ausbau der regenerativen Energien muss die Ausschöpfung der Effizienzpotenziale dazu einen ganz erheblichen Beitrag leisten. Bei umfangreicherer Nutzung fossiler Ressourcen kommt dafür

als Alternative grundsätzlich auch die Wasserstoffbereitstellung mittels Steinkohlevergasung unter Abtrennung und Rückhaltung des CO₂ infrage.

Als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie, entsprechend **Szenario CCSMAX**, stößt CCS an strukturelle und potenzielle Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste kommerzielle Einsatzzeitpunkt der CCS-Technologien kommt für die gerade angelaufene erste Welle des Kraftwerkersatzprogramms zu spät. Er erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen und für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur. Die Nachfrage nach Steinkohle steigt mit 5.900 PJ/a in CCSMAX auf das dreifache des heutigen Beitrags. Wasserstoff wäre im Jahr 2050 mit 47 % Anteil an der Endenergie dominierender Energieträger. Die abzuscheidende und zu speichernde CO₂-Menge beläuft sich in 2050 auf jährlich rund 600 Mio. t CO₂/a (Abbildung 7). Damit sind die möglichen Speicherdauern für CO₂ unter deutschen Verhältnissen auf ein bis zwei Jahrzehnte begrenzt. Da Kostenvorteile der mittels CCS bereit gestellten Endenergien Strom und Wasserstoff gegenüber denen aus regenerativen Energien hergestellten nicht (beim Strom) bzw. nur in geringem Ausmaß (beim Wasserstoff) zu erkennen sind, ist aus wirtschaftlicher Sicht kein entscheidender Anreiz für eine so herausragende Bevorzugung von CCS zu erkennen. Die für einen derartig starken Ausbau von CCS bereits heute erforderlichen hohen Zuwendungen für diese Technologieoption in Form von F+E und Demonstrationsanlagen würde vermutlich eine weitgehende Abwendung von der Förderung von Effizienzstrategien und Ausbaustrategien regenerativer Energien verlangen. Eine angesichts der noch vielen offenen Fragen sehr hohe Anforderung stellt auch dar, dass aufgrund der notwendigen Vorlaufzeiten bereits vergleichsweise kurzfristig eine sehr hohe Sicherheit hinsichtlich der ökologischen Verträglichkeit und Langzeitstabilität der potenziellen CO₂-Speicher erreicht werden müsste.

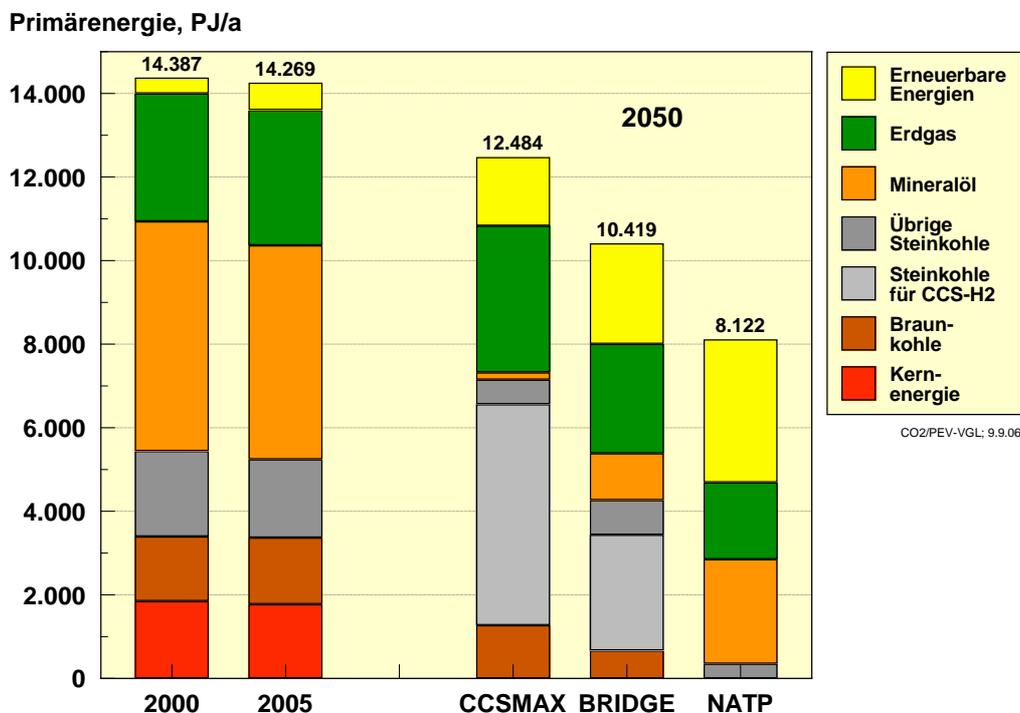


Abbildung 7: Heutige Primärenergiestruktur und Struktur in den Szenarien für das Jahr 2050

Eine Klimaschutzstrategie entsprechend Szenario **NATP**, die ohne CCS-Technologien auskommt, ist heute noch kein „Selbstläufer“. Neben der Beibehaltung des derzeitigen dynami-

schen Ausbaus regenerativer Energien im Strombereich und ihrer signifikanten Ausweitung im Wärmesektor sind noch beträchtliche zusätzliche energiepolitische Unterstützungsmaßnahmen für deutlich wirksamere Effizienzmaßnahmen in der Nutzung und der Umwandlung von Energie erforderlich, um mit dieser Strategie zeitgerecht das Klimaschutzziel 2050 erreichen zu können. Die bereits relativ kurzfristig wirksamen Maßnahmen Ausbau erneuerbarer Energien und Effizienzsteigerung erlauben es jedoch – falls die notwendigen Unterstützungsmaßnahmen rasch greifen – den Umstrukturierungsprozess harmonischer ablaufen zu lassen, als das im obigen Fall möglich wäre. An den Umbau der Infrastrukturen für die Endenergieträger werden zwar ebenfalls hohe Anforderungen gestellt, die aber stufenweise umgesetzt werden können. Eine insbesondere auf Erhöhung der Energieproduktivität setzende Strategie ist zudem volkswirtschaftlich sinnvoll, da ein großer Teil der zu ergreifenden Effizienzmaßnahmen unabhängig von erzeugungsseitigen Maßnahmen die ökonomisch günstigste Option für den Klimaschutz darstellt. Bei einer Einbeziehung externer Kosten würde sich die gesamtwirtschaftliche Bilanz noch günstiger darstellen. Insofern stellt das Szenario eine „Idealstrategie“ dar, die aber kurzfristig sehr wirksame energiepolitische Weichenstellungen verlangt, vor allem eine deutliche Effektivierung und Ausweitung der Energieeffizienzpolitik. Längerfristig sind in diesem Szenario erhebliche strukturelle Veränderungen notwendig. Dies gilt sowohl für die zunehmende Netz- und Systemintegration regenerativer Energien auf der Stromseite und die Einbeziehung von Stromimportstrukturen (z.B. Strom aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika) als auch für einen deutlichen Ausbau von Nahwärmenetzen.

Es erscheint aus heutiger Sicht nicht zweckmäßig, beide der o. g. Strategien „mit voller Kraft“ bis 2020 durchzuhalten (Ausbau regenerativer Energien und Effizienz wie NATP bis 2020; CCS-Entwicklung wie in CCSMAX), um dann eine der beiden Optionen weitgehend zu ignorieren. Dies stellt keine sinnvolle Vorgehensweise dar, so dass im dritten Szenario diskutiert worden ist, inwieweit beide Strategien miteinander kompatibel in einem Zukunftspfad vereinbar sind.

Bei einer Entwicklung entsprechend **Szenario BRIDGE** sind die zeitlichen Anforderungen an die Einführung von CCS-Technologien und an eine Wasserstoffinfrastruktur geringer als in CCSMAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge dieser Option noch relativ gering sein können. Auch der bis 2050 zu erreichende Ausbauzustand stößt für den Fall, dass sich CCS-Technologien als eine energiewirtschaftlich sinnvolle und ökologisch tragfähige Option herausstellen, nicht an grundsätzliche Grenzen hinsichtlich erforderlicher Anlagenleistung, Infrastrukturveränderungen und Speicherkapazität. In 2050 wären in diesem Fall rund 330 Mio. t CO₂/a abzuscheiden und zu speichern. Grundsätzlich müssen aber auch hier bis 2020 errichtete fossile Kraftwerke für CCS nachrüstbar sein, wenn der Stromsektor substantielle Beiträge zur CO₂-Minderung beitragen soll. Bei den derzeit laufenden Kraftwerksplanungen ist dies prinzipiell bereits zu berücksichtigen und nach Möglichkeit die Anlagen als so genannte „capture ready“ Anlagen auszulegen.

Eine energiewirtschaftliche Entwicklung entsprechend Szenario BRIDGE verlangt in jedem Fall eine Steigerung der energiepolitischen Anstrengungen in allen genannten Feldern, wenn längerfristig engagierte Klimaschutzziele ernsthaft erreicht werden sollen. Die Einbeziehung der „CCS-Technologie“ als zusätzliche Klimaschutzoption darf also nicht dazu dienen, in der weiteren Intensivierung der Strategieelemente „Energieeffizienz“ und „regenerative Energien“ nachzulassen. Vielmehr ist erforderlich, diese bis 2020 mindestens soweit zu mobilisieren, dass sie danach weiter „durchstarten“ können, falls sich die CCS-Technologien als energie-

wirtschaftlich nicht oder nicht in dem gewünschten Umfang als sinnvoll realisierbar herausstellen sollten. Gleichzeitig bietet diese Zeitspanne die Möglichkeit, die Entwicklungs- und Kostenpotenziale von CCS-Technologien gründlich und ohne massiven Zeitdruck auszuloten. Auf der anderen Seite könnte die sukzessive Einführung von CCS (Verfügbarkeit geeigneter langzeitstabiler Speicher vorausgesetzt) als begleitendes Element helfen, die dauerhaft erforderlichen Impulse für weitere Effizienzsteigerungen und einen erweiterten Ausbau der regenerativen Energien leichter durchzuhalten, als dies mit den deutlich höheren Anforderungen im Szenario NATP möglicherweise der Fall wäre. Mögliche Widerstände und trotz massiver Unterstützung und energiepolitischer Flankierung unüberwindliche Hemmnisse könnten so kompensiert werden. Angesichts der realen Interessenlagen und der unterschiedlichen Einschätzungen von Technologieoptionen im Energiebereich, insbesondere im globalen Kontext, kann daher eine Entwicklung gemäß Szenario BRIDGE als „pragmatische“ Strategie bezeichnet werden.

Der Kostenvergleich von erneuerbaren Energien und CCS-Technologien zur Strom- und Wasserstoffbereitstellung zeigt keine wirtschaftlichen Vorteile für die CCS-Option zum Zeitpunkt ihrer möglichen Einführung um 2020. Letztere verlangt dann die Berücksichtigung von CO₂-Preisen zwischen 40 und 50 €/t CO₂, wenn sie für private Investoren gegenüber der konventionellen fossilen Stromerzeugung attraktiv sein soll. Auch nach 2020 haben die erneuerbaren Energien Technologien vermutlich weiter ausschöpfbare Kostendegressionspotenziale. Die Kosten der Stromerzeugung aus Kohle mittels CCS dürften bei entsprechender technischer Weiterentwicklung real dagegen in etwa konstant bleiben. Bezieht man die externen Kosten mit ein, ergeben sich weitere Vorteile für den auf erneuerbare Energien und Energieeffizienz bauenden Entwicklungspfad. Die relative Wirtschaftlichkeit von CCS und erneuerbaren Energien ist aus heutiger Sicht mit vielfältigen Unsicherheiten verbunden. Die o.g. Einschätzungen für die erneuerbaren Energien gehen von einer weltweit dynamischen Marktentwicklung aus, so dass über Massenfertigung und Lernkurveneffekte ganz erhebliche Kostendegressionseffekte ausgeschöpft werden können.

Hemmend für eine umfassende CCS-Strategie könnte sich auch auswirken, dass in Folge einer hauptsächlich auf CCS setzenden Strategie ein früherer – mit hohen infrastrukturellen Herausforderungen verbundener - Einstieg in eine breite Nutzung von (CO₂-armen) Wasserstoff erforderlich ist, während dies bei einer Strategie im Sinne des Szenarios NATP erst gegen Mitte des Jahrhunderts im nennenswerten Umfang notwendig ist.

Aus den genannten Gesichtspunkten folgt, dass eine konsequente Strategie im Sinne des Szenarios NATP mittel- bis langfristig auch die volkswirtschaftlich günstigere Strategie darstellen dürfte und damit energiepolitisch angestrebt werden sollte. Gleichzeitig empfiehlt es sich, die Option CCS weiterhin einer gründlichen Prüfung und insbesondere einer realistischen praktischen Demonstration zu unterziehen, um nach etwa einer Dekade über präzisere Kenntnisse zu den Potenzialen und Grenzen dieser Technologie zu verfügen. Stellt sich dann heraus, dass weltweit die Umstrukturierung der Energieversorgung hinsichtlich Effizienz und EE-Ausbau „nur“ gemäß der im Szenario BRIDGE dargelegten Intensität verläuft, stünde mit CCS eine zusätzliche Klimaschutzoption zur Verfügung.

Anforderung für die erfolgreiche internationale Umsetzung von CCS

Der abschließende Teil der Untersuchung weitet den Betrachtungsrahmen aus und fragt, ob CCS aus globaler Perspektive notwendig ist, um ambitionierte Klimaschutzziele zu erreichen, und wie ein institutioneller Rahmen gestaltet werden kann, der die Risiken von CCS sinnvoll reguliert.

Dabei wird die Rolle von CCS im Kontext anderer technologischer Optionen, d.h. insbesondere dem Ausbau erneuerbarer Energien, mittels einer ökonomischen Szenarienanalyse untersucht. Dafür werden Modelle verwendet, die unter einer vorgegebenen Begrenzung der atmosphärischen CO₂-Konzentration die globale gesellschaftliche Wohlfahrt maximieren, indem sie die zeitliche Dynamik des Einsatzes der drei genannten Optionen simulieren und dabei technologische Lerneffekte einbeziehen. Mittels Sensitivitätsanalysen werden zentrale Unsicherheitsfaktoren herausgearbeitet und interpretiert, die einen starken Einfluss auf den Einsatz von CCS und die Kosten des Klimaschutzes haben:

- Lernraten von CCS und erneuerbaren Energien beeinflussen den Verlauf der Kostensenkung der Technologien und damit ihren Einsatz. Je rascher das Kostensenkungspotenzial der erneuerbaren Energien realisiert wird und je langsamer das von CCS zum Tragen kommt, desto weniger wird CCS genutzt werden. Nicht voraussehbare Entwicklungssprünge und durch Lerneffekte nicht verminderbare Anteile der Kosten (z.B. für Brennstoffe) in beiden Technologiebereichen können allerdings einen starken Einfluss auf ihre zukünftigen Marktanteile haben.
- Leckage-Raten, die das langsame Entweichen von CO₂ aus Speicherformationen quantifizieren, müssen deutlich unter 0,1% im Jahr liegen, damit CCS überhaupt effizient eingesetzt werden kann.
- Die Diskontrate bestimmt die Gewichtung von Konsum über den Verlauf des Planungshorizonts. Wird durch Wahl einer hohen Diskontrate angenommen, dass der Wohlfahrt in der Gegenwart ein höheres Gewicht eingeräumt und folglich weniger in die regenerativen Energien investiert wird, kommt CCS stärker zum Zuge, und die stärkere Nutzung der regenerativen Energien wird weiter in die Zukunft verlagert. Dies geschieht vor allem dann, wenn die Realisierung von Lernraten in regenerativen Energien im Verhältnis zu denjenigen von CCS hohe Anfangsinvestitionen erfordert.
- Die mit der potenziellen Verknappung fossiler Ressourcen einhergehenden steigenden Extraktions- und Explorationskosten wirken sich deutlich auf die Rolle von CCS aus: Erhöhen sich die Kosten für fossile Energieträger erst relativ spät, wird CCS aufgrund der Attraktivität der fossilen Brennstoffe stark genutzt werden, um das vorgegebene Klimaschutzziel überhaupt erreichen zu können. Unterstellt man dagegen „Peak-Oil“-Szenarien, die von einem raschen Kostenanstieg wegen Verknappung der Ölvorkommen ausgehen, kommt es möglicherweise deutlich früher zu der Substitution verschiedener fossiler Energieträger und damit einem geringeren Bedarf für CCS. In der zeitlichen Dynamik und den Wirkungszusammenhängen sind diese Effekte aber noch nicht vollständig erfasst.
- Die Nutzung von CCS lohnt sich auch dann, wenn sich der Zeitpunkt der Verfügbarkeit der CCS-Technologie für den Einsatz im großen Maßstab um einige Dekaden verzögert. Steht CCS allerdings erst ab 2050 zur Verfügung, nimmt die Menge des

gespeicherten CO₂ zur Erreichung der Klimaschutzziele deutlich ab, da es lohnender ist, von Beginn an die regenerativen Energien zu forcieren.

Ergebnis der ökonomischen Szenarienanalyse ist, dass CCS auf globaler Ebene einen spürbaren Beitrag zur Einhaltung ambitionierter Klimaschutzziele leisten kann. CCS kann die Aufgabe einer „Brückenfunktion“ übernehmen, Emissionen in dem Maße zu vermeiden, wie erneuerbare Energien und Effizienzsteigerungen dazu allein noch nicht in der Lage sind – insofern können sich die technologischen Optionen ergänzen. Außer Frage steht allerdings, dass eine nachhaltige Minderung des Klimawandels im Energiesektor auf Dauer nur durch regenerative Energien und hohe Energieeffizienz erreichbar ist.

Insgesamt könnten den Berechnungen zufolge durch den Einsatz von CCS die Begrenzung der atmosphärischen CO₂-Konzentration auf unter 450 ppm im Verlauf des 21. Jahrhunderts mit einem relativen Verlust von 0,6 % des globalen Bruttosozialprodukts gegenüber dem Business-as-Usual-Pfad erreicht werden, wobei in der Summe ca. 456 GtC (respektive 1.672 Gt CO₂) eingefangen und gespeichert werden müssten. Diese Ergebnisse sind als plausible mittlere Größenordnung zu verstehen unter Annahme einer Leckage von 0,05 % pro Jahr und einer Lernrate der regenerativen Energien von 15 %. Der genaue Umfang der kumulierten Speicherung und der Kostenreduktion hängt von der Entwicklung der untersuchten Unsicherheitsfaktoren ab. Es zeigt sich in den Modellrechnungen, dass mit der Kombination beider Maßnahmen (Erneuerbare Energien / Energieeffizienz *und* CCS) die Erreichung engagierter globaler Klimaschutzziele mit vergleichsweise geringen ökonomischen Wachstumsverlusten möglich ist. Die berechneten Wachstumsverluste relativieren sich weiter, wenn notwendige Investitionen in Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel gegengerechnet werden.

Die Einführung von CCS im großen Maßstab setzt voraus, dass ein institutioneller Rahmen implementiert wird, der die Verantwortung für Risiken aus CCS sinnvoll regelt und Anreize zur Nutzung möglichst sicherer Speicheroptionen bietet.

Die Rechtslage ist national wie international in vielen Details noch ungeklärt, und spezielle Rahmenwerke für CCS sind noch zu entwickeln. Die Prinzipien des Umweltrechts fordern den Gesetzgeber dazu auf, angesichts der Langfristigkeit der CO₂-Speicherung geeignete Regelungen für den Umgang mit künftigen Risiken sicherzustellen und dabei zwischen einer Haftung für Schäden durch den Unternehmer und der Letztverantwortung durch den Staat geeignet abzuwägen. Der Überwachung der Speicherstätten und der Definition einer angemessenen Leckage-Rate kommt dabei besondere Bedeutung zu. Wegen der grenzüberschreitenden Auswirkungen von CCS sind internationale Vereinbarungen unabdingbar.

Eine Einbettung von CCS in internationale Klimaschutzvereinbarungen ist – wie in der ökonomischen Analyse gezeigt – sinnvoll: CCS ist allerdings derzeit in den Mechanismen der UN-Klimarahmenkonvention noch nicht verankert. Richtlinien zur Verbuchung der durch CCS eingesparten (und ggfs. wieder entweichenden) Emissionen sind noch nicht implementiert. Dies ist eine wichtige Voraussetzung, um CCS auch in die flexiblen Mechanismen der Klimarahmenkonvention einbeziehen zu können. Mit Bezug auf die Debatte zwischen den beiden grundsätzlichen Herangehensweisen an Klimaschutzvereinbarungen (Cap and trade-System und Technologieprotokoll) könnte CCS mit den noch zu meisternden technologischen Herausforderungen ein Beispiel dafür sein, dass eine Kombination beider Ansätze möglich und sinnvoll erscheint.

Die Regelung der Verantwortung für Risiken aus CCS könnte durch handelbare **Carbon Sequestration Bonds** geschehen, die vom Unternehmer eines CCS-Projekts zu erwerben sind und bei Leckage anteilig entwertet werden. Das Bond-System bietet Anreize zur effizienten Begrenzung der Schäden durch CO₂-Leckage und bindet die Finanzmärkte und damit auch die Öffentlichkeit (über Investitionsentscheidungen für sichere CCS-Projekte) in die Kontrolle der Risiken mit ein. Einnahmen des Staates aus entwerteten Bonds können für die Förderung erneuerbarer Energien verwendet werden, so dass die Verzögerung ihrer Entwicklung, die aus der Nutzung einer unsicheren Speicheroption resultiert, ausgeglichen wird.

