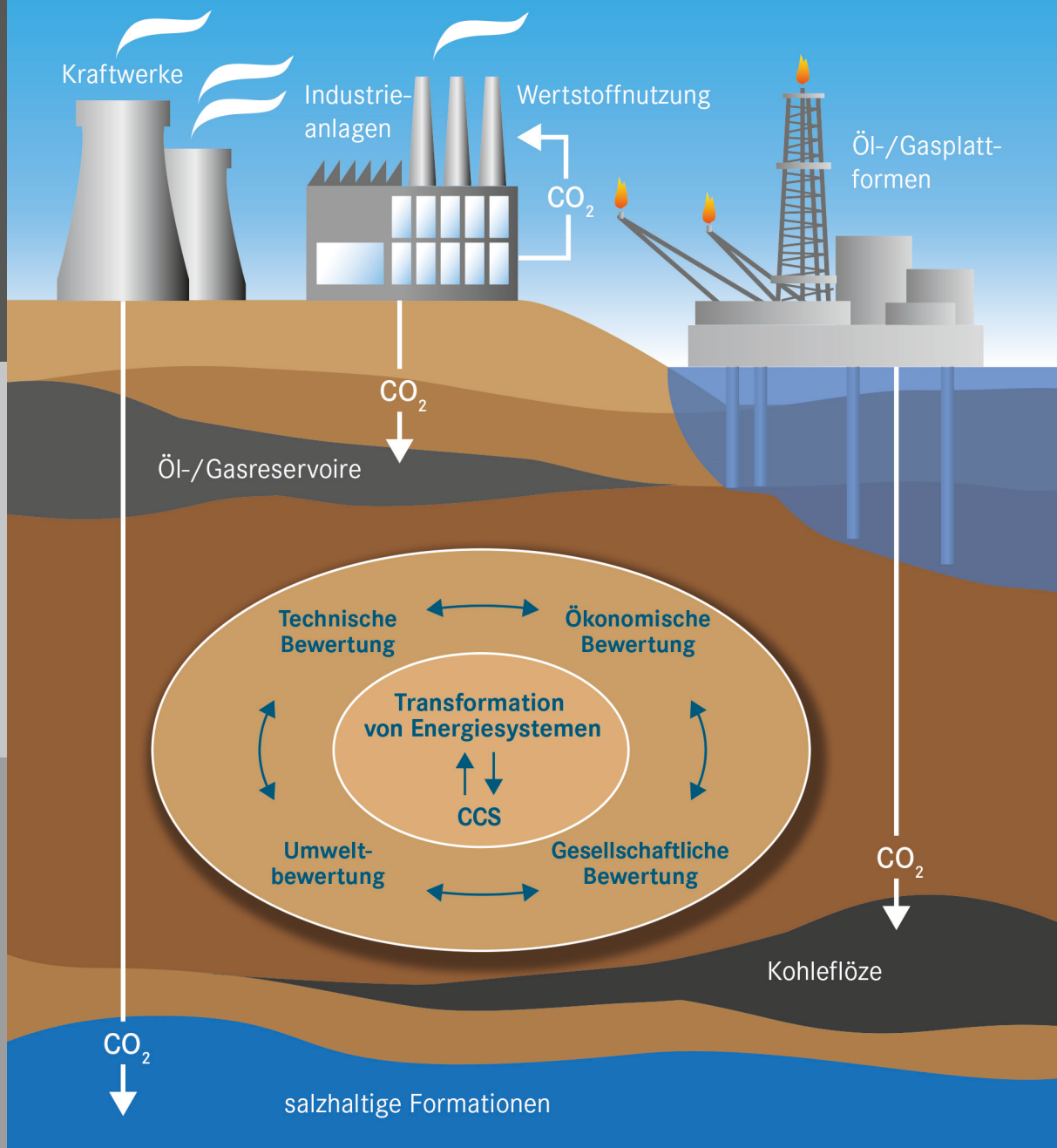




CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive

Advances in Systems Analysis 2

Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-F. (Hrsg.)

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung (IEK)
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive

Advances in Systems Analysis 2

Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-F. (Hrsg.)

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek.
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte Bibliografische Daten
sind im Internet über <<http://dnb.d-nb.de>> abrufbar.

Herausgeber
und Vertrieb: Forschungszentrum Jülich GmbH
Zentralbibliothek, Verlag
D-52425 Jülich
Telefon (02461) 61-5368 · Telefax (02461) 61-6103
E-Mail: zb-publikation@fz-juelich.de
Internet: <http://www.fz-juelich.de/zb>

Umschlaggestaltung: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Druck: Grafische Medien, Forschungszentrum Jülich GmbH

Copyright: Forschungszentrum Jülich 2012

Schriften des Forschungszentrums Jülich
Reihe Energie & Umwelt / Energy & Environment Band / Volume 164

ISSN 1866-1793
ISBN 978-3-89336-850-1

Vollständig frei verfügbar im Internet auf dem Jülicher Open Access Server (JUWEL)
unter <http://www.fz-juelich.de/zb/juwel>

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil des Werkes darf in irgendeiner Form (Druck, Fotokopie oder
in einem anderen Verfahren) ohne schriftliche Genehmigung des Verlages reproduziert oder
unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Vorwort

In zahlreichen nationalen und internationalen Energieszenarien wird Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) als Option zur Reduktion von energie- und prozess-bedingten CO₂-Emissionen eine hohe Bedeutung zugemessen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund eines weltweit steigenden Einsatzes von fossilen Brennstoffen trotz zunehmender Bedeutung erneuerbarer Energien.

Zahlreiche Kernkomponenten von CCS liegen in technisch weit entwickeltem Reifegrad vor, wenn auch vor dem Hintergrund der Anforderungen des großtechnischen Einsatzes im Energiesystem (First-generation-Verfahren) weitere Forschung und Entwicklung -z.B. Verbesserung des Umwandlungswirkungsgrads, Verringerung der Umweltwirkungen des Einsatzes von Waschsubstanzen, langfristig sichere Speicherung, Reduktion der Investitionskosten oder energetische und stoffliche Nutzung von CO₂- notwendig sind. Die nationale und internationale Forschungsintensität ist sehr hoch und die Arbeiten sind in Teilen bereits auf Second-generation-Verfahren ausgerichtet.

In Deutschland werden der Transport und die Speicherung von CO₂ in geologischen Medien kontrovers diskutiert. Zunehmend stellt sich auch in anderen potentiellen Nutzerländern in Europa und weltweit in Teilen der Gesellschaft Skepsis bezüglich der Nutzung von CCS-Technologien ein.

Vor diesem Hintergrund ist eine Technologiestudie zur Aufarbeitung und integrierten Bewertung der technischen, wirtschaftlichen, umweltseitigen und gesellschaftlichen Perspektiven von CCS-Technologien dringend geboten, auch wenn zu einzelnen Aspekten schon eine Fülle von Informationen und wissenschaftlicher Expertise vorliegt. Das Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und technologische Entwicklung (IEK-STE) am Forschungszentrum Jülich stellt diese von einem interdisziplinären Team aus Ingenieuren, Wirtschafts-, Sozial- und Politikwissenschaftlern erarbeitete Studie vor. Vorarbeiten wurden in einer Reihe von HGF- und Drittmittelprojekten geleistet. Weitere wissenschaftliche Expertise wurde mit den Beiträgen zu Nutzung und Speicherung von CO₂ von Kollegen der RWTH Aachen und des Geoforschungszentrum Potsdam zur Verfügung gestellt.

Die Herausgeber bedanken sich bei den Wissenschaftlern für die geleisteten Beiträge und den hohen Grad an Motivation, der die Arbeiten vom ersten Entwurf des Gesamtkonzepts bis zur Erstellung und redaktionellen Bearbeitung der Manuskripte begleitete.

Jülich, Dezember 2012

Wilhelm Kuckshinrichs, Jürgen-Friedrich Hake

Inhalt

A	Einleitung	1
	Die Abscheidung und Nutzung von CO ₂ als Klimaschutzoption im Rahmen einer integrierten Technologiebewertung <i>Wilhelm Kuckshinrichs</i>	3
B	Technologien: Status und F&E-Perspektiven	13
B I	Technologien zur CO ₂ -Abscheidung <i>Peter Markewitz, Richard Bongartz</i>	15
B II	Transport von CO ₂ <i>Richard Bongartz, Jochen Linssen, Peter Markewitz</i>	51
B III	Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO ₂ <i>Thomas Müller, Walter Leitner, Peter Markewitz, Wilhelm Kuckshinrichs</i>	69
B IV	Umweltaspekte von CCS <i>Andrea Schreiber, Petra Zapp, Josefine Marx</i>	103
B V	Sichererer Betrieb geologischer CO ₂ -Speicher am Beispiel des Pilotstandorts Ketzin <i>Michael Kühn, Axel Liebscher, Sonja Martens, Fabian Möller, Thomas Kempka, Martin Streibel</i>	131
C	Ökonomische und gesellschaftliche Perspektiven	149
C I	Energiewirtschaftliche Analyse der CO ₂ -Abscheidung <i>Wilhelm Kuckshinrichs, Stefan Vögele</i>	151
C II	Kostenanalyse von CCS für ausgewählte CO ₂ -intensive Industrieprozesse <i>Johannes Fleer, Wilhelm Kuckshinrichs</i>	177
C III	CCS-Transportinfrastrukturen: Von der Technologie über die Kosten zur Regulierung <i>Joachim Geske</i>	187
C IV	Der Optionswert von CCS-Technologien im Rahmen von CO ₂ -Reduktionsszenarien für Deutschland <i>Dag Martinsen, Heidi Heinrichs, Peter Markewitz, Wilhelm Kuckshinrichs</i>	205
C V	Gesellschaftliche Akzeptanz <i>Diana Schumann</i>	225

D	Energie- und klimapolitischer Rahmen	257
D I	Kein CCS in Deutschland trotz CCS-Gesetz? <i>Wolfgang Fischer</i>	259
D II	CCS-Politik in der EU: Geht die Rechnung auf oder wurde die Rechnung ohne den Wirt gemacht? <i>Olga Schenk, Jürgen-Friedrich Hake</i>	289
D III	Internationale Zusammenarbeit zur Unterstützung von CCS <i>Jürgen-Friedrich Hake, Olga Schenk</i>	315
E	Abschluss	333
	Gesamtindex der Bewertung von Abscheidung und Nutzung von CO ₂ : Die deutsche Perspektive und darüber hinaus <i>Wilhelm Kuckshinrichs, Peter Markewitz</i>	335

A Einleitung

Die Abscheidung und Nutzung von CO₂ als Klimaschutzoption im Rahmen einer integrierten Technologiebewertung

Wilhelm Kuckshinrichs

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt		
I	CCS als Klimaschutzoption und CO ₂ für die industrielle Nutzung	3
II	Methodischer Ansatz einer Integrierten Technologiebewertung für CCS und Aufbau der Studie	6
	II.1 Technische Potenziale, F&E-Anstrengungen und technischer Reifegrad	7
	II.2 Einsatz in Energiewirtschaft und Industrie	8
	II.3 Energie- und klimapolitischer Rahmen	9
III	Energie- und industriepolitische Implikationen aus deutscher Sicht	10
IV	Literatur	10

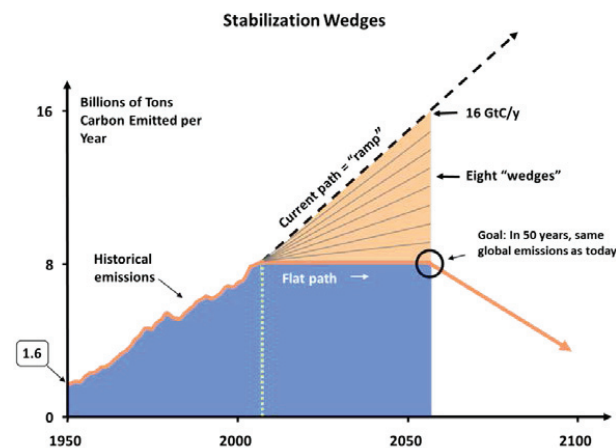
I CCS als Klimaschutzoption und CO₂ für die industrielle Nutzung

Um den anthropogen verursachten Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur bis 2100 auf 2°C zu begrenzen, soll die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre auf 450 ppmv begrenzt werden, spricht sich der Weltklimarat (IPCC) aus. Zur Erfüllung dieses Ziels bedarf es bis 2050 im Vergleich zu 1990 einer Reduktion der globalen CO₂-Emissionen um 50%. Der globale Energieverbrauch jedoch steigt jährlich an, und auch die Nutzung fossiler Energieträger ist nicht nur ungebrochen, sondern speziell der Energieträger Kohle gewinnt weltweit an Bedeutung.

Im Rahmen ihrer Analysen zur Stabilisierung der globalen CO₂-Emissionen identifizierten Pacala und Socolow Ansatzpunkte („wedge“), die zur Reduktion von zukünftigen CO₂-Emissionen beitragen können [Pacala & Socolow, 2004]. Eine „wedge“ ist eine Strategie oder Maßnahme zur Reduktion von CO₂-Emissionen, die in 50 Jahren auf 3,67 Mrd. t CO₂/Jahr (1 Mrd. t C/Jahr) anwächst. Über 50 Jahre entspricht dies kumulativ ca. 92 Mrd. t CO₂ (25 Mrd. t C). Zu diesen Ansatzpunkten zählen neben Energieeffizienz, Brennstoffwechsel, Nuklear-,

Wind-, Solar- und Bioenergie sowie natürliche CO₂-Senken auch die Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS).

Abbildung 1: Ansatzpunkte zur Stabilisierung der globalen CO₂-Emissionen („wedges“)



Quelle: [Pacala & Socolow, 2004] und <http://cmi.princeton.edu/wedges/>

IEK-STE 2012

Zahlreiche Analysen und Projektionen des globalen Energiesystems heben die Bedeutung von CCS im Rahmen von Strategien zur Reduktion von Klimagasen ebenfalls hervor, z.B. der Stern-Report und der World Energy Outlook [IEA, 2009b, IEA, 2010, IEA, 2011, Stern, 2006]. Die IEA projiziert einen Anstieg der CO₂-Emissionen im Business as usual-Szenario von heute gut 29 Mrd. t CO₂/a auf etwa 62 Mrd. t CO₂/a bis zum Jahr 2050 [IEA, 2008]. Dies ginge einher mit einem Anstieg der CO₂-Konzentration der Atmosphäre auf ca. 550 ppm und einem mittleren Temperaturanstieg von 3 bis 4°C. Die IEA stellt zwei Minderungsszenarien zur Diskussion, deren Zeithorizont ebenfalls bis zum Jahr 2050 reicht. Im ACT Map-Szenario wird eine deutliche CO₂-Reduktion erreicht, so dass bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Business as Usual-Szenario etwa 35 Mrd. t CO₂/a weniger emittiert werden. Hierdurch würde in 2050 in etwa die heutige Menge an CO₂-Emissionen gehalten werden, was einer CO₂-Konzentration von etwa 485 ppm entspräche. Noch weiter geht das BLUE Map-Szenario mit einer um 48 Mrd. t CO₂/a geringeren CO₂-Emission in 2050, was einer Minderung gegenüber dem Business as usual-Szenario von etwa 77% entspricht. Dies entspräche im Jahr 2050 einer CO₂-Konzentration von etwa 445 ppm.

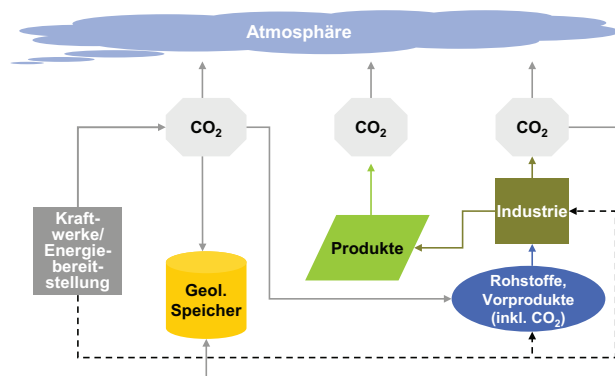
In beiden Fällen leistet die Stromerzeugung insgesamt den höchsten sektoralen Beitrag und CCS stellt die Einzelmaßnahme mit dem größten Minderungsbeitrag dar. Der Anteil von CCS an der gesamten CO₂-Reduktion der Stromerzeugung beträgt im ACT Map-Szenario ca. 21% und im BLUE Map-Szenario ca. 26%. Die Ergebnisse betonen die Bedeutung der CCS-Tech-

nologie im globalen Kontext und zeigen, dass bei stringenten Klimagas-Reduktionszielen CCS an Attraktivität gewinnt.

Industrieprozesse tragen weltweit mit knapp 30% zur CO₂-Emission bei [IEA, 2009a], wobei ein Teil der Emissionen Prozess-bedingt erfolgt. Zur Reduktion der CO₂-Emissionen in industriellen Sektoren kann daher auch CCS beitragen [Gale, 2012]. Hiervon sind insbesondere die Zementindustrie, die Eisen- und Stahlindustrie und die Herstellung weiterer Metalle sowie die Erdöl verarbeitende Industrie betroffen.

Demgegenüber beläuft sich die derzeitige Nutzung von CO₂ als Industriegas auf ca. 20 Mt/a und als Chemierohstoff auf etwa 110 Mt/a [Peters et al., 2011]. Mit den Möglichkeiten der zukünftigen CO₂-Nutzung können beide Bereiche zwar einen willkommenen, jedoch nur begrenzten Beitrag zur direkten Reduktion der Kohlendioxidemission leisten. Das Interesse an der Nutzung von Kohlendioxid (CCU) liegt vielmehr darin begründet, dass mit CO₂ ein potenzieller Wertstoff mit einem interessanten Anwendungsprofil und einem hohen Potenzial für die chemische Industrie vorliegt. Die Verwendung von CO₂ kann sich auch positiv auf die Bewertung von Strategien zur Reduktion von CO₂-Emissionen auswirken, falls produktbezogene CO₂-Bilanzen eine Reduktion der Emission von CO₂ anzeigen. Auf diese Weise kann aus dem Treibhausgas CO₂ in begrenztem Umfang ein Rohstoff für die stoffliche Wertschöpfungskette werden [Ausfelder & Bazzanella, 2008] (s. schematische Darstellung in Abbildung 2).

Abbildung 2: Schematische Darstellung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung sowie stofflicher Nutzung von CO₂



Quelle: [Kuckshinrichs et al., 2010]

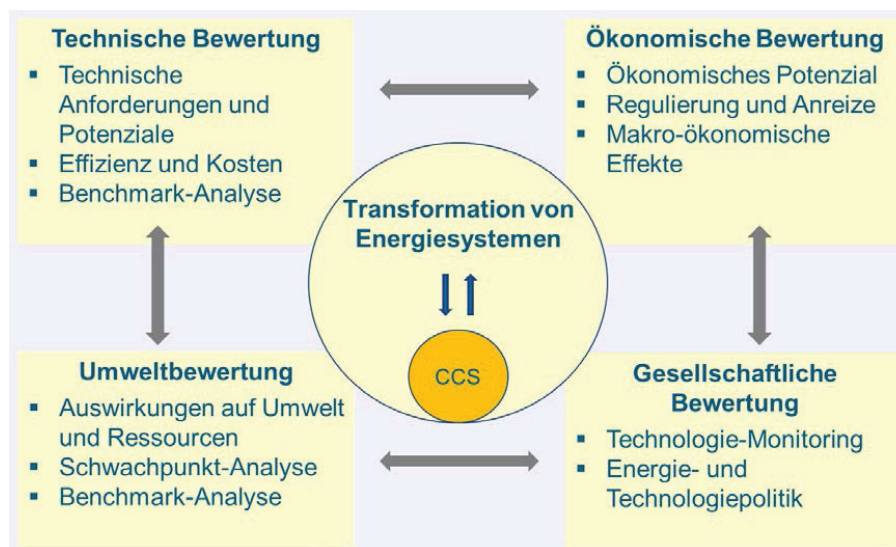
IEK-STE 2012

II Methodischer Ansatz einer Integrierten Technologiebewertung für CCS und Aufbau der Studie

Ziel der Technologiebewertung ist es, die Bedeutung einer Technologie im Rahmen eines Bewertungsmaßstabs zu ermitteln. Der hier gewählte Bewertungsmaßstab findet seine normative Rahmensetzung im Konzept der Nachhaltigen Entwicklung, woraus für den Energiebereich die Notwendigkeit der Transformation hin zu nachhaltigen Techniken und Systemen resultiert. Danach gilt es, die Entwicklung von Energietechniken (und Energiesystemen) in ihren technischen, ökonomischen, ökologischen und sozialen Auswirkungen zu untersuchen und dahingehend zu bewerten, welcher Beitrag von Technologien im Rahmen der Transformation von Energiesystemen geleistet werden kann.

Die Bandbreite der Methoden der Technologiebewertung ist sehr groß. Dazu zählen technologisch orientierte Verfahren (z.B. Risikoabschätzung), ökonomisch orientierte Verfahren (z.B. Kosteneffizienzanalyse), politisch orientierte Verfahren (z.B. Abstimmungsverfahren), systematische Abwägungsverfahren (z.B. Kosten-Nutzen-Analyse) und systemtheoretische Verfahren (z.B. Szenariotechnik) [Renn, 2010]. IEK-STE verfolgt hier einen systemanalytischen Ansatz, der die Interdependenzen zwischen Technologien und den sie berührenden Feldern in Wirtschaft und Gesellschaft zum Ausdruck bringt und weitestgehend auf quantitativer Modellierung beruht (Abbildung 3).

Abbildung 3: Methodischer Ansatz einer Integrierten Technologiebewertung für CCS



Quelle: eigene Darstellung

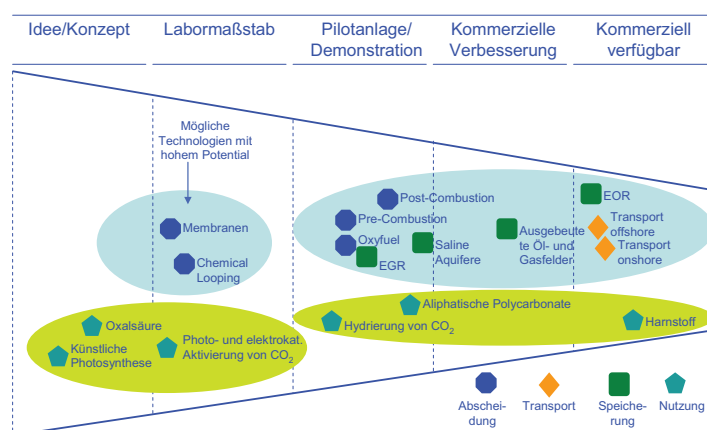
IEK-STE 2012

Im vorliegenden Band trägt eine Reihe von Experten mit Einzelbeiträgen zu technischen, ökonomischen, ökologischen und sozialen Aspekten von CCS-Techniken bei. Diese Vorgehensweise erlaubt eine vertiefte Darstellung spezieller Aspekte auf der Basis differenzierter methodischer Ansätze zur Analyse technischer Einsatzmöglichkeiten und -voraussetzungen sowie von Entwicklungspotenzialen, ökonomischen und gesellschaftlichen Perspektiven des Einsatzes in Energiewirtschaft und Industrie, als auch von energie- und klimapolitischen Aspekten aus deutscher und europäischer Perspektive.

II.1 Technische Potenziale, F&E-Anstrengungen und technischer Reifegrad

Die Technologien sind zum Teil durch einen sehr unterschiedlichen Reifegrad charakterisiert und nur wenige werden schon kommerziell genutzt. Insbesondere die Abscheidung von CO₂ in Kraftwerken ist bisher nicht im kommerziellen Maßstab realisiert und auch Strategien zur weitergehenden Nutzung von CO₂ stehen erst am Anfang. Während einzelne Technologien bereits kommerziell eingesetzt werden (z.B. Enhanced Oil Recovery (EOR), Herstellung von Harnstoff und Methanol), befinden sich andere an der Schwelle zur Demonstration oder im Pilotstadium (z.B. Oxyfuel, Herstellung von aliphatischen Polycarbonaten). Andere wiederum befinden sich in einer sehr frühen Phase der technischen Entwicklung (Labormaßstab) bzw. in der Konzeptfindungsphase (z.B. CO₂-Membranen, künstliche Photosynthese) (Abbildung 4) [Markewitz et al., 2012].

Abbildung 4: Schematische Darstellung von Innovationsphasen für Technologien zur Abscheidung, Transport und Speicherung sowie Nutzung von CO₂



Quelle: Überarbeitung von [McKinsey, 2008]

IEK-STE 2012

Die Beiträge im Teil B der Studie widmen sich dem technischen Entwicklungsstand und möglichen F&E-Ansätzen entlang der CCS- und CCU-Prozesskette. *Markewitz & Bongartz* (Beitrag B I) analysieren die maßgeblichen Entwicklungslinien der CO₂-Abscheidung der ersten Generation in Kraftwerken (Post-combustion, Pre-combustion, Oxyfuel) und energie- bzw. CO₂-intensiven Industrien und thematisieren auch Second-Generation-Technologien, z.B. Membranen. Von besonderer Bedeutung für CO₂-Abscheideanlagen sind mögliche Verbesserungen der Wirkungsgrade, der Einfluss von CO₂-Reinheitsgraden, die Flexibilität des Anlagenbetriebs und die Nachrüstung von Kohlekraftwerken. *Bongartz et al.* (Beitrag B II) untersuchen den Transport von CO₂ und stellen neben den Fragen zur Sicherheit die Reinheit des CO₂-Stroms in den Mittelpunkt. *Müller et al.* (Beitrag B III) thematisieren Möglichkeiten und Konzepte zur Nutzung von CO₂. Hierbei stehen neben organisch-chemischer Verwendung sowie anorganischer und stofflicher Nutzung produktbezogene Beurteilungskriterien wie CO₂-Fixierung (Menge und Dauer), technische Umsetzung sowie CO₂-Gesamtbilanz im Mittelpunkt. *Schreiber et al.* (Beitrag B IV) analysieren die Umweltwirkungen des Einsatzes von CCS-Technologien. Aus einer Lebenszyklusperspektive werden dafür CCS-Prozessketten inkl. vor- und nachgelagerter Prozesse abgebildet und in ihren Umweltwirkungskategorien analysiert. Abschließend widmen sich *Kühn et al.* (Beitrag B V) den Fragen zu Sicherheit und Risiken der geologischen Speicherung von CO₂. Hier stehen der unterirdische Verbleib des eingepressten CO₂-Stroms und mögliche Beeinträchtigungen von Grundwasserressourcen am Beispiel des Pilotstandorts Ketzin im Vordergrund.

II.2 Einsatz in Energiewirtschaft und Industrie

Der Einsatz von CCS im großtechnischen Maßstab in Energiewirtschaft und Industrie ist nur im Rahmen von Klimaschutzstrategien darstellbar. Die Mehrkosten des Einsatzes von CCS gegenüber sog. konventioneller Verstromung auf der Basis fossiler Brennstoffe spiegeln die Internalisierung von CO₂-Kosten wider. CCS-Anlagen zeichnen sich durch hohe Kapitalkosten und eine langfristige Kapitalbindung aus, so dass jede Investitionsentscheidung die langfristigen Ertragsmöglichkeiten der Anlagen in Rechnung stellen muss. Dabei gilt es insbesondere, die Implikationen klima- und energie-, aber auch technologiepolitischer Entscheidungen zu berücksichtigen, die Entwicklungsperspektiven konkurrierender Technologien in Betracht zu ziehen und die gesellschaftliche Einschätzung von Energie- und Klimaschutztechnologien im Allgemeinen und CCS im Besonderen zu berücksichtigen [ETP ZEP, 2011, Global CCS Institute, 2011, IEA, 2007, IEA, 2010, IPCC, 2005, McKinsey, 2008]. Hier wird die gesellschaftliche Akzeptanz als wesentliche Voraussetzung für die Erprobung und den Einsatz von CCS betrachtet.

Die Beiträge im Teil C konzentrieren sich auf die ökonomische und gesellschaftliche Perspektive des Einsatzes von CCS in der Energiewirtschaft und in energie- bzw. CO₂-intensiven Industrien. *Kuckshinrichs und Vögele* (Beitrag C I) thematisieren den energiewirtschaftlichen Einsatz von CCS und analysieren Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten auf der Basis von technikspezifischen Kosten- und Prozessparametern. Darüber hinaus werden mit einem Merit-Order-Ansatz mögliche Implikationen von CCS-Anlagen auf Börsenstrompreise

und Strommengen sowie daraus resultierende Optionen für die Refinanzierung von CCS-Investitionen dargestellt. *Fleer und Kuckshinrichs* (Beitrag C II) stellen die Kosten des Einsatzes von CCS für energie- und CO₂-intensive Industrien anhand von Referenzanlagen dar. *Geske* (Beitrag C III) analysiert die Systemeigenschaften von CCS-Infrastrukturen und zeigt, dass die Infrastrukturkostenfunktion sowohl vom Verhältnis fixer zu variabler Kosten als auch von der räumlichen Verteilung von CO₂-Quellen und -Speichern abhängig ist. Mit einem Energiesystemmodell analysieren *Martinsen et al.* (Beitrag C IV) sektor-übergreifende CO₂-Vermeidungsstrategien und deren Auswirkungen auf die Energie- und CO₂-Bilanz. In diesem Rahmen schätzen sie den Optionswert, falls auf den Einsatz von CCS zugunsten anderer Techniklinien verzichtet werden soll. Im Rahmen einer Akzeptanz-Analyse erläutert *Schumann* (Beitrag C V) die Bekanntheit, das Wissen und die spontanen Einstellungen sowie Risiko- und Nutzeneinschätzungen von CCS in Deutschland. Darüber hinaus wird aufgezeigt, durch welche Faktoren die spontane Einschätzung von CCS in der deutschen Bevölkerung beeinflusst wird.

II.3 Energie- und klimapolitischer Rahmen

Energiewirtschaftliche und industrielle Strategien zur Entwicklung und Nutzung von CCS sind eingebettet in die energie-, klima- und technologiepolitischen Leitlinien der Europäischen Union und Deutschlands. Hier finden z.B. Rahmensetzungen der EU zur Implementierung von CCS [European Parliament and the Council, 2009] und Instrumente zur Förderung von Investitionen in Demonstrationsvorhaben [Europäisches Parlament und Rat, 2009] ihren Widerhall. Basis für die deutsche Energie- und Klimapolitik ist das Energiekonzept der Bundesregierung, welches auf Beschlüssen von 2010 und 2011 [Bundesregierung, 2010, Bundesregierung, 2011] beruht, und welches im Wesentlichen auf den Elementen CO₂-Reduktion, Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und dem Ausstieg aus der Atomenergie beruht. Für die Umsetzung der europäischen CCS-Richtlinie in nationale Gesetzgebung setzt Deutschland auf ein CCS-Gesetz.

Die Beiträge im Teil D konzentrieren sich auf die energie- und klimapolitischen Aspekte aus europäischer und deutscher Perspektive. *Fischer* (Beitrag D I) analysiert den Gesetzgebungsprozess für CCS in Deutschland im Rahmen des föderalen Systems, der Parteien und gesellschaftlicher Organisationen in Deutschland. Dieser ist durch widersprüchliche Politiken und Konflikte gekennzeichnet. *Schenk und Hake* (Beitrag D II) beleuchten die CCS-Politik in der Europäischen Union und stellen die politischen Maßnahmen sowie Herausforderungen zur Unterstützung von Demonstration und kommerzieller Nutzung von CCS dar. Abschließend analysieren *Hake und Schenk* (Beitrag D III) den Beitrag wichtiger internationaler Kooperationen im Bereich von CCS und die Bedeutung internationaler Zusammenarbeit für den Einsatz von CCS in Deutschland.

III Energie- und industriepolitische Implikationen aus deutscher Sicht

In den vorhergehenden Beiträgen stehen einzelne, für die Technologiebewertung für CCS wichtige technische, ökonomische, ökologische und soziale Aspekte im Vordergrund. Der abschließende Beitrag von *Kuckshinrichs und Markewitz* (Beitrag E) fasst die zentralen Argumente zusammen und zieht ein Resümee hinsichtlich eines möglichen Beitrags von Abscheidung und Nutzung von CO₂ im Rahmen einer deutschen Transformationsstrategie. Darüber hinaus wird eine Einordnung der Ergebnisse zur Perspektive in Deutschland in den europäischen und internationalen Zusammenhang vorgenommen.

IV Literatur

- AUSFELDER, F. & BAZZANELLA, A. (2008) *Verwertung und Speicherung von CO₂*. DECHEMA, Frankfurt.
- BUNDESREGIERUNG (2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin.
- BUNDESREGIERUNG (2011) *Eckpunkte "Der Weg in die Energie der Zukunft"*. Berlin, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energiewende-kabinettsbeschluss-doorpage-energiekonzept.html>.
- ETP ZEP (2011) The costs of CO₂ capture. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/165-zep-cost-report-summary.html>, 15. Aug. 2012, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP).
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT (2009) Verordnung über ein Programm zu Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich. *Verordnung Nr. 663/2009*. Brussels.
- EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL (2009) Directive on the geological storage of carbon dioxide. *DIRECTIVE 2009/31/EC*. Brussels. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>.
- GALE, J. (2012) *Challenges and opportunities of CO₂ capture and storage for the iron and steel industry*. IEA GHG, London.
- GLOBAL CCS INSTITUTE (2011) *Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies. 2011 Update*. Global CCS Institute, Canberra, Australien.
- IEA (2007) *Climate policy uncertainty and investment risk*. Paris.
- IEA (2008) *Energy technology perspectives - scenarios & strategies to 2050*. International Energy Agency IEA/OECD, Paris.
- IEA (2009a) *Energy technology transitions for industry*. Paris.
- IEA (2009b) *World energy outlook 2009*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IEA (2010) *Energy technology perspectives - scenarios & strategies to 2050*. OECD/IEA, 978-92-64-08597-8, Paris.
- IEA (2011) *World energy outlook 2011*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IPCC (2005) *Carbon dioxide capture and storage - special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge, England, Cambridge University Press.
- KUCKSHINRICHS, W., MARKEWITZ, P., LINSSSEN, J., ZAPP, P., PETERS, M., KÖHLER, B., MÜLLER, T. & LEITNER, W. (2010) *Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂*. Forschungszentrum Jülich, Jülich.
- MARKEWITZ, P., KUCKSHINRICHS, W., LEITNER, W., LINSSSEN, J., ZAPP, P., BONGARTZ, R., SCHREIBER, A. & MÜLLER, T. (2012) Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂. *Energy & Environmental Science*, 5, 7281-7305.
- MCKINSEY (2008) *Carbon capture and storage: assessing the economics*. www.mckinsey.com.

- PACALA, S. & SOCOLOW, R. (2004) Stabilization wedges: Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. *Science*, 305:5686, 968-972.
- PETERS, M., KÖHLER, B., KUCKSHINRICH, W., LEITNER, W., MARKEWITZ, P. & MÜLLER, T. E. (2011) Chemical technologies for exploiting and recycling carbon dioxide into the value chain. *ChemSusChem, Special Issue: Carbon Dioxide Recycling*, 4:9, 1216-1240.
- RENN, O. (2010) Methoden und Verfahren der Technikfolgenabschätzung und der Technologiebewertung. www.elib.uni-stuttgart.de/opus/volltexte/2010/5286/pdf/ren2.pdf.
- STERN, N. (2006) *Stern Review: The economics of climate change*. London.

B Technologien: Status und F&E-Perspektiven

B I

Technologien zur CO₂-Abscheidung

Peter Markewitz, Richard Bongartz

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

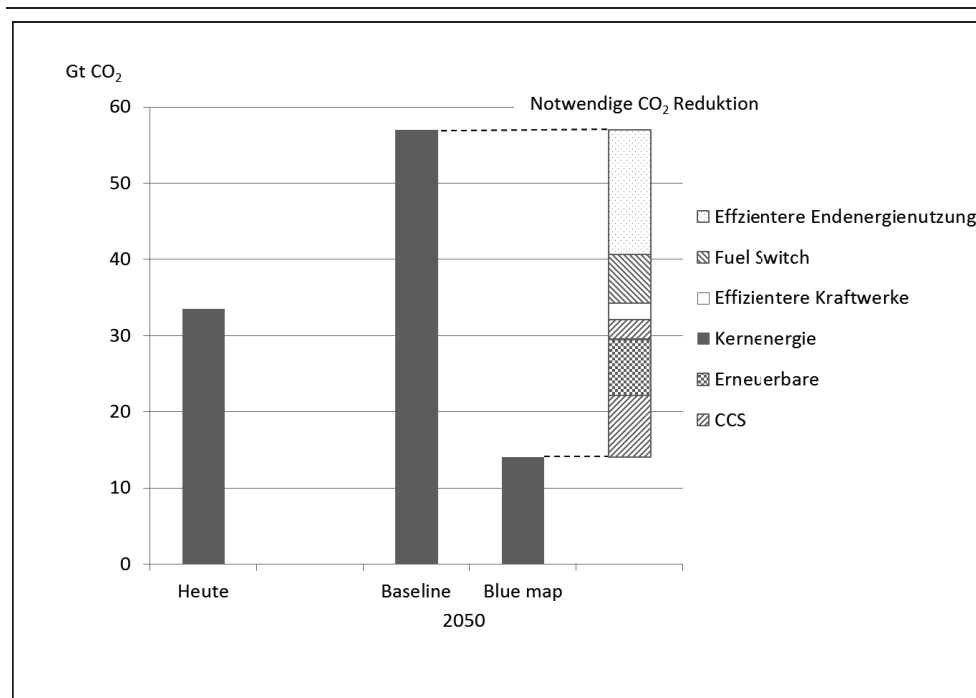
I	Einleitung	15
II	CO ₂ -Abscheideverfahren für den Einsatz in Kohlekraftwerken	17
	II.1 Post-combustion-Verfahren	18
	II.2 Oxyfuel-Verfahren	22
	II.3 Pre-combustion-Verfahren	25
III	Zukünftige Randbedingungen und Anforderungen für den Einsatz von Kraftwerken mit CO ₂ -Abscheidung	27
	III.1 Flexibilität von Kraftwerken	28
	III.2 Nachrüstung von Bestandskraftwerken	31
IV	CO ₂ -Abscheideverfahren für industrielle Anwendungen	35
V	Zusammenfassung	44
VI	Literatur	46

I Einleitung

Das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) der Vereinten Nationen geht davon aus, dass eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um mindestens 50% notwendig ist, um den durch den Treibhauseffekt erwarteten Temperaturanstieg auf etwa 2 bis 3°C zu beschränken. Mit einem ambitionierten Reduktionsszenario (Blue Map) zeigt die Internationale Energieagentur IEA auf, mit welchen technischen Maßnahmen eine signifikante Reduktion möglich wäre [IEA, 2010]. Um eine Reduktion auf 14 Mrd. t CO₂ bis zum Jahr 2050 zu erreichen, ist eine Vielzahl von Reduktionsmaßnahmen notwendig (Abbildung 1). Der Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) aus großen Punktquellen wird dabei eine sehr große

Bedeutung zugemessen. Um die CO₂-Minderungsziele zu erreichen, geht die IEA davon aus, dass der Reduktionsbeitrag durch den Einsatz von CCS-Technik etwa 8,2 Mrd. t CO₂ betragen müsste. Mit einem Anteil von etwa 19% ist CCS nach Einschätzung der IEA die Einzelmaßnahme mit dem größten Reduktionsbeitrag.

Abbildung 1: CO₂-Reduktionsmaßnahmen im Blue Map-Szenario der Internationalen Energieagentur IEA



Quelle: [IEA, 2010]

IEK-STE 2012

Der folgende Beitrag ist wie folgt aufgebaut: Zuerst erfolgt eine Beschreibung von Verfahren zur CO₂-Abscheidung für den Einsatz in Kohlekraftwerken (Kapitel II). Dabei wird auf den Stand der Technik, auf Effizienzverluste und Besonderheiten der einzelnen Verfahren eingegangen. Es werden sowohl die aktuellen Verfahren der drei derzeit diskutierten Techniklinien (Post-combustion, Oxyfuel, Pre-combustion) als auch Verfahren der sogenannten zweiten Generation in den Blick genommen, die aus heutiger Sicht noch weit von einer technischen Umsetzung entfernt sind, aber über ein hohes Entwicklungspotenzial verfügen. Eine Analyse des Einsatzes von Kraftwerken mit CCS darf nicht nur isoliert erfolgen, sondern es gilt auch die Einsatzbedingungen im Kontext des gesamten Stromerzeugungssystems zu beachten. Daher wird in Kapitel III auch auf spezielle Anforderungen (z.B. Fahrweise eines

Kraftwerkes, Nachrüstung von Bestandskraftwerken) eingegangen, die aus dem Systemkontext resultieren und die nicht zuletzt auch über den Einsatz von CCS-Verfahren oder CCS-Kraftwerken entscheiden.

Da fossil befeuerte Kraftwerke einen großen Anteil der weltweiten CO₂-Emissionen verursachen, konzentrieren sich heutige F&E-Arbeiten zu CO₂-Abscheideverfahren hauptsächlich auf den Kraftwerkseinsatz. Allerdings ist auch der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren für industrielle Prozesse denkbar, die ebenfalls einen signifikanten Anteil an den CO₂-Gesamtemissionen besitzen. Welche industriellen Anwendungen bzw. Prozesse von Interesse sind und welche der heute diskutierten Abscheideverfahren hierfür in Frage kommen, wird in Kapitel IV analysiert. Die Ausführungen beinhalten auch die CO₂-Abscheidung zur Biogasaufbereitung, die bereits heute schon kommerziell praktiziert wird.

II CO₂-Abscheideverfahren für den Einsatz in Kohlekraftwerken

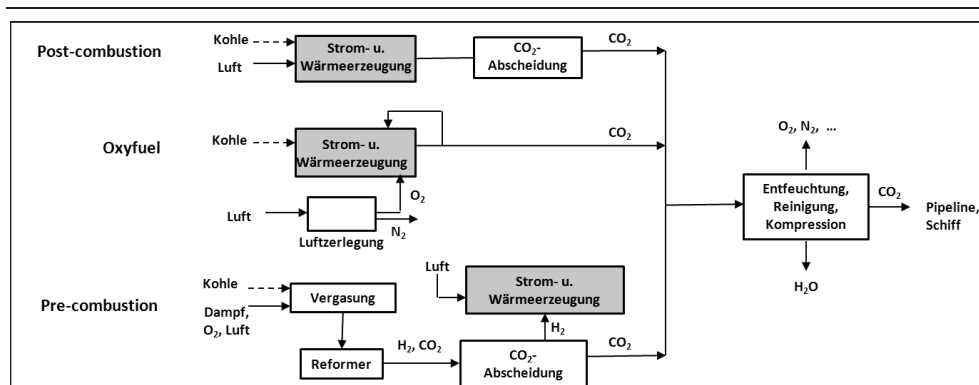
Die weltweiten CO₂-Emissionen beliefen sich im Jahr 2010 auf ca. 31,3 Mrd. t [Ziesing, 2011a]. Mit einem Anteil von gut 40% an den Gesamtemissionen waren fossil befeuerte Kraftwerke die Hauptemittenten. Eine ähnliche Verteilung ist auch in Deutschland festzustellen: Hier lag der Anteil fossiler Kraftwerke an den deutschen Gesamtemissionen (2010: ca. 826 Mio. t) bei etwa 42% [Ziesing, 2011b]. Ein Erreichen der globalen und nationalen CO₂-Reduktionsziele ist somit nur möglich, wenn es gelingt, die CO₂-Emissionen aus fossil befeuerten Kraftwerken signifikant zu reduzieren. Neben einem Wechsel hin zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen und der Effizienzverbesserung von Kraftwerken ist die CO₂-Abscheidung eine weitere wichtige Reduktionsoption. Da die CO₂-Abscheidung mit erheblichen Wirkungsgradverlusten korreliert, sollte generell ein hohes Wirkungsgradniveau des Kraftwerksbasisprozesses angestrebt werden.

In den nachfolgenden Ausführungen wird schwerpunktmäßig auf den CO₂-Abscheidungsprozess und dessen Integration in das Kraftwerk eingegangen. Für Maßnahmen zur Steigerung des Wirkungsgrades fossiler Kraftwerke wird auf die vorhandene Literatur verwiesen [Markewitz et al., 2011a, Wietschel et al., 2010].

Weltweit werden eine Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur CO₂-Abscheidung durchgeführt. Aktuell werden drei technische Verfahrensrouten (Abbildung 2) favorisiert: Dies sind das Post-combustion-Verfahren, das Oxyfuel-Verfahren sowie das Pre-combustion-Verfahren. Daneben gibt es Verfahren, die aus heutiger Sicht noch weit von einer technischen Umsetzung entfernt sind, jedoch gegenüber den heute in der Entwicklung befindlichen Verfahren Vorteile (z.B. hohe Effizienzpotenziale) aufweisen. Sie werden auch häufig als Verfahren der „zweiten Generation“ bezeichnet. In den folgenden Ausführungen wird auf die drei derzeit diskutierten Techniklinien eingegangen. In diesem Rahmen erfolgt eine Kurzbeschreibung der Verfahren, des Stands der Technik, der Vor- und Nachteile sowie ein Ausblick über langfristige technische Weiterentwicklungen (zweite Generation). Auf eine detaillierte technische Beschreibung der Verfahren wird verzichtet, und es wird auf die um-

umfangreiche Literatur (siehe [Stolten & Scherer, 2011, IPCC, 2005, BMWi, 2007, Kather et al., 2008]) verwiesen.

Abbildung 2: Prinzipdarstellung von CCS-Techniken



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

II.1 Post-combustion-Verfahren

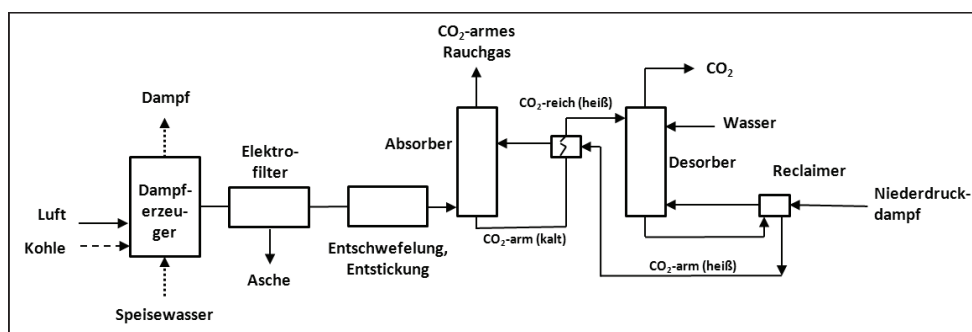
Wird die CO₂-Abscheidung nach dem Verbrennungsprozess (Abbildung 2) inklusive der nachgeschalteten Rauchgasreinigung (Entstaubung, Entschwefelung, Entstickung) vorgenommen, spricht man vom sogenannten Post-combustion-Verfahren. Mit Hilfe eines geeigneten Lösungsmittels wird das im Rauchgas befindliche Kohlendioxid chemisch absorbiert. In einem zweiten Schritt wird das CO₂ des beladenen Lösungsmittels durch einen Temperatur- und/oder Druckwechsel angeregt und desorbiert (Abbildung 3). Anschließend erfolgt eine Aufbereitung und Komprimierung des CO₂ für den Transport zur Speicherstätte. Das CO₂-arme Lösungsmittel wird dem Kreislauf wieder zugeführt und für einen neuen Abscheidezyklus verwendet. Als mögliche Lösungsmittel kommen organische Substanzen (z.B. Alkanolamine, bekannt als Amine) sowie auch anorganische Substanzen (z.B. Erdalkalilösungen, Ammoniak) in Frage.

Stand der Technik

Im Mittelpunkt laufender Forschungs- und Entwicklungsarbeiten steht die Suche nach geeigneten Lösungsmitteln. Die größten Erfahrungen liegen mit Alkanolaminen (z.B. Monoethanolamine) vor, da diese bereits heute in chemischen Industrieprozessen (z.B. Ammoniakherstellung, Erdgasaufbereitung) kommerziell eingesetzt werden. Allerdings steht eine Übertragbarkeit auf Kraftwerksprozesse aus, da sich die Rauchgaszusammensetzung sowie der Rauchgasvolumenstrom eines Kohlekraftwerks deutlich von den Anforderungen chemischer Industrieprozesse unterscheiden. Ein vereinfachtes Verfahrensschema einer aminbasierten

Post-combustion-Anlage ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Absorption des CO_2 erfolgt in einem Absorber auf einem Temperaturniveau zwischen 40 und 60°C. Die mit CO_2 beladene Aminflüssigkeit wird danach einem Desorber zugeführt. Der Dampf für die Regeneration der Flüssigkeit (Austreiben des CO_2) wird dem Kraftwerksprozess bei einem Temperaturniveau von etwa 100-140°C entnommen, der damit für die Stromerzeugung nicht mehr zur Verfügung steht. Neben dem Aufwand für die Kompression des abgeschiedenen CO_2 ist dies maßgeblich für die erheblichen Wirkungsgradeinbußen des gesamten Prozesses. Ein wesentliches Entwicklungsziel besteht u.a. darin, den Energieverbrauch für die Regenerierung zu reduzieren. Vor diesem Hintergrund wird der Einsatz von sterisch gehinderten oder tertiären Aminen (aMDEA, MDEA, KS-1) als vielversprechend gesehen. Sie benötigen deutlich weniger Desorptionsenergie, weisen allerdings Nachteile beim Absorptionsprozess auf.

Abbildung 3: Verfahrensschema für Post-combustion-Anlagen (Aminwäsche)



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Grundlegende Probleme stellen die Zersetzung der Lösungsmittel in Anwesenheit von Sauerstoff sowie die Lösungsmitteldegradierung durch Reaktionen mit Schwefeldioxid oder Stickoxid dar. Beide Effekte führen dazu, das Lösungsmittel kontinuierlich ersetzt werden müssen. Die Zersetzung des Lösungsmittels durch Sauerstoff kann durch die Zugabe sogenannter Inhibitoren verhindert werden. Bei der Reaktion mit SO_2 und NO_x werden Degradationsprodukte in Form von Salzen gebildet, die in einem Reclaimer (siehe Abbildung 3) bei hohen Temperaturen abgetrennt werden. Die Degradation kann durch eine Absenkung des SO_2 -Gehalts im Rauchgas vor der CO_2 -Abscheidung weitestgehend vermieden werden. Es wird davon ausgegangen, dass der Degradationseffekt bei SO_2 -Gehalten von 10 bis 25 mg/m^3 (heutiger Wert von Kohlekraftwerken: 150-200 mg/m^3) weitestgehend vermieden werden könnte [Rao & Rubin, 2002]. Dies wiederum erfordert den Bau deutlich effizienterer Rauchgasentschwefelungsanlagen (siehe Kapitel III.2)

Eine Alternative zur Aminwäsche sind anorganische Lösungsmittel. So ist der Einsatz von basischen Alkali- und Erdalkalilösungen eine interessante Alternative, da diese sich durch

eine hohe thermische Stabilität, Beständigkeit gegenüber Sauerstoff sowie relativ niedrige Ab- und Desorptionswärmen auszeichnen. Nachteilig ist die relativ niedrige Reaktionsgeschwindigkeit, die durch Zugabe von Additiven erhöht werden kann. Der Nachweis einer prinzipiellen Machbarkeit steht derzeit noch aus [BMW, 2007]. Ein weiterer Lösungsweg ist der Einsatz von Ammoniak. Mit Hilfe von Ammoniak und durch Zugabe von Wasser kann das im Rauchgas befindliche CO_2 gebunden werden. Das auf den Einsatz von Ammoniak basierende Verfahren zeichnet sich durch einen niedrigen Energiebedarf für Ab- und Desorption aus. Darüber hinaus ist Ammoniak ein kostengünstig herzustellendes Absorptionsmittel. Eine Variante des ammoniakbasierten Verfahrens ist das sogenannte chilled-ammonia-Verfahren, bei dem der Absorber mit einer deutlich niedrigeren Temperatur betrieben wird. Vorteile gegenüber dem herkömmlichen Ammoniakverfahren sind kleine Volumen- und Massenströme und damit ein niedrigerer Energieaufwand sowie ein kleinerer NH_3 -Schlupf [Kozak et al., 2009].

Derzeit existieren weltweit etwa 20 kleinere Post-combustion-Anlagen, die als Pilot- oder Versuchsanlagen konzipiert sind. Davon werden in Deutschland zwei Versuchsanlagen betrieben (Braunkohlekraftwerk Niederaussem: Aminwäsche; Steinkohlekraftwerk Staudinger: Aminosäuresalze). Weitere 20 Post-combustion-Anlagen sind aktuell weltweit geplant [GCCS, 2011]. Die in den heutigen Versuchsanlagen abgeschiedenen CO_2 -Mengen liegen in einer Bandbreite von 0,125 bis 500 t/Tag, was einer elektrischen Leistung von deutlich weniger als 1 MW entspricht [Fahlenkamp & Dittmar, 2011]. Neben der optimalen Integration eines CCS-Verfahrens in den Kraftwerksprozess wird somit zukünftig der Übergang auf größere Anlagen (up-scaling) ein wesentlicher Entwicklungsschritt sein. Im Rahmen des von der Europäischen Union gestarteten Forschungsprogramms zur Demonstration von CCS-Verfahren werden 3 Post-combustion-Anlagen (Porto Tolle, Belchatow, Maasvlakte) für Kohlekraftwerke gefördert, deren Anlagengrößen etwa einer Kraftwerksleistung von ca. 250 MW_{el} entsprechen [ZEP, 2008].

Effizienzverluste

Die mit der CO_2 -Abscheidung korrelierenden Wirkungsgradverluste werden von verschiedenen Autoren in einer Bandbreite von etwa 9 bis 14 Prozentpunkten (inklusive Kompression, Verflüssigung und Aufbereitung) angegeben [IPCC, 2005, Finkenrath, 2010, Kather et al., 2008]. Der Anteil für die Kompression und Verflüssigung des Kohlendioxids beträgt etwa 2 bis 3 Prozentpunkte. Für eine Effizienzverbesserung besteht eine Vielzahl von Möglichkeiten. Dies sind die Entwicklung neuer Lösungsmittel sowie eine optimale thermodynamische Einbindung des Abscheideverfahrens (inkl. der CO_2 -Kompression) in den Kraftwerksprozess. Werden alle Potenziale ausgeschöpft, lassen sich nach [Kather et al., 2008] die Effizienzverluste für das Post-combustion-Verfahren im optimalsten Fall auf 9,1%-Punkte (inkl. Kompression) bei einem Abscheidegrad von 90% reduzieren.

Vor- und Nachteile von Post-combustion-Verfahren

Ein Vorteil des Post-combustion-Verfahrens besteht darin, dass zumindest für die Aminwäsche große Erfahrungen bei der Anwendung in chemischen Industrieprozessen vorhanden sind. Weiterhin wird ein erhebliches Potenzial bei der Effizienzverbesserung gesehen. Mit dem Post-combustion-Verfahren lassen sich von allen CCS-Verfahren nach derzeitiger Kenntnis die höchsten Reinheitsgrade des abgeschiedenen Kohlendioxids ($> 99,99\%$) erzielen (siehe Beitrag CO_2 -Transport). Die Integration eines Post-combustion-Verfahrens in einen Kraftwerksprozess erfordert zwar eine Modifikation des Niedertemperaturdampfteils, jedoch keine grundlegenden Änderungen des Kraftwerksprozesses. So sind alle notwendigen Komponenten kommerziell verfügbar und bedürfen keiner fundamentalen Neuentwicklung. Darüber hinaus eignet sich das Post-combustion-Verfahren (End-of Pipe-Technik) für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke (siehe Kapitel III.2). Ein wesentlicher Nachteil stellen die noch hohen Investitionskosten dar (siehe Beitrag Energiewirtschaft). Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass derzeit nur unzureichend bekannt ist, wie flexibel ein Kraftwerk mit Post-combustion-Verfahren betrieben werden kann (siehe Kpt. III.1).

Post-combustion-Verfahren der zweiten Generation

Zu den Post-combustion-Verfahren der zweiten Generation zählen u.a. das Carbonate-Looping-Verfahren und membranbasierte Verfahren. Das Carbonate-Looping-Verfahren arbeitet nach dem Prinzip der trockenen Sorption. Kernelement ist ein dualer Wirbelschichtreaktor, in dem Kalziumoxid (CaO) als CO_2 -absorbierendes Material zwischen dem sogenannten Karbonator (Absorption) und Kalzinator (Desorption) im Kreislauf geführt wird. Das Verfahren basiert auf einer Hochtemperaturreaktion ($600 - 700^\circ\text{C}$) der reversiblen, exothermen Absorption von Kalziumoxid in Verbindung mit der endothermen Kalzinierung des Kalziumkarbonats (CaCO_3 , ca. 900°C). Im Gegensatz zu herkömmlichen Waschverfahren kann die Absorptionswärme im Kraftwerksprozess genutzt und somit die Effizienz gesteigert werden. Die Effizienzverluste werden von [Abanades et al., 2004] auf etwa 7,2%-Punkte (mit CO_2 -Kompression und -Aufbereitung) geschätzt. [Ströhle et al., 2008] geben einen Effizienzverlust von etwa 3 Prozentpunkten (ohne CO_2 -Kompression und -Aufbereitung) bei einer Abscheiderate von 70 – 95% an. Vorteile des Verfahrens, das derzeit im Labormaßstab erprobt wird, sind die hohe erzielbare Reinheit sowie die prinzipielle Eignung für eine Nachrüstung.

Eine weitere Möglichkeit ist der Einsatz von Membranen. Als mögliche Membrantypen für die Trennung von CO_2/N_2 werden Polymer- sowie organische/anorganische Hybridmembranen favorisiert [Reijerkerk et al., 2011]. Die Membranverfahren der Post-combustion-Route erfordern einen erheblichen energetischen Aufwand für die Rauchgasverdichtung, um für die Gastrennung ein entsprechendes Druckgefälle einzustellen (vgl. [Göttlicher, 1999]). Derzeit weisen die Membranen noch nicht die erforderlichen Eigenschaften (z.B. Selektivitäten) auf, um mit einstufig angeordneten Membranen unter Berücksichtigung eines vertretbaren Energieaufwandes hohe Abscheideraten und Reinheiten zu erzielen. Eine Lösung wird darin gesehen, Membranmodule und Verdichter/Turbinen mehrstufig anzuordnen. Des Weiteren

ist die Rezirkulation des Retentats eine Möglichkeit, um die CO_2 -Konzentration im Feedgas zu erhöhen. Mit derartigen Konzepten lassen sich in Abhängigkeit von den jeweiligen Membraneigenschaften ein Wirkungsgradverlust von 7,8 bis 9,2 %-Punkten, ein Abscheidegrad von 90% und eine Reinheit von ca. 95% erreichen [Zhao et al., 2009, Zhao et al., 2011]

II.2 Oxyfuel-Verfahren

Unter der Bezeichnung Oxyfuel wird die Verbrennung von kohlenstoffhaltigen Brennstoffen mit reinem Sauerstoff verstanden, wodurch eine hohe Aufkonzentration des Kohlendioxids erreicht wird. Gegenüber heutigen Kraftwerken, bei denen der CO_2 -Gehalt des Rauchgases etwa 12 und 15 Vol.-% beträgt, liegt dieser bei Oxyfuel-Anlagen bei etwa 89% Vol.-% [BMW, 2007]. Das Rauchgas besteht nach der Rauchgasreinigung und -wäsche im Wesentlichen aus einem Kohlendioxid/Wasserdampf-Gemisch. Durch Auskondensieren des Wasserdampfes erhält man ein CO_2 -reiches Rauchgas, das nach der Kompression zum Speicherstandort transportiert werden kann. Die Bereitstellung von Sauerstoff für den Verbrennungsprozess erfolgt mit einer kryogenen Luftzerlegungsanlage, in der der Sauerstoff der Luft durch Kondensation bei tiefen Temperaturen ($< -182^\circ\text{C}$) abgeschieden wird. Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff führt gegenüber heutigen Kraftwerken zu deutlich höheren Verbrennungstemperaturen und erfordert aufgrund wärme- und strömungsspezifischer Randbedingungen eine Modifikation der Brenner und des Feuerungsraums. Zur Begrenzung der Verbrennungstemperaturen wird ein Teil des CO_2 -reichen Verbrennungsgases in den Feuerungsraum zurückgeführt (Abbildung 2). Gleichzeitig wird hierdurch nicht umgesetzter Sauerstoff erneut dem Verbrennungsprozess zugeführt und der Restsauerstoffgehalt des Rauchgases abgesenkt.

Stand der Technik

Das Oxyfuel-Verfahren wird bislang weltweit in einigen Versuchsanlagen sowie zwei kleineren Pilotanlagen (ca. 30 MW_{th}) in Deutschland (Braunkohlekraftwerk Jämschwalde) und Frankreich (Erdgaskraftwerk Projekt Lacq) erprobt. Ein Nachweis der Machbarkeit für heute übliche Kraftwerksgrößen ist bislang nicht erfolgt.

Kryogene Luftzerlegungsanlagen sind Stand der Technik und werden für industrielle Anwendungen (z.B. Stahlindustrie, Synthesegaserzeugung) im großen Maßstab genutzt. Die Luftzerlegung erfordert einen hohen Energieaufwand, der maßgeblich die Effizienzeinbußen eines Oxyfuel-Kraftwerks prägt. Daher besteht eine Herausforderung darin, die Luftzerlegungsanlage energetisch zu optimieren und in den Kraftwerksprozess zu integrieren. Durch eine prozesstechnische Verbesserung der kryogenen Luftzerlegung, wie z.B. dem Drei-Säulen-Prozess, ließe sich der spezifische Energiebedarf um 20% gegenüber heutigen Anlagen senken [BMW, 2007]. Eine wesentliche Randbedingung stellt hierbei die geforderte Reinheit des Sauerstoffs dar, die etwa bei 99,5 Vol.-% (Restbestandteile: Ar, N_2) liegen soll. Die Maßnahmen zur weiteren Verbesserung der herkömmlichen Luftzerlegungsanlagen führen jedoch zu einem geringeren Sauerstoffreinheitsgrad bzw. einem höheren Restgasgehalt. Die hierdurch notwendige zusätzliche Gasreinigung ist wiederum mit einem höheren Energie-

aufwand sowie u.U. mit einem höheren Kompressionsaufwand verbunden (vgl. [Kather et al., 2008, Castillo, 2009, Kather & Klostermann, 2011]).

Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff führt zu deutlich reduzierten Rauchgasmengen und einem veränderten Strahlungswärmeübergang. Dies wiederum macht eine Neuauslegung der Wärmeaustauschflächen, der Feuerungsraumgeometrien sowie des Rauchgaskanalsystems erforderlich. Allgemein wird davon ausgegangen, dass der Sauerstoffüberschuss geringer als bei herkömmlichen Feuerungen ist, wodurch es zu Ausbrandproblemen und Korrosion an den Brennkammerwänden kommen könnte.

Ein weiteres Problem ist das Eindringen von sogenannter Falschluff, die einige Prozent des gesamten Rauchgasvolumenstroms betragen und sich mit zunehmender Lebensdauer eines Kraftwerks erhöhen kann. Dies führt dazu, dass u.U. die geforderte CO_2 -Reinheit nicht mehr erreicht werden kann und darüber hinaus ein zusätzlicher energetischer Kompressionsaufwand erforderlich ist.

Eine Vielzahl der skizzierten Probleme wird momentan im Rahmen laufender F&E-Arbeiten untersucht. Hervorzuheben ist die derzeit weltweit größte Oxyfuel-Versuchsanlage am Braunkohlkraftwerksstandort Jämschwalde mit einer Feuerungswärmeleistung von 30 MW. Die im Jahr 2009 in Betrieb gegangene Versuchsanlage erlaubt sowohl den Betrieb mit reinem Sauerstoff als auch mit Luft. Die Versuche belegen, dass eine CO_2 -Reinheit von 99,7% bei einem Abscheidegrad von 90% erreicht werden kann. Weitere größere Pilotanlagen (z.B. Callide Power Plant, Australien, 30 MW_{el}) befinden sich derzeit in der Planung (vgl. [GCCS, 2011]). Auch im Rahmen des EU-Programms zur Demonstration von CCS ist eine Oxyfuel-Anlage am spanischen Standort Compostilla geplant. Vorgesehen ist der Bau einer Oxyfuel-Anlage mit Wirbelschichtfeuerung (Phase 1: 30 MW_{th}, Phase 2: 300 MW_{el}).

Effizienzverluste

Die Wirkungsgradverluste eines Oxyfuel-Kraftwerks werden derzeit in einer Bandbreite von 8 bis 11%-Punkten angegeben. Der größte Anteil des Effizienzverlustes von 7%-Punkten entfällt auf den Betrieb der Luftzerlegungsanlage, während der Rest auf die CO_2 -Kompression und -Aufbereitung entfällt. Nach Berechnungen von [Kather & Klostermann, 2011] betragen die Effizienzverluste etwa 10%-Punkte, wenn eine verbesserte Luftzerlegungsanlage sowie verbesserte Aufbereitungstechniken eingesetzt werden. Durch eine optimale Integration der CO_2 -Kompression in den Wärmehaushalt des Kraftwerkes lassen sich die Effizienzverluste noch einmal um etwa einen Prozentpunkt reduzieren. Mit dem Umstieg auf den Drei-Säulen-Luftzerlegungsprozess lassen sich insgesamt Effizienzverluste von etwa 8%-Punkten erreichen. Generell ist darauf hinzuweisen, dass die Effizienzangaben immer in Korrelation mit der CO_2 -Abscheiderate, der geforderten CO_2 -Reinheit sowie der Sauerstoffreinheit zu sehen sind (vgl. [Kather & Klostermann, 2011, Castillo, 2011]).

Vor- und Nachteile von kryogenen Oxyfuel-Verfahren

Wie beim Post-combustion-Verfahren bestehen auch beim Oxyfuel-Verfahren noch erhebliche Effizienzpotenziale. Darüber hinaus sind alle notwendigen technischen Komponenten kommerziell verfügbar, so dass keine Neuentwicklungen notwendig sind. Luftzerlegungsanlagen werden heute bereits als große Anlageneinheiten gebaut und betrieben, so dass angesichts der für den Kraftwerksbetrieb erforderlichen Sauerstoffmengen keinerlei Probleme bestehen. Gegenüber Waschverfahren weist das Oxyfuel-Verfahren eine geringere Komplexität auf, was als Vorteil zu sehen ist. Darüber hinaus entfällt die Entsorgung von Nebenprodukten. Aus derzeitiger Sicht sind die relativ hohen Investitionskosten als Nachteil zu sehen. Ob Oxyfuel-Verfahren auch für eine Nachrüstung bestehender Kraftwerke geeignet sind, ist derzeit noch ungeklärt (siehe Kpt. III.2). Ähnlich wie beim Post-combustion-Verfahren kann derzeit keine belastbare Aussage über die Flexibilität der Fahrweise eines Oxyfuel-Kraftwerks gemacht werden (Kpt. III.1).

Oxyfuel-Verfahren der zweiten Generation

Eine Alternative zur kryogenen Luftzerlegung ist das Chemical-Looping-Verfahren, bei dem Metalloxide als Sauerstoffträger genutzt werden und das Metalloxid zwischen zwei Reaktoren im Kreislauf geführt wird. Im Verbrennungsreaktor wird Sauerstoff in einer endothermen Reaktion vom Metalloxid abgetrennt und anschließend für die Verbrennung des Brennstoffs eingesetzt. Die Regeneration des reduzierten Metalloxids erfolgt in einem zweiten Reaktor mit Hilfe von Luftsauerstoff als Oxidationsmittel bei Temperaturen von 1200°C. Für die Wärmeerzeugung wird der Wärmestrom des Oxidationsreaktors sowie des Rauchgases genutzt [BMW, 2007]. Wesentliche Herausforderung und Gegenstand vieler laufender Forschungsarbeiten ist die Suche nach geeigneten Metalloxiden, die eine entsprechende Stabilität und eine ausreichende Reaktivität mit entsprechenden Regenerationseigenschaften besitzen [Ausfelder & Bazzanella, 2008, Lyngfelt & Mattisson, 2011]. [Epple & Ströhle, 2011] gehen davon aus, dass die Effizienzverluste des Chemical-Looping-Verfahrens bei ca. 8 %-Punkten (inkl. Kompression) liegen.

Eine weitere Alternative zum kryogenen Luftzerlegungsverfahren ist die Abtrennung von Sauerstoff mit Hilfe von sauerstoffleitenden Membranen. Hierbei handelt es sich um Keramiken (Perovskite, Fluorite), die sich durch eine spezielle Leitfähigkeit für Sauerstoffionen auszeichnen und bei einer Temperatur von oberhalb 700° C durchlässig für Sauerstoffionen sind. Ein besonderer Vorteil besteht darin, dass relativ hohe Sauerstoffreinheiten erreicht werden können. Neben der Membranentwicklung besteht eine weitere Herausforderung darin, das Membranverfahren wärmetechnisch in einen Kraftwerksprozess zu integrieren. Hierzu werden derzeit verschiedene Konzepte (3-End-Verfahren, 4-End-Verfahren) entwickelt und analysiert [Kneer et al., 2010, Engels et al., 2010]. In Abhängigkeit des jeweiligen Konzepts und sonstiger Parameter werden Effizienzverluste in einer Bandbreite von 6 bis 10 Prozentpunkten angegeben [Kneer et al., 2010, Engels et al., 2010, Stadler et al., 2011, Castillo, 2011, Beggel et al., 2011].

II.3 Pre-combustion-Verfahren

In Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung (IGCC) werden Kohle oder andere Stoffe (z.B. Raffinerierückstände) bei hohen Temperaturen sowie unter einem hohen Druck (ca. 30 bar) partiell oxidiert und in ein Rohgas (CO , H_2 und CO_2) umgewandelt (Abbildung 2). Durch eine nachgeschaltete katalytische Konvertierung wird das Kohlenmonoxid mit Wasserdampf als Oxidationsmittel zu Kohlendioxid und Wasserstoff umgewandelt (CO-Shift). Da das so erzeugte Synthesegas auf einem hohen Druckniveau vorliegt, bietet sich für die CO_2 -Abscheidung eine physikalische Absorption auf der Basis von Methanol (Rectisol-Wäsche) oder Dimethylether/Polyethylenglycol (Selexol-Wäsche) an. Der verbleibende Wasserstoff wird anschließend in einem Gas- und Dampfprozess zur Stromerzeugung genutzt [BMW, 2007, Wietschel et al., 2010].

Stand der Technik

Die Vergasung von Kohle oder anderen Energieträgern ist Stand der Technik und wird weltweit für die Produktion von Synthesegas eingesetzt, dass wiederum Ausgangsstoff für eine Vielzahl weiterer industrieller Anwendungen (z.B. Methanolsynthese) ist. Allerdings hat sich die Vergasungstechnik zur Stromerzeugung bislang nicht durchsetzen können, so dass momentan weltweit nur wenige IGCC-Kraftwerke kommerziell betrieben werden [BMW, 2007, Wietschel et al., 2010]. Die derzeit erreichbaren Wirkungsgrade sind in etwa vergleichbar mit denen heutiger konventioneller Kohlekraftwerke. Aufgrund des hohen bestehenden Wirkungsgradpotenzials von Kohlekombiprozessen sowie der Möglichkeit, bei der CO_2 -Abtrennung auf bestehende und erprobte Verfahren zurückgreifen zu können, finden IGCC-Kraftwerke vor dem Hintergrund einer CO_2 -Abscheidung wieder zunehmend Interesse.

Für eine CO_2 -Abscheidung wird der Einsatz einer Rectisolwäsche favorisiert, da hiermit neben CO_2 gleichzeitig auch die unerwünschten Begleitstoffe H_2S und COS (Carbonylsulfid) aus dem Synthesegas entfernt werden können. Der Rectisolprozess besteht aus mehreren Verfahrensschritten wie der Absorption der schwefelhaltigen Bestandteile, der Absorption von Kohlendioxid sowie der Desorption des beladenen Lösungsmittels. Darüber hinaus sind die schwefelhaltigen Begleitstoffe aus dem Lösungsmittel zu entfernen und entsprechend aufzubereiten (z.B. Claus-Anlage). Als Lösungsmittel dient ein Absorbens auf Methanolbasis. Die Absorption findet unter Druck (30 bis 60 bar) und bei sehr niedrigen Temperaturen (-40°C) statt. Die Abtrennung des CO_2 aus dem beladenen Lösungsmittel erfolgt mit Hilfe von Stickstoff und Temperaturwechsel. Das CO_2 wird anschließend aufbereitet und komprimiert. Mit dem Rectisol-Verfahren lassen sich relativ hohe Reinheiten von über 99% erzielen [Kunze & Spliethoff, 2010].

Durch die bereits in vielen industriellen Bereichen praktizierte Synthesegasaufbereitung und die damit vorliegenden Erfahrungen besteht die technische Herausforderung in der Realisierung des IGCC-Basisprozesses. Hierbei gilt es, die Vergasungstechnik weiter zu optimieren, die Rohgaskühlung weiter zu entwickeln (z.B. optimale Abhitzenutzung, Teilquench) sowie die Nutzung von H_2 in Gasturbinen zu ermöglichen [BMW, 2007, Wietschel et al., 2010]. Wie

bei den anderen CCS-Techniklinien stellt die optimale thermodynamische Auslegung eine wesentliche Notwendigkeit dar, um die bestehenden Effizienzpotenziale ausschöpfen zu können.

Derzeit in Planung befindet sich ein IGCC-Kraftwerk, das von der Europäischen Union im Rahmen des CCS-Demonstrationsprogramms gefördert wird. Das Kohlekombikraftwerk (Stainforth, UK) mit einer Leistung von 650 MW_{el} ist Teil des Don Valley Power-Projekts. Es ist derzeit die einzige geplante kohlebasierte IGCC-Anlage in Europa. Weitere IGCC-Projekte sind in den USA und in China geplant [GCCS, 2011].

Effizienzverluste

Die Effizienzverluste für eine IGCC-Anlage mit physikalischer CO₂-Wäsche gegenüber einem IGCC-Kraftwerk ohne CO₂-Abscheidung werden in einer Bandbreite von 9 bis 12 %-Punkten angegeben [Scherer & Franz, 2011, Kather et al., 2008, Göttlicher, 1999, Kunze & Spliethoff, 2010, Grabner et al., 2010, Rubin et al., 2007]. Das ursprünglich am deutschen Standort Hürth geplante IGCC-Demonstrationskraftwerk (450 MW_{br}, vollständiger Quench, 40bar) sollte einen Wirkungsgrad von 34% besitzen, bei einem Bruttowirkungsgrad von 48,5%. Der Übergang zu einem Teilquench hätte den Wirkungsgrad um etwa 1 bis 1,5 Prozentpunkte verbessert. Unter Ausschöpfung vieler Effizienzpotenziale wurde ein Brutto-Zielwirkungsgrad von 44% bei einer Abscheiderate von >90% genannt [Renzenbrink et al., 2008].

Vor- und Nachteile von Pre-combustion-Verfahren

Ein wesentlicher Vorteil des Pre-combustion-Verfahrens besteht darin, dass physikalische Wäschen (Rectisol, Selexol) bereits heute kommerziell im großtechnischen Maßstab zur Synthesegasreinigung eingesetzt werden und somit eine direkte Analogie zum IGCC-Kraftwerk besteht. Vorteilhaft sind hierbei auch die hohen erreichbaren Reinheiten. Darüber hinaus sind die erheblichen Effizienzpotenziale des IGCC-Basisprozesses zu sehen, die sowohl die Vergasung, die thermodynamische Optimierung des Gesamtsystems als auch die Verbesserung der Gasturbinentechnik umfassen [BMWj, 2007]. Ein weiterer wesentlicher Vorteil von IGCC-Anlagen ist die hohe Brennstoffflexibilität sowie die Möglichkeit, neben der Stromerzeugung auch andere Produkte erzeugen zu können (Polygeneration). So ist es beispielsweise möglich, Synthesegas für die Herstellung anderer gasförmiger oder flüssiger Produkte (SNG, Methanol, synthetische Kraftstoffe etc.) zu nutzen. Die hohe Komplexität der Anlagen gegenüber einem herkömmlichen Kraftwerk stellt ein wesentliches Hindernis dar. Eine entscheidende Barriere sind die sehr hohen Investitionskosten des IGCC-Basiskraftwerksprozesses, was auch die weltweit geringe Anzahl von IGCC-Kraftwerken erklärt. Die hohen Investitionskosten haben in der jüngsten Vergangenheit auch dazu geführt, dass einige geplante IGCC-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung nicht realisiert wurden (vgl. [Markewitz et al., 2012]).

Pre-combustion-Verfahren der zweiten Generation

Aufgrund der günstigen Druckverhältnisse bietet sich beim Pre-combustion-Verfahren der Einsatz von Membranen an, um längerfristig physikalische Wäschen zu verdrängen. Hierfür können wahlweise H_2 -selektive Membranen (z.B. mikroporöse Zeolith-Membranen, mikroporöse Sol-Gel-Membranen, MPEC-Membranen) oder CO_2 -selektive Membranen (Polymer-Membranen) eingesetzt werden [Scherer & Franz, 2011]. Die Wahl eines Membrantyps hängt maßgeblich von dem IGCC-Konzept ab, durch das die vorherrschenden Randparameter (Druck, Temperatur, Synthesegaszusammensetzung etc.) festgelegt werden. Für den Einsatz von CO_2 -selektiven Membranen werden von [Scherer & Franz, 2011] Wirkungsgradverluste in einem Bereich von 8,7 bis 10,5 Prozentpunkte angegeben. Für die Klasse der H_2 -selektiven Membranen geben die Autoren eine Bandbreite von 9,1 bis 11,1 Prozentpunkte an. Verglichen mit den Effizienzverlusten von Wäschen (9 – 12 Prozentpunkte) weist der Membraneinsatz nur geringfügige Effizienzvorteile auf. Ein großes Potenzial besitzt allerdings der Einsatz von katalytischen Hochtemperatur- H_2 -Membranen, indem die H_2 -Abtrennung und die CO-Shift-Reaktion in einem verfahrenstechnischen Prozess vereint werden. Der Vorteil besteht darin, dass die Shift-Reaktion in einem stöchiometrischen Verhältnis (Wasserdampf zu CO) ablaufen kann. Gegenüber heutigen Konzepten, die ein überstöchiometrisches Verhältnis erfordern, könnte somit der Bedarf an Wasserdampf stark gesenkt werden. Weiterhin wird gegenüber einer Rectisol-Wäsche eine für die Konvertierungsreaktion notwendige Temperaturabsenkung vermieden. Hierdurch könnten gegenüber den zuvor erläuterten Membrankonzepten Effizienzpotenziale erschlossen werden, die in einer Bandbreite von 0,8 bis 2,9 Prozentpunkten liegen [Scherer & Franz, 2011]. Allerdings ist zusätzlich eine Heißgasentstaubung notwendig, die dem Membranreaktor vorzuschalten ist.

Generell ist darauf hinzuweisen, dass die derzeit diskutierten Membrantypen noch nicht die Eigenschaften (z.B. Selektivität, Permeabilität, Stabilität) aufweisen, die für die Umsetzung der verschiedenen Abscheidekonzepte erforderlich sind und es noch grundlegender F&E-Arbeiten auf dem Gebiet der Membranentwicklung und -herstellung bedarf.

III Zukünftige Randbedingungen und Anforderungen für den Einsatz von Kraftwerken mit CO_2 -Abscheidung

Während im vorhergehenden Kapitel die einzelnen CO_2 -Abscheideverfahren kurz skizziert und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile bewertet wurden, folgt im folgenden Kapitel III.1 eine Analyse hinsichtlich der Flexibilität von CCS-Kraftwerken sowie der erforderlichen technischen Anforderungen, die aus dem Kraftwerkbetrieb resultieren.

Allgemein wird davon ausgegangen, dass CO_2 -Abscheidetechniken frühestens ab dem Jahr 2020 kommerziell verfügbar sind. Dies bedeutet, dass der im Jahr 2020 bestehende Kraftwerksbestand nicht mit CCS-Technik ausgestattet ist. Vor diesem Hintergrund wird in Kapitel III.2 der Frage nachgegangen, ob und inwieweit die diskutierten Technologierouten aus

technischer Sicht für eine Nachrüstung von Bestandskraftwerken geeignet sind und welche Potenziale hierfür bestehen.

III.1 Flexibilität von Kraftwerken

Die seit 1998 eingeleitete Liberalisierung des europäischen Strommarktes bedeutete für die Kraftwerksbetreiber ein Umdenken, da die zu erzielenden Erlöse nun durch die Vermarktung an den Strombörsen bestimmt werden. Dies wiederum hat einen großen Einfluss auf die Fahrweise von Kraftwerken, deren Anforderungen hinsichtlich Flexibilität deutlich gestiegen sind. Zusätzlich ist der forcierte Einsatz von Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung zu sehen, der sich entsprechend den Plänen vieler Länder auch zukünftig fortsetzen wird. Hierbei handelt es sich um einen großen Anteil hoch volatiler Stromerzeugung (Wind, Sonne), der entsprechend den gesetzlichen Vorgaben vielfach mit Vorrang in das Netz eingespeist wird. Die Deckung der verbleibenden Residuallast (verbraucherseitige Last minus volatile Einspeisung) erfordert steuerbare konventionelle Kraftwerkskapazität mit hohen Leistungsgradienten sowie großen Lastbändern (Maximale/Minimale Kapazität) unter Berücksichtigung einer deutlich erhöhten Anzahl von Lastwechseln [RWE, 2009].

Die Änderung der Rahmenbedingungen hat zur Folge, dass bereits heute in Bau befindliche neue Kohlekraftwerke zukünftig deutlich flexibler betrieben werden können, als dies bei älteren Bestandskraftwerken der Fall ist. Dies gilt sowohl für Leistungsgradienten als auch für Lastbänder, wie in Tabelle 1 am Beispiel ausgewählter bestehender bzw. in Bau befindlicher neuer Kohlekraftwerke zu erkennen ist.

Tabelle 1: Leistungsgradienten und Lastbänder für ausgewählte alte und neue kohle-gefeuerte Kraftwerke

	Steinkohle		Braunkohle	
	Alt	Neu	Alt	Neu
Maximaler Gradient	+/- 8 MW/min	+/- 27 MW/min	+/- 11MW/min	+/- 30 MW/min
Maximale Kapazität	600 MW	800 MW	300 MW	1000 MW
Minimale Kapazität	420 MW	200 MW	200 MW	500 MW

Quelle: [RWE, 2009]

IEK-STE 2012

Zukünftig ist davon auszugehen, dass sich nicht nur die Anzahl der Lastwechsel sondern auch die Zahl der An- und Abfahrvorgänge deutlich erhöhen wird [Trautmann et al., 2007, RWE, 2009]. Schätzungen zu Folge wird sich insbesondere die Anzahl der Warmstarts (>8 h Stillstand) und Heißstarts (< 8 h Stillstand) über die gesamte Lebensdauer eines Kohlekraftwerks etwa um den Faktor 4 bzw. 8 erhöhen. Ebenfalls von Bedeutung sind die Zeiten, die für das An- und Abfahren eines Kraftwerkes benötigt werden. So wird davon ausgegangen, dass ins-

besondere die derzeit üblichen Anfahrzeiten (vgl. Tabelle 2) deutlich verkürzt (um 20-30%) werden müssen, um den Marktanforderungen gerecht zu werden [RWE, 2009].

Tabelle 2: Anfahrzeiten von Kohlekraftwerken für unterschiedliche Starttypen

	Anfahrzeit
Kaltstart (nach <72 h Stillstand)	ca. 6 h
Warmstart (nach <48 h Stillstand)	ca. 4 h
Heißstart (nach <8 h Stillstand)	120 min
Heißstart (nach <2 h Stillstand)	90 min
Quelle: [Trautmann et al., 2007] IEK-STE 2012	

Die oben skizzierten Anforderungen gelten allgemein für alle konventionellen Kraftwerkstypen und somit auch für Kraftwerke mit CCS-Technik. Allerdings liegt der derzeitige Fokus laufender F&E-Aktivitäten zur CO₂-Abscheidung auf der Entwicklung der CO₂-Abtrennprozesse und deren Einbindung in den Kraftwerksprozess. So wird in den meisten technischen und ökonomischen Analysen zu CCS-Kraftwerken eine Grundlastfahrweise (Volllast) unterstellt. In verschiedenen Publikationen [Chalmers, 2010, Davison, 2011] wird daher festgestellt, dass der Flexibilität von CCS-Kraftwerken und den daraus resultierenden technischen Anforderungen zu wenig Beachtung geschenkt wird und erheblicher Forschungsbedarf besteht. Belastbare Aussagen zum zeitlichen Verhalten (An- und Abfahrvorgänge, Lastrampen) erfordern eine dynamische Modellierung von Anlagen bzw. Kraftwerkskomponenten. Da jedoch bis auf wenige Ausnahmen [Ziaii et al., 2009, Kvamsdal et al., 2009] fast alle existierenden CCS-Kraftwerksanalysen mit statischen Modellen durchgeführt wurden, ist derzeit eine fundierte Bewertung des zeitlichen Verhaltens von CCS-Technologierouten nicht möglich. Gleiches gilt für die Möglichkeiten eines Teillastbetriebs und den damit verbundenen Wirkungsgradverlusten. Untersuchungen von [Linnenberg & Kather, 2009] deuten darauf hin, dass der Wirkungsgradverlust eines CCS-Kraftwerks im Teillastbetrieb größer ist als bei einem Kraftwerk ohne CO₂-Abscheidung im Teillastbetrieb.

Im Nachfolgenden wird auf einige Möglichkeiten eingegangen, die derzeit zur Steigerung der Lastflexibilität der favorisierten CCS-Technikrouten diskutiert werden, um ein möglichst großes Lastband fahren zu können. Die Ausführungen basieren im Wesentlichen auf einer umfangreichen Literaturlauswertung von [Chalmers, 2010], die zu diesem Themenkomplex durchgeführt wurde.

Post-combustion-Verfahren

Eine Möglichkeit, die Last von Post-combustion-Kraftwerken variabler fahren zu können, besteht darin, die CO₂-Abscheidungsanlage mit Hilfe eines Bypass zu umgehen. Hierdurch könnte der für die Desorption erforderliche Niederdruckdampf für die Stromerzeugung bzw.

zur Lasterhöhung genutzt werden. Einschränkend ist anzumerken, dass die Option eines Bypass-Betriebes bereits bei der Planung einer Neuanlage zu konzipieren ist, da sich hierdurch die Auslegung der Niederdruckturbine, des Generators sowie anderer Komponenten ändert. Welche Ansprechzeiten für die Lastaktivierung erwartet werden können, hängt von dem Konzept der Dampfentnahme ab. Das betriebswirtschaftliche Kalkül besteht darin, in Zeiten hoher Lastnachfrage bzw. hoher Strompreise eine höhere Last in das Netz zu speisen, um damit höhere Erlöse erzielen zu können. Diesen Erlösen sind die zusätzlichen Investitionen sowie die CO₂-Zertifikatskosten gegenüber zu stellen, die für die zusätzlichen CO₂-Emissionen anfallen.

Eine weitere prinzipielle Möglichkeit der Laststeigerung besteht in der Speicherung des CO₂-beladenen Lösungsmittels. Dies bedeutet, dass über einen bestimmten Zeitraum auf eine Desorption der mit CO₂ beladenen Flüssigkeit verzichtet und diese in gesonderten Tanks zwischengespeichert wird. Der ursprünglich für die Desorption vorgesehene Niederdruckdampf kann für die Stromerzeugung bzw. Laststeigerung genutzt werden. In Zeiten niedriger Lastanforderungen bzw. Erlöse kann wiederum die Kraftwerksleistung reduziert und mit Hilfe von Niederdruckdampf die Desorption des gespeicherten beladenen Lösungsmittels erfolgen.

Beide obigen Konzepte sind bislang nur rein theoretischer Natur und detaillierte technische und ökonomische Analysen stehen noch aus. Darüber hinaus ist zu sehen, dass neben der CO₂-Abscheideanlage auch die Kompression und deren wärmetechnische Verschaltung mit dem eigentlichen Dampfkreislauf sowie mögliche Auswirkungen auf die Pipelineinspeisung bzw. den -betrieb zu beachten sind.

Oxyfuel-Verfahren

Derzeitige Konzepte sehen vor, dass ein Oxyfuel-Kraftwerk in einem ersten Schritt mit Luft angefahren und bei Erreichen ausreichender Flammenstabilität auf den Sauerstoffbetrieb umgeschaltet wird. Ein mögliches Problem wird in hohen Sauerstoffkonzentrationen gesehen, die in der Übergangsphase entstehen könnten und ggfs. eine Explosionsgefahr darstellen. Zur Vermeidung dieses Problems bedarf es optimierter Brennertechniken. Die Dauer des Anfahrvorgangs wird auf 15-30 Minuten geschätzt und hängt stark von der Brennerkonfiguration ab [Kluger et al., 2009, Grathwohl et al., 2009].

Sowohl An- und Abfahrvorgänge als auch der Teillastbetrieb setzen eine Variation der Sauerstoffzufuhr voraus. Die Geschwindigkeit dieser Variation hängt nicht zuletzt auch von der Flexibilität der Luftzerlegungsanlage ab, für die derzeit Lastrampen von 1 bis 3% pro Minute genannt werden [White et al., 2009]. Eine Steigerung der Laständerungsgeschwindigkeit wird darin gesehen, Sauerstoff in flüssiger oder gasförmiger Form zu speichern und diesen in Zeiten hoher Laständerungsgeschwindigkeiten einzusetzen.

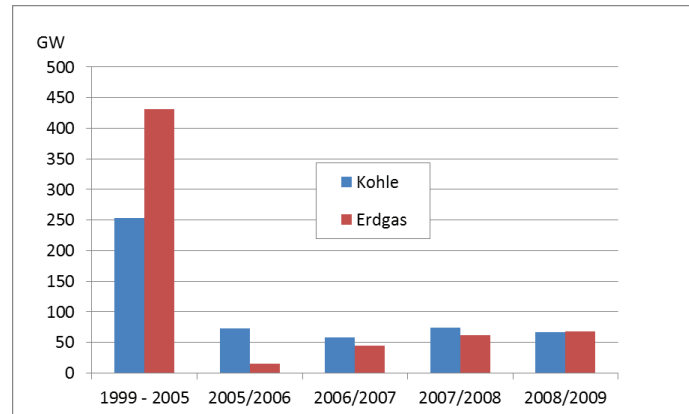
Pre-combustion-Verfahren

Weltweit werden derzeit nur 6 IGCC-Anlagen betrieben, so dass nur geringe Betriebserfahrungen mit Kohlekombikraftwerken vorliegen. Insofern ist es heutiger Sicht kaum möglich, das Lastverhalten von IGCC-Anlagen mit CO₂-Abscheidung abzuschätzen. Eine Möglichkeit der Lastvariation wird darin gesehen, einen Teil des Wasserstoffs zwischen zu speichern und bei Bedarf hoher Lastanforderung zusätzlich einzusetzen. Diese Variante hätte den Vorteil, dass der Vergaser den Lastanforderungen nicht vollständig folgen müsste. Da der Wasserstoff in einer Gasturbine eingesetzt wird, sind sowohl die Lastflexibilität als auch die Laständerungsgeschwindigkeiten sehr hoch. Ein Vorteil von IGCC-Anlagen besteht in der prinzipiellen Möglichkeit, neben Elektrizität und Wasserstoff auch andere Produkte wie z.B. Methanol (Polygeneration) herstellen zu können, was zur Erhöhung der Anlagenflexibilität beitragen könnte. So könnte im Fall einer niedrigen elektrischen Lastnachfrage auf ein anderes Produkt umgestellt, die Stromproduktion reduziert und der Kohlevergaser im Grundlastmodus weiterbetrieben werden.

III.2 Nachrüstung von Bestandskraftwerken

Knapp 41% der weltweit anthropogen verursachten CO₂-Emissionen stammen aus Kraftwerken [IEA, 2011]. Etwa 73% dieser Emissionen stammen aus Kohlekraftwerken, was ihren Stellenwert im Kontext von CO₂-Minderungsstrategien verdeutlicht. Allgemein wird davon ausgegangen, dass die Technologien zur CO₂-Abscheidung frühestens ab dem Jahr 2020 kommerziell zur Verfügung stehen. Die Internationale Energieagentur (IEA) schätzt, dass bis zum Jahr 2020 die weltweit installierte Kohlekraftwerksleistung von heute ca. 1580 GW um etwa 350 (450 ppm Szenario) bis 700 GW (Current Policies Szenario) ansteigen wird [IEA, 2011]. Welche Anlagen des heutigen Kohlekraftwerksbestandes zusätzlich zu dem geschätzten Zubau mit CO₂-Abscheidetechniken nachgerüstet werden könnten, hängt von den technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen ab. Es ist davon auszugehen, dass es sich hierbei um relativ moderne Anlagen handeln wird (vgl. auch [Finkenrath et al., 2012]), die etwa ab dem Jahr 1999 bis heute errichtet wurden. Seit dem Jahr 1999 wurden bis zum Jahr 2009 weltweit etwa 525 GW Kohlekraftwerksleistung neu gebaut (Abbildung 4).

Seit dem Jahr 2005 wurden weltweit etwa 272 GW Kohlekraftwerkskapazität errichtet. Addiert man diese bestehende Anlagenkapazität und die von der IEA bis zum Jahr 2020 prognostizierte Zubaukapazität, liegt alleine das Potenzial einer Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidetechnik in einer Bandbreite von 875 bis 1225 GW. Dies verdeutlicht, dass der Nachrüstung von bestehenden Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidetechniken eine große Bedeutung zukommen könnte.

Abbildung 4: Weltweiter Zubau von Kohle- und Erdgaskraftwerken (1999 – 2009)

Quelle: [IEA, 2000, IEA, 2006, IEA, 2008c, IEA, 2009, IEA, 2011]

IEK-STE 2012

Exkurs: Deutschland

Die installierte Leistung der kohlegefeuerten Kraftwerke in Deutschland beträgt aktuell ca. 47 GW (Braunkohle: 19,9 GW, Steinkohle: 26,8 GW). Derzeit in Bau befinden sich 11,5 GW kohlegefeuerte Kraftwerke, die spätestens bis zum Jahr 2013 in Betrieb genommen werden [Markewitz et al., 2011b]. Im Gegenzug werden bis zum Jahr 2020 altersbedingt etwa 12 GW kohlegefeuerten Kraftwerkskapazität vom Netz genommen. In dem von der Bundesnetzagentur [Bundesnetzagentur, 2011] aktuell genehmigten Szenarienrahmen für die Netzentwicklungsplanung wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2022 ein weiterer Zubau von Kohlekraftwerken erfolgt. Die Bandbreite des Zubaus beträgt je nach Szenario 11 bis 20 GW. Insbesondere diese Kapazitäten dürften für eine evtl. Nachrüstung mit CO₂-Abscheidungsanlagen große Relevanz besitzen.

Aufgrund der hohen Effizienzverluste beim Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken verringern sich die Stromerzeugung bzw. die Netto-Leistungen gegenüber Bestandsanlagen ohne CCS-Nachrüstung. Diese Einbußen sind durch den jeweiligen Betreiber z.B. durch den Zukauf von Strommengen bzw. den Neubau von Kraftwerken zu kompensieren. Bei einem Zubau neuer Braunkohlekraftwerke ist insbesondere auf die limitierende Ressourcensituation hinzuweisen [Markewitz et al., 2009].

Eignung von CO₂-Abscheidetechniken für die Nachrüstung

Für Kraftwerke, die sich heute in Bau befinden bzw. in absehbarer Zukunft (bis zum Jahr 2020) gebaut werden, wird derzeit diskutiert, ob diese einen Capture ready-Status nachweisen müssen. So bietet z.B. der TÜV Nord hierfür eine Zertifizierung an (Climate Change Standard TN-CC006). Dieser Standard enthält Anforderungen insbesondere an die technologische und standortspezifische Realisierbarkeit der Nachrüstung einer Abscheidungsanlage, die Ver-

fügbare Fläche, die Realisierbarkeit des CO₂-Abtransportes bzw. der CO₂-Speicherung sowie die möglichen Auswirkungen auf die Anlagensicherheit und die Umwelt. Die Einhaltung dieser Kriterien zielt auf die prinzipielle Machbarkeit einer Nachrüstung ab. Weiterhin sind die zusätzlichen Investitionen für technische Vorkehrungen zu identifizieren.

Für solche Bestandskraftwerke stellt sich die Frage nach einer vorsorglichen Komponentenauslegung, die eine aus anlagenbautechnischer Sicht einfachere Nachrüstung zu einem späteren Zeitpunkt ermöglichen würde und darüber hinaus Wirkungsgradvorteile hätte. D.h. die beim Bau des Kraftwerkes hierfür getätigten Mehrinvestitionen würden ab dem Zeitpunkt der Nachrüstung z.B. durch eine höhere Effizienz und kürzere Nachrüstungszeiten wieder kompensiert (siehe [Irons et al., 2007a]). Aus Betreibersicht sind die möglichen Risiken und Unsicherheiten einer vorgezogenen Investition zu sehen [Irons et al., 2007a]. Dies sind z.B. die zukünftige Ausgestaltung des Ordnungsrechts, die zukünftige Entwicklung von Energiepreisen und CO₂-Zertifikaten oder die zukünftige Ausgestaltung des Strommarktes. Aus technischer Sicht besteht ein wesentliches Risiko darin, dass durch eine vorsorgliche Komponentenauslegung ein aus heutiger Sicht favorisiertes Technikkonzept festgelegt wird, das sich zum Zeitpunkt der Nachrüstung möglicherweise als veraltet herausstellen könnte.

Die Machbarkeit einer Nachrüstung wird derzeit für das Post-combustion-Verfahren sowie das Oxyfuel-Verfahren diskutiert. Ein Sonderfall stellen IGCC-Kraftwerke dar: Die CCS-Nachrüstung von bestehenden IGCC-Kraftwerken wird international zwar diskutiert, spielt aber aufgrund der geringen Anzahl weltweit vorhandener bzw. geplanter Anlagen keine Rolle und wird daher auch im Nachfolgenden nicht diskutiert.

Oxyfuel-Verfahren

Inwieweit sich das Oxyfuel-Verfahren für eine Nachrüstung bestehender konventioneller Kohlekraftwerke eignet, ist derzeit nicht geklärt. Unbekannt ist, inwieweit aufgrund höherer Temperaturen, geänderter Wärmestrahlungsbedingungen sowie Rauchgaszusammensetzungen (z.B. durch die Rauchgasrückführung) mögliche Effekte von Hochtemperaturkorrosion oder Aufkohlungseffekte des Kesselmaterials die Funktionsfähigkeit oder auch die Lebensdauer des bestehenden Dampfkessels beeinträchtigen. Darüber hinaus stellt die notwendige Dichtigkeit des Kessels zur Vermeidung von Lufteinbrüchen eine weitere Herausforderung dar (vgl. hierzu [Irons et al., 2007b, Irons et al., 2007a]). Modellgestützte Simulationen der Feuerungen und des Dampfkessels (vgl. [Tigges et al., 2009]) deuten darauf hin, dass ein Kraftwerksbetrieb mit Luft oder reinem Sauerstoff möglich sein könnte. Neben der Vorhaltung von ausreichendem Platz für die Installation neuer Komponenten (z.B. CO₂-Kompressor und -aufbereitung, Luftzerlegungsanlage) ist nach [Irons et al., 2007b] u.a. ein Austausch der Brenner sowie insbesondere eine Modifikation der Luft- und Rauchgaskanäle bzw. -peripherie (z.B. Saugzugventilatoren) notwendig. Eine Veränderung der Wärmeaustauschflächen ist nach [Irons et al., 2007b] nicht erforderlich. Es ist davon auszugehen, dass die Rauchgasentschwefelungsanlage zu modifizieren ist, um die für den Pipelinetransport erforderlichen Reinheitsgrade einzuhalten.

Im Rahmen des australischen Forschungsprojektes CALLIDE wird ein bestehender Kohlekraftwerksblock (Standort: Callide, 120 MW_{el}) mit Oxyfuel-Technik nachgerüstet. Ein Versuchsbetrieb unter realen Bedingungen ist über einen Zeitraum von 5 Jahren geplant.

Post-combustion-Verfahren

Von allen Post-combustion-Verfahren stellt die Aminwäsche das Verfahren dar, das am intensivsten im Hinblick einer möglichen Nachrüstung untersucht wurde (vgl. [Irons et al., 2007b, Ploumen, 2006]). Gegenüber dem Oxyfuel-Verfahren besteht ein wesentlicher Vorteil darin, dass feuerungsseitig keine Modifikationen notwendig sind. Ebenso wird davon ausgegangen, dass keine Veränderungen am Dampferzeuger erforderlich sind. Wie zuvor diskutiert, bewirken zu hohe SO₂-Restgehalte im Rauchgas eine Degradation der heute eingesetzten amin-basierten Lösungsmittel. Um eine Degradation zu verhindern, darf der SO₂-Gehalt des Rauchgases nicht größer als 10 ppm (<25 mg/m³) sein [Rao & Rubin, 2002]. Erste Versuche mit einer Rauchgasentschwefelung am deutschen Kraftwerksstandort Niederaussem deuten darauf hin, dass wahrscheinlich derartige SO₂-Gehalte mit einer gegenüber heutigen Rauchgasentschwefelungsanlagen stark veränderten Kalkwäsche (REApplus) eingehalten werden können [Reissner, 2009]. Ob heute bestehende Kalkwäschen nachgerüstet werden können oder komplett ersetzt werden müssen, ist derzeit nicht geklärt.

Für die Desorption der mit CO₂ beladenen Aminflüssigkeit werden große Mengen von Niederdruckdampf benötigt. Thermodynamische Rechnungen zeigen, dass etwa 50 bis 65% des kompletten Niederdruckdampfs eines Kohlekraftwerks hierfür benötigt werden, so dass mehrere Stufen der Niederdruckturbine nicht mehr eingesetzt werden können (vgl. [Ploumen, 2006, Irons et al., 2007b]). Eine Nachrüstung erfordert daher erhebliche Modifikationen des Niederdruckturbinenteils, der Vorwärmstrecke (Wärmetauscher), des Kondensators sowie der Kühlwasserpumpen. Darüber hinaus stellt der Teillastbetrieb ein weiteres Problem dar. Teillastbetrieb bedeutet eine Reduktion des Dampfstromes einhergehend mit einem niedrigeren Turbineneintrittsdruck im Niederdruckteil. Sinkt das Druckniveau unterhalb des Druckes des für die Desorption erforderlichen Niederdruckdampfes, muss Dampf aus dem Mitteldruckteil entnommen werden, was wiederum zu zusätzlichen Wirkungsgrad-einbußen führt [Ploumen, 2006].

Gegenüber neuen Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung besitzt ein nachgerüstetes Bestandskraftwerk eine geringere Effizienz, da u.a. die wärmetechnische Optimierung zwischen Absorption/Desorption, CO₂-Kompression und Vorwärmstrecke nur suboptimal ist.

Durch capture ready-Maßnahmen lassen sich gegenüber einer Nachrüstung ohne vorkehrende Maßnahmen erhebliche Effizienzgewinne erschließen, die von der Art der technischen Maßnahme abhängen. Nach [Irons et al., 2007b] könnten durch capture ready Maßnahmen an der Niederdruckturbine sowie der Rauchgasentschwefelungsanlage Effizienzvorteile von 1,4 bis 2,3 %-Punkte erzielt werden.

Eine Aminwäsche-Nachrüstung führt zu einem höheren Kühlwasserbedarf, der etwa 30% über dem eines konventionellen Kraftwerks ohne CO₂-Abscheidung liegt [Ploumen, 2006].

Der zusätzliche Wasserbedarf ist im Wesentlichen auf die Komponenten der Aminwäsche, die Rauchgaskühlung sowie die CO₂-Kompression zurückzuführen. Insbesondere die Rauchgaskühlung vor dem Absorber bewirkt eine deutliche Zunahme der insgesamt abzuführenden Wärmelast. Welche capture ready-Maßnahmen hierfür zu treffen sind, hängt von dem jeweiligen Kühlsystem ab. So ist bei einem geschlossenen Kühlkreislauf zusätzlicher Platz für Kühltürme vorzuhalten. Bei einer Frischwasserkühlung ist sicherzustellen, dass eine zusätzliche Entnahme von Frischwasser entsprechend den gesetzlichen Auflagen möglich ist.

IV CO₂-Abscheideverfahren für industrielle Anwendungen

Die heutige Entwicklung von CO₂-Abscheideverfahren zielt im Wesentlichen auf den Einsatz in fossilen Kraftwerken ab. Allerdings sind die CO₂-Emissionen durch industrielle Prozesse nicht unerheblich. So werden insgesamt etwa 25% (2008: 7,4 Mrd. t) der weltweiten CO₂-Emissionen durch Industrieprozesse verursacht [Trudeau, 2011]. Schätzungsweise 75% dieser Emissionen (Abbildung 5) stammen aus größeren Punktquellen der Branchen Eisen und Stahl, Zement, Raffinerien und sonstigen großen Industrieprozessen (Gasaufbereitung, H₂-Herstellung, Ammoniakherstellung, CtL¹, Ethylen-/Propylenherstellung). Nach Prognosen der Internationalen Energieagentur werden die weltweiten Emissionen dieser Branchen von heute etwa 5,6 Mrd. t auf etwa 10,3 Mrd. t bis zum Jahr 2050 steigen [Trudeau, 2011, IEA, 2010].

In der Industrie ist zwischen energiebedingten und prozessbedingten Emissionen zu unterscheiden. Unter prozessbedingten Emissionen werden die CO₂-Emissionen verstanden, bei denen das CO₂ als Produkt einer chemischen Reaktion entsteht, die keine Verbrennung ist. Prozessbedingte Emissionen entstehen aufgrund stofflicher Gegebenheiten des Produktionsprozesses (z.B. Roheisenherstellung, Zement- u. Kalkherstellung) und lassen sich in aller Regel nicht vermeiden. Unter energiebedingten Emissionen werden die CO₂-Emissionen gezählt, die aus einem Verbrennungsprozess (z.B. Prozesswärme- und Stromerzeugung) resultieren.

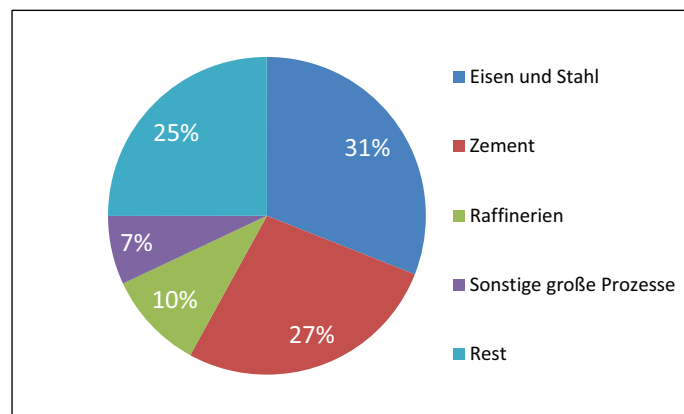
Der Anteil der Industrie an den energie- und prozessbedingten CO₂-Emissionen in Deutschland betrug im Jahr 2010 etwa 18,9% [Ziesing, 2011b]. Dies entspricht einer CO₂-Menge von etwa 156 Mio. t. Etwa 98 Mio. t (ca. 63%) stammten dabei aus emissionshandelspflichtigen Industrieanlagen. Eine Aufteilung der emissionshandelspflichtigen Anlagen auf Industriebranchen ist in Tabelle 3 dargestellt.

Danach sind die Eisen- und Stahlbranche, Raffinerien sowie die Zement- und Kalkbranche mit knapp 80% die größten Emittenten aller emissionshandelspflichtigen Industrieanlagen. Die anlagenspezifischen Emissionen geben einen Hinweis auf die Größe der Punktquellen. Demnach sind Hüttenwerke mit ca. 3,5 Mio. t/a die größten industriellen Punktquellen, gefolgt von Kokereien (ca. 0,89 Mio. t/a) und Raffinerien (0,86 Mio. t/a). Anlagen zur Propylen-/

¹ Coal to Liquid

Ethylenerzeugung emittieren im Durchschnitt 0,646 Mio. t/a und Zementklinkeranlagen knapp 0,48 Mio. t/a². Zwar ist die Kalkbranche ein wesentlicher Emittent, allerdings ist aufgrund der großen Anlagenzahl die anlagenspezifische Emission deutlich geringer. Generell bleibt festzuhalten, dass in Deutschland eine signifikante Anzahl großer industrieller Punktquellen existiert.

Abbildung 5: Globale Anteile industrieller CO₂-Emittenten im Jahr 2008



Quelle: [Trudeau, 2011]

IEK-STE 2012

Ob und welche CO₂-Abscheideverfahren einen Reduktionsbeitrag leisten können, wird im Folgenden am Beispiel einiger wichtiger Industrieprozesse analysiert. Eine direkte Analogie und damit Übertragbarkeit auf die zuvor für den Kraftwerkseinsatz diskutierten CO₂-Verfahrensrouten besteht nicht. Insofern wird im Nachfolgenden diskutiert, welche Abscheideverfahren für industrielle Anwendungen von Bedeutung sein könnten. Eine Besonderheit bildet das Oxyfuel-Verfahren, mit dem kein CO₂ direkt abgeschieden wird. Das Oxyfuel-Verfahren zielt auf eine hohe CO₂-Aufkonzentration von Verbrennungsabgasen, indem für den Verbrennungsprozess reiner Sauerstoff eingesetzt wird. Ob dieses Verfahren auch auf industrielle Prozesse übertragbar ist, wird im Nachfolgenden ebenfalls erörtert.

Die Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in das Erdgasnetz findet zunehmend größere Verbreitung. Die Biogasaufbereitung besteht aus mehreren verfahrenstechnischen Prozessschritten und umfasst auch die Abscheidung von CO₂, das während des Fermentierungsprozesses entsteht. Hierfür werden bereits schon heute verschiedene CO₂-Abscheideverfahren kommerziell eingesetzt. Auch wenn die Biogasaufbereitung nicht zu den industriellen Pro-

² Zur Einordnung: Ein Steinkohlekraftwerk (500 MW, 4500 Volllaststunden) emittiert etwa 1,7 Mio. t CO₂ pro Jahr.

zessen gezählt wird, besitzt sie signifikante Relevanz. Auf sie wird daher in einem gesonderten Exkurs eingegangen.

Tabelle 3: Zahl und Emissionen der emissionshandelspflichtigen Industrieanlagen in Deutschland im Jahr 2010

	Anzahl der Anlagen	Emissionen		Ranking Absolut-emissionen	Ø Emission pro Anlage	Ranking Ø Emission pro Anlage
		kt CO ₂ /a	%		kt CO ₂ /a	
Raffinerien	26	22.272	22,8	1	856	3
Kokereien	4	3.568	3,7	9	892	2
Roheisen- und Stahlerzeugung	26	5.877	6,0	5	226	6
Integrierte Hüttenwerke ¹⁾	6	21.392	21,9	2	3.565	1
Weiterverarbeitung Stahl	8	967	1,0	11	121	8
Zementklinker	39	18.577	19,0	3	476	5
Kalk	69	7.757	8,0	4	112	9
Glas	85	3.701	3,8	8	43,5	12
Mineralfasern	8	356	0,4	13	44,5	11
Keramik	134	1.327	1,4	10	9,9	14
Zellstoff	5	142	0,1	14	28,4	13
Papier	122	5.715	5,9	6	46,8	10
Propylen/Ethylen	8	5.169	5,3	7	646	4
Industrieruß	5	725	0,7	12	145,0	7
Summe	545	97.545	100		179,0	

1) Hochofen, Konverter, Sinter- u. Pelletieranlagen, Winderhitzer etc.

Quelle: [Hohlfeld et al., 2011], eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

Stahl- und Eisenherstellung

Weltweit betrug die Rohstahlerzeugung im Jahr 2011 etwa 1,5 Mrd.t. Etwa 70% hiervon werden mit dem emissionsrelevanten Oxygenstahlverfahren und rd. 30% in Elektrostahlverfahren hergestellt [Wirtschaftsvereinigung Stahl, 2011]. Die weltweiten Emissionen der Roh-

eisen- und Stahlbranche beliefen sich im Jahr 2008 auf etwa 2,3 Mrd. t CO₂ (vgl. Abbildung 5). Die Rohstahlerzeugung in Deutschland betrug im Jahr 2011 rd. 44,2 Mio.t, wovon 68% mit dem Oxygenstahlverfahren erzeugt wurden. Die Emissionen der deutschen Roheisen- und Stahlbranche (ohne Kokereien) lagen im Jahr 2010 bei knapp 30 Mio. t CO₂ (Tabelle 3).

Ein integriertes Hüttenwerk zur Erzeugung von Oxygenstahl besteht aus einer Vielzahl von Anlagenkomponenten, die in der Regel Emissionsquellen sind. Größte Punktquelle ist der Hochofen, auf den etwa 2/3 der Gesamtemissionen eines integrierten Hüttenwerks entfallen [Fleer, 2011]. Das während des Hochofenprozesses gebildete CO₂ (energie- und prozessbedingt) ist Bestandteil des sogenannten Gichtgases, das wiederum anderweitig genutzt wird (z.B. Winderhitzer, Kraftwerk). Der Anteil des im Gichtgas enthaltenen Kohlendioxids hängt dabei maßgeblich von den eingesetzten Brennstoffen bzw. Reduktionsmitteln ab. Bandbreiten für eine typische Zusammensetzung enthält Tabelle 4.

Für die Reduktion der CO₂-Emissionen bieten sich zahlreiche Möglichkeiten an. Das Spektrum reicht von einer verbesserten Wärmenutzung, neuen kohlebasierten Prozessen (Schmelz- und Eisendirektreduktion) bis zur Substitution von Brennstoffen (z.B. erdgasbasierte Direktreduktion) [Fleer, 2011]. Die Abscheidung von CO₂ stellt eine weitere Variante dar.

Diskutiert wird der Einsatz von CCS-Technologien entlang der Hochofen-Konverterstrecke. Eine vielversprechende Möglichkeit ist das sogenannte Gichtgas-Recycling (auch oftmals als Top gas-Recycling bezeichnet), bei dem das CO₂ durch eine chemische oder physikalische Wäsche abgeschieden und danach dem Hochofenprozess als Reduktionsmittel wieder zugeführt wird. Durch Einblasen von Sauerstoff in den Hochofen können der Stickstoffanteil im Gichtgas gesenkt und die Eigenschaften des Gichtgases verbessert werden [Fleer, 2011, UNIDO, 2010].

Tabelle 4: Zusammensetzung von Gichtgas

Komponente	Anteil Vol.-%
N ₂	50-55
CO	20-28
CO ₂	17-25
H ₂	1-5

Quelle: nach [Hohlfeld et al., 2011]

IEK-STE 2012

Eine weitere Möglichkeit wird darin gesehen, das im Gichtgas befindliche Kohlenmonoxid mit Hilfe einer Shift-Reaktion in CO₂ umzuwandeln und dann das im Synthesegas enthaltene CO₂ mit Hilfe einer physikalischen Wäsche abzutrennen. Das verbleibende H₂/N₂ Gemisch könnte mit Hilfe eines Gasturbinenprozesses genutzt werden [Gielen, 2003].

Wie bereits erwähnt, stellen Direktreduktionsverfahren eine weitere Option der Stahlherstellung dar. Die Direktreduktion erfolgt mit einem Reduktionsgas auf Erdgasbasis. Das reduzierte Eisen wird anschließend mit einem Elektro-Lichtbogenofen geschmolzen. Ein Vorteil des Verfahrens besteht darin, auf Kokereien zukünftig verzichten zu können und damit den CO₂-Auststoß deutlich zu verringern. Die aus dem Reduktionsprozess resultierenden CO₂-Emissionen könnten mit herkömmlichen CCS-Verfahren abgeschieden werden. Ein wesentliches Hemmnis für den Einsatz von Direktreduktionsverfahren ist die schlechtere Wirtschaftlichkeit und das eingeschränkte Spektrum an Einsatzrohstoffen (nur hochwertiges Eisenerz) gegenüber herkömmlichen Oxygenstahlverfahren [Fleer, 2011, UNIDO, 2010, IEA, 2010].

Auch bei einem Schmelzreduktionsverfahren (z.B. Hlsarna-Schmelztechnologie) besteht die Möglichkeit, CO₂-Abscheideverfahren einzusetzen, da durch die Kohlevergasung mit reinem Sauerstoff eine relativ hohe CO₂-Konzentration im Abgas erreicht wird. Allerdings befindet sich dieses Verfahren noch in der F&E-Phase, so dass eine Ablösung des klassischen Oxygenstahlverfahrens nicht in absehbarer Zukunft zu erwarten ist [IEA, 2010].

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass es einige Möglichkeiten gibt, CO₂-Abscheideverfahren bei der Rohstahlerzeugung einzusetzen. Nach [UNIDO, 2010] reicht die Bandbreite von chemischen und physikalischen Wäschen bis hin zu Druckwechseladsorptionsverfahren und kryogenen Verfahren. Auch wird die Kombination verschiedener Verfahren für möglich gehalten.

Zement- und Klinkerherstellung

Zement ist ein hydraulisches Bindemittel, das zur Herstellung von Baustoffen (z.B. Mörtel, Beton) eingesetzt wird. Er enthält einen Klinkeranteil (etwa 70%), der im sogenannten Klinkerbrennprozess hergestellt wird sowie Calciumsulfat (Gips). Bei der Zementklinkerherstellung werden direkte CO₂-Emissionen (ca. ein Drittel) durch den Drehofenbetrieb freigesetzt. Etwa zwei Drittel der Emissionen sind prozessbedingt und werden im Kalzinator freigesetzt. Möglichkeiten zur Reduzierung der CO₂-Emissionen bestehen in der verfahrenstechnischen Optimierung, einer Brennstoffsubstitution für den Ofenbetrieb sowie einer Reduzierung des Klinkeranteils im Zement. Als weitere Variante ist der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren denkbar, indem das CO₂ im Abgas (ca. 14-33 Vol.% CO₂) hinter dem Klinkerofen mit Hilfe einer chemischen Wäsche abgeschieden wird [IEA, 2008a, Barker, 2010]. Im Gegensatz zu einem Kraftwerk ist für die Regeneration des beladenen Lösungsmittels ein eigener Dampfprozess vorzusehen. Eine andere Möglichkeit besteht darin, den Kalzinator in Analogie zum Oxyfuelprozess mit reinem Sauerstoff zu betreiben. Hierdurch wird eine Aufkonzentration des CO₂ im Abgas erreicht, das anschließend gereinigt und komprimiert wird. Ein Problem dieses Verfahrens stellt u.a. der höhere CO₂-Partialdruck dar, der die Kalzinierungsreaktion nachteilig beeinflussen könnte [Fleer, 2011, IEA, 2008a]. Gegenüber heutigen Anlagen wäre ein neues Design des Kalzinators notwendig [De Coninck & Mikunda, 2010].

Raffinerien

Mit Hilfe einer Raffinerie wird Rohöl zu vermarktungsfähigen Produkten (z.B. Benzin, Heizöl, Kerosin, Schmiermittel etc.) umgewandelt. Im Gegensatz zu anderen Industrieanlagen (z.B. Hochofen, Zement) wird in vielen Raffinerieprozessen eine große Anzahl von Produkten hergestellt. Für die Hauptprozessgruppen Destillation, Konversion (Cracken, Coken, Reformieren) und die Nachbehandlung und Veredlung von Produkten wird Wärmeenergie benötigt. Demzufolge verteilen sich in einer Raffinerie die dabei entstehenden CO₂-Emissionen auf unterschiedlichste Quellen (Tabelle 5). In einigen Raffinerien wird der benötigte Prozessdampf in betriebseigenen Kraftwerken erzeugt, bei denen ein Einsatz von CCS-Technik, wie in den vorherigen Kapiteln diskutiert, möglich ist. Für den Raffinerieprozess wird neben der Effizienzverbesserung von Öfen, einer verbesserten Wärmeintegration, einer besseren Prozessführung sowie der KWK-Nutzung auch der Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren (integriert in den Raffinerieprozess) als weitere Minderungsmaßnahme diskutiert [De Coninck & Mikunda, 2010].

Prinzipiell ist der Einsatz von allen derzeit diskutierten CCS-Verfahren möglich. Für Öfen und Dampferzeuger kommen sowohl die chemische Absorptionswäsche als auch physikalische Absorptionsverfahren in Frage. Letzteres wird insbesondere in Kombination mit einer Vergasung von Petrolkoks diskutiert. Ein mögliches Problem könnten die relativ niedrigen CO₂-Gehalte des Abgasstroms (Tabelle 5) sein, was durch Aufkonzentration mit Hilfe des Oxyfuel-Verfahrens gelöst werden könnte [Fleer, 2011].

Tabelle 5: CO₂-Emissionsquellen einer typischen Raffinerie

Emissionsquelle	Beschreibung	Anteil an den CO ₂ -Emissionen	CO ₂ -Konzentration (Vol.) im Abgasstrom
Prozessöfen	Wärmeerzeugung durch Verbrennung fossiler Energieträger für Destillationskolonnen und Reaktoren	30-60%	8-10%
Dampferzeuger	Prozessdampferzeugung durch Verbrennung fossiler Energieträger	20-50%	4-15%
Katalytische Cracker	Abbrand von Petrolkoks	20-50%	10-20%
Wasserstoffherstellung	Reformieren von Kohlenwasserstoffen zu H ₂ und CO ₂	5-20%	20-99%

Quelle: [Fleer, 2011, Brown, 2010, Van Straelen et al., 2009], eigene Angaben IEK-STE 2012

Etwa 5 bis 20% der CO₂-Emissionen resultieren aus der Herstellung von Wasserstoff, der für diverse Crackverfahren benötigt wird und derzeit mit Hilfe der Dampfreformierung von Erdgas oder durch Vergasung von schweren Raffinerierückständen (z.B. flexi coking) produziert wird [De Coninck & Mikunda, 2010]. Auch hier wäre der Einsatz von CCS-Verfahren (z.B. physikalische Wäsche) möglich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass der Einsatz von verschiedenen CO₂-Abscheidungsverfahren in unterschiedlichen Prozessen einer Raffinerie denkbar ist. Das gilt insbesondere für Abgasströme mit einem hohen CO₂-Gehalt. Neben der fehlenden Wirtschaftlichkeit dürfte die technische Integration dieser Verfahren in den Raffinerieprozess ein weiteres Problem sein. Darüber hinaus ist der zusätzliche apparative Aufwand zu sehen, der möglicherweise auch ein Platz- und Raumproblem darstellt. Derzeit ist kein Demonstrationsprojekt bekannt, in dem der Einsatz von CO₂-Abscheidungsverfahren in Raffinerien getestet wird.

Ammoniaksynthese

Für die Herstellung von Ammoniak wird Wasserstoff benötigt, der in heutigen Anlagen durch die Dampfreformierung von Erdgas (Anteil: 85%) oder auch der Vergasung von festen Energieträgern (Anteil: 15%) gewonnen wird [IPCC, 2005]. Das so produzierte Synthesegas (CO und H₂) wird in einem weiteren Schritt zu CO₂ und H₂ konvertiert. Danach erfolgt in den meisten Anlagen mit Hilfe einer chemischen Absorption die Abtrennung des CO₂ [IEA, 2008b]. Etwa zwei Drittel der CO₂-Menge wird in vielen Ammoniaksyntheseanlagen wiederum für die weitere Produktion von Harnsäure (Endprodukt: Düngemittel) verwendet und gelangt somit nicht unmittelbar in die Atmosphäre (s. Beitrag CO₂-Nutzung). Auch das überschüssige CO₂ wird teilweise noch genutzt (z.B. Enhanced Oil Recovery). Sofern das abgeschiedene CO₂ nicht für eine weitere Nutzung vorgesehen ist, müsste es für eine Speicherung aufbereitet und komprimiert werden. Die Ammoniaksynthese inkl. der chemischen Wäsche ist ein etabliertes Verfahren und findet heute großtechnisch weltweit Anwendung. Es wird geschätzt, dass weltweit etwa 180 Mio t nicht genutztes CO₂ gespeichert werden könnten. Die vergleichbare Menge für Deutschland wird auf ca. 3 Mio t geschätzt [McKinsey, 2007].

Ethylenoxid-Herstellung

Ethylenoxid ist ein wichtiger Grundstoff, der für die Herstellung unterschiedlichster Produkte (z.B. Ethylenglykol, organische Dämmstoffe, Textilfasern) erforderlich ist. Ausgangsbasis bei der Ethylenoxidherstellung ist Ethylen (C₂H₄), das heute üblicherweise in Raffinerien durch Steamcracking von Naphta hergestellt wird. Die Herstellung von Ethylenoxid erfolgt durch Zugabe von Sauerstoff und der Nutzung geeigneter Katalysatoren (z.B. Silber) bei Temperaturen von etwa 200-300°C und einem Druck von 10 bar. Neben der Hauptreaktion findet eine Vielzahl von Nebenreaktionen statt, bei denen Kohlendioxid (durch Überoxidierung) gebildet wird, das in einem nachlaufenden Prozess abgeschieden wird. Im Jahr 2008 wurden weltweit etwa 19 Mio.t Ethylenoxid hergestellt. Die Produktion in Deutschland wird auf knapp 1 Mio.t geschätzt. Unklar ist derzeit, welche CO₂-Mengen entstehen. So schätzen [De

Coninck & Mikunda, 2010], dass pro Einheit Ethylenoxid etwa 0,3 Einheiten Kohlendioxid produziert werden. Hingegen geht das IPCC [IPCC, 2005] von deutlich niedrigeren CO₂-Mengen aus, die um einen Faktor vier niedriger liegen. [Ausfelder & Bazzanella, 2008] schätzen, dass die jährlichen weltweiten CO₂-Emissionen, die durch die Ethylenoxidherstellung verursacht werden, etwa 5,1 Mio. t betragen.

Exkurs: CO₂-Abscheidung bei der Biogasaufbereitung

Der Bestand von Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland belief sich im Jahr 2011 auf etwa 83 Anlagen, deren Biomethaneinspeisekapazität insgesamt bei etwa 460 Mio. m³ lag [DBFZ, 2012]. Etwa zwei Drittel der Anlagen besitzen eine anlagenspezifische Aufbereitungskapazität von 350 bis 700 Nm³/h [DBFZ, 2012]. Entsprechend den Planungen der Bundesregierung soll die Biogaseinspeisung bis zum Jahr 2020 auf 6 Mrd. m³ erhöht werden.

Für die Einspeisung von Biogas in das Niederdruck-Erdgasnetz sind diverse Anforderungen zu erfüllen, die in den einschlägigen Regelwerken (DVGW Arbeitsblätter G280, G685) vorgeschrieben sind. Dies umfasst u.a. die Einhaltung brenntechnischer Kennwerte, eines CO₂-Anteiles im aufbereiteten Biogas (maximal 6%), eines Sauerstoffanteils (maximal 3%) sowie eines maximal zulässigen Wassergehaltes. Um einen möglichst hohen Methangehalt sowie die geforderten Grenzwerte einhalten zu können, bedarf es einer verfahrenstechnischen Aufbereitung, die auch eine Abscheidung der CO₂-Bestandteile des Rohbiogases beinhaltet. Der CO₂-Gehalt des unbehandelten Biogases liegt je nach Herkunft in einer Bandbreite von 25 bis 55% (Tabelle 6) und ist damit deutlich höher als der CO₂-Gehalt von Rauchgasen aus Kohlekraftwerken (siehe Kpt. II).

Tabelle 6: Biogaszusammensetzung

	Anteile (Bandbreiten)
CH ₄	45 - 70%
CO ₂	25 - 55%
Luft	0,05 - 5%
H ₂ S	10 - 30.000 mg/m ³
Organischer Schwefel	<0,1- 30 mg/m ³
Ammoniak	0,01- 2,5 mg/m ³
Wasserdampf (bei 25°C u. 1 bar)	ca. 3%

Quelle: [Urban et al., 2012]

IEK-STE 2012

Nach Angaben von [DBFZ, 2012] werden für die CO₂-Abscheidung in Deutschland verschiedene Verfahren eingesetzt. Etwa 25% aller Anlagen sind mit einer Druckwechseladsorption, 29% mit einem Druckwasserwaschverfahren (chemische Absorption), 31% mit einer Amin-

wäsche und 10% mit einer physikalischen Wäsche (z.B. Genosorb³) ausgerüstet. Während die Aminwäsche und die physikalische Wäsche für die Biogasaufbereitung noch Prototypcharakter besitzen, sind die Druckwechseladsorption und die Druckwasserwäsche etablierte kommerzielle und technisch ausgereifte Verfahren.

Zwar lassen sich mit der Aminwäsche und der physikalischen Wäsche die höchsten Methanreinheiten mit äußerst geringen Methanverlusten erreichen, allerdings wird für die Regeneration der beladenen Waschflüssigkeit Prozesswärme benötigt, die nicht an jedem Anlagenstandort verfügbar ist. Zudem ist bei der Aminwäsche eine vorgeschaltete Entschwefelung des Biogases notwendig. Ein weiterer Nachteil ist der notwendige, permanente Austausch degradierter Waschflüssigkeit, der die Wirtschaftlichkeit stark beeinflusst. Wesentliche Vorteile besitzt der Einsatz von Druckwasserwäschen. Die CO₂-Beladungskapazität von Wasser ist zwar niedriger als die von amin-basierten Flüssigkeiten und benötigt eine größere Waschmittelmenge, was wiederum einen erhöhten Pumpaufwand bedeutet. Allerdings kann die Wassermenge durch einen erhöhten Druck (höhere Beladungskapazität) verringert werden. Darüber hinaus besitzt Wasser die Eigenschaft, auch andere saure Bestandteile (z.B. H₂S) zu lösen, was einen zusätzlichen Reinigungsschritt erspart. Die Regeneration des beladenen Waschwassers ist einfach und benötigt keinen Prozessdampf. Die Regeneration geschieht durch Entspannen und Strippen des Waschwassers mit Luft [Urban et al., 2012]. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber amin-basierten Wäschen ist die nahezu unbegrenzte und kostengünstige Wasserverfügbarkeit. Darüber hinaus kann die entstehende Abwärme z.B. für den Fermentationsprozess genutzt werden. Die spezifische Kapazität heutiger Anlagen liegt in einem Bereich von 300 bis 1250 m³/h. Allen Waschverfahren (chemische und physikalische Wäschen) ist eine Gastrocknung nachgeschaltet, die jedoch bei der Druckwechseladsorption entfällt. Bei der Druckwechseladsorption wird das Rohbiogas verdichtet (4 bis 7 bar) und anschließend auf unter 40°C abgekühlt, was die Adsorptionseigenschaften deutlich verbessert. Danach wird das Gas durch einen Adsorber geführt, mit dem das Kohlendioxid mit Hilfe von Kohlenmolekularsieben zurückgehalten wird. Die Regeneration der Adsorbentien erfolgt mit einer Vakuumpumpe. Der Vorteil des Verfahrens besteht in der hohen Standfestigkeit sowie der preisgünstigen Verfügbarkeit der Kohlenstoffmolekularsiebe. Ebenfalls von Vorteil ist, dass die Druckwechseladsorption ohne zusätzlichen Prozesswärmebedarf auskommt. Wie bereits beim Druckwasserwaschverfahren kann die entstehende Abwärme für den Fermentationsprozess genutzt werden. Nachteilig ist die ggfs. notwendige Vorreinigung des Rohgases für den Fall hoher H₂S-Gehalte sowie die relativ niedrigen Reinheiten (>96%), die jedoch den einschlägigen Regelwerken genügen [DBFZ, 2012].

Die vorhergehenden Ausführungen zeigen, dass es eine Vielzahl von industriellen Prozessen gibt, die sich prinzipiell für den Einsatz von Kohlendioxidabtrennverfahren eignen. Bei den Emissionen handelt es sich -je nach Industrieprozess- um energetische und/oder prozessbedingte Emissionen. Die Eignung eines Abscheideverfahrens hängt dabei von den individuel-

³ Absorbens ist Tetraethylenglykoldimethylether.

len Randbedingungen ab, die durch den jeweiligen Industrieprozess vorgegeben werden. Aufgrund der großen Heterogenität der industriellen Prozesse ist der Einsatz verschiedener CO₂-Abscheideverfahren denkbar, wie aus Tabelle 7 hervorgeht.

Die Ausführungen zur Biogasaufbereitung belegen, dass der Einsatz von CO₂-Abscheidetechniken nicht zwingend auf große Punktquellen beschränkt sein muss, sondern auch bei kleineren Anlagen technisch und z.T. auch heute bereits wirtschaftlich möglich ist. Die Auswahl der für die Biogasaufbereitung derzeit eingesetzten Verfahren belegt darüber hinaus, dass auch Standortkriterien (z.B. Nichtverfügbarkeit von Prozesswärme) die Wahl eines CO₂-Abscheideverfahren maßgeblich bestimmen können.

Tabelle 7: CO₂-Abscheideverfahren für ausgewählte industrielle Anwendungen

	Chemische Absorption	CO ₂ -Aufkonzentration Oxyfuel	Druckwechseladsorption	Kryogen	Physikalische Absorption
Zement	x	x			x
Ammoniaksynthese	x				
Erdgasaufbereitung	x			x	x
Biogasaufbereitung	x		x		x
Eisen- und Stahl	x	x	x		x
Raffinerien	x	x			x

Quelle: Eigene Recherche

IEK-STE 2012

V Zusammenfassung

Über 40% der weltweiten Kohlendioxidemissionen werden durch fossil befeuerte Kraftwerke verursacht. Nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur IEA wird die Stromerzeugung aus fossil befeuerten Kraftwerken auch zukünftig noch deutlich zunehmen. Um den durch den Treibhauseffekt erwarteten Temperaturanstieg beschränken zu können, ist eine drastische Reduzierung der Kohlendioxidemissionen notwendig. Hierbei kommt der CO₂-Minderung von fossil befeuerten Kraftwerken eine Schlüsselrolle zu. Die Abscheidung von Kohlendioxid stellt in diesem Kontext eine wichtige Minderungsmaßnahme dar und ist weltweit Gegenstand zahlreicher Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Aktuell werden die drei Techniklinien Post-combustion, Oxyfuel und Pre-combustion favorisiert. Sowohl das Post-combustion-Verfahren als auch das Oxyfuel-Verfahren werden aktuell in kleineren Versuchsanlagen erprobt. Derzeit ist unklar, ob der Übergang zu einer kommerziellen Kraftwerksblockgröße (up-scaling) sich in einer Stufe vollziehen wird. Die Anlagenkapazität der von der Europäischen Union geförderten Demonstrationskraftwerke deutet eher darauf hin, dass das Hochskalieren auf eine kommerzielle Anlagengröße in zwei Schritten erfolgen wird.

Alle drei Techniklinien besitzen ein erhebliches Effizienzsteigerungspotenzial, das verfahrensabhängig mit unterschiedlichsten Maßnahmen gehoben werden kann. Die thermody-

namische Einbindung des CO₂-Abscheideverfahrens stellt bei allen drei Techniklinien eine besondere Herausforderung dar. Langfristig bestehen durchaus interessante Optionen, die heute favorisierten physikalischen oder chemischen Wäschen ersetzen zu können. Alternativen sind u.a. der Einsatz von Membranen sowie das Carbonate Looping-Verfahren. Für den Oxyfuel-Prozess ist eine Verbesserung des kryogenen Luftzerlegungsverfahrens (Drei Säulen-Prozess) möglich oder auch der Übergang zu anderen Verfahren der Sauerstoffherstellung (Membraneinsatz, Chemical Looping).

An die Fahrweise eines Kraftwerkes werden zukünftig deutlich höhere Anforderungen (z.B. höhere Lastrampen, größere Lastbänder, höhere Anzahl von An- und Abfahrvorgängen) gestellt. Ob Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung diese Anforderungen erfüllen können, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt offen. Aufgrund der erheblichen Effizienzverluste durch die CO₂-Abscheidung wird allgemein von einem Kraftwerksbasisprozess mit höchsten Wirkungsgraden ausgegangen. Eine signifikante Wirkungsgradsteigerung von Kohlekraftwerken lässt sich jedoch nur durch die Steigerung von Frischdampfparametern erreichen, was sich wiederum nachteilig auf die Flexibilität auswirkt. Die Steigerung der Flexibilität von Kohlekraftwerken mit und ohne CO₂-Abscheidung wird aus technischer Sicht eine der zentralen zukünftigen Herausforderungen sein.

Es wird davon ausgegangen, dass die CCS-Technik frühestens ab dem Jahr 2020 kommerziell verfügbar ist. Vor dem Hintergrund der weltweit geplanten fossil befeuerten Kraftwerke wird der Nachrüstung mit CO₂-Abscheideverfahren eine besondere Rolle zukommen. Auf der Basis heutiger Informationen erscheint das Post-combustion-Verfahren als die aussichtsreichste Techniklinie für eine Nachrüstung. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber den anderen Techniklinien besteht darin, dass die Modifikation des Kraftwerksprozesses keinen zu hohen Aufwand erfordert.

Nach Schätzungen der Internationalen Energieagentur werden die Kohlendioxidemissionen aus industriellen Prozessen (Eisen/Stahl, Zementherstellung etc.) zukünftig deutlich zunehmen. Hierbei handelt es sich oftmals um große Punktquellen. Für die Eisen- und Stahlherstellung, Raffinerien oder die Zementherstellung existiert eine Reihe von Möglichkeiten, um CO₂-Abscheideverfahren unterschiedlichster Art einzusetzen. Langfristig wird auch in Deutschland ein erhebliches Potenzial gesehen, dass bis zum Jahr 2030 mit etwa 38 Mio. t CO₂ angegeben wird [McKinsey, 2007]. Als Anwendungen werden Hochöfen, die Ammoniaksynthese und die Klinkerherstellung gesehen. Gleichzeitig wird aber auch auf die noch fehlende Wirtschaftlichkeit hingewiesen.

Zwar ist die Motivation der CO₂-Abscheidung bei der Biogasaufbereitung eine andere als bei den zuvor diskutierten Kraftwerken und industriellen Prozessen. Allerdings lässt sich am Beispiel der Biogasaufbereitung belegen, dass eine CO₂-Abscheidung auch bei kleineren CO₂-Quellen unter besonderer Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten möglich und machbar ist. Die derzeit eingesetzten Verfahren (Druckwasserwäsche, Druckwechseladsorption) sind technisch ausgereift und eignen sich insbesondere für die Abscheidung kleiner CO₂-Mengen.

VI Literatur

- ABANADES, J. C., ANTHONY, J. C., ALVAREZ, D., LU, D. Y. & SALVADOR, C. (2004) Capture of CO₂ from combustion gases in a fluidized bed of CaO. *Journal of the American Institute of Chemical Engineers (AIChE)*, 50:7, 1614-1622.
- AUSFELDER, F. & BAZZANELLA, A. (2008) *Verwertung und Speicherung von CO₂*. Diskussionspapier, DECHEMA.
- BARKER, D. (2010) Global technology roadmap for CCS in industry - cement sector. *Conference Global Technology Roadmap for CCS in Industry*. Abu Dhabi, 30.6.-1-7.2010, United Nations Industrial Development Organization.
- BEGGEL, F., NAUELS, N. & MODIGELL, M. (2011) CO₂ separation via the oxyfuel process with O₂-transport membranes in coal power plants. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient carbon capture for coal power plants*. 405-430, Weinheim, Wiley-VCH Verlag.
- BMW (2007) *Leuchtturm COORETEC - Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Forschungsbericht Nr. 566, Berlin.
- BROWN, J. (2010) Global technology roadmap for industry - refineries. *UNIDO Workshop Global technology roadmap for industry*. Abu Dhabi, 30.Juni-1.Juli 2010, United Nations Industrial Development Organisation.
- BUNDESNETZAGENTUR (2011) *Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzenwicklungsplanung gemäß §12a Abs. 3 EnWG*. Bundesnetzagentur, Bonn.
- CASTILLO, R. (2009) Technical evaluation of CO₂ compression and purification in CCS power plants. 4th *Int. Conf. on Clean Coal Technologies*. Dresden.
- CASTILLO, R. (2011) Thermodynamic analysis of a hard coal oxyfuel power plant with high temperature three-end membrane for air separation. *Applied Energy*, 88:5, 1480-1493.
- CHALMERS, H. (2010) *Flexible operation of coal-fired power plant with CO₂ capture*. IEA Clean Coal Centre Report CCC/160.
- DAVISON, J. (2011) Flexible CCS plants - A key to near-zero emission electricity systems. *Energy Procedia*, 4, 2548-2555.
- DBFZ (2012) *Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung von Biomasse - Endbericht zur EEG Periode 2009 bis 2011*.
- DE CONINCK, H. & MIKUNDA, T. (2010) *Global Technology Roadmap for CCS in Industry - Background paper*. ECN/United Nations Industrial Development Organization.
- ENGELS, S., BEGGEL, F., MODIGELL, M. & STADLER, H. (2010) Simulation of a membrane unit for oxyfuel power plants under consideration of realistic BSCF membrane properties. *Journal of Membrane Science*, 359:1-2, 93-101.
- EPPLER, B. & STRÖHLE, J. (2011) *Chemical looping in power plants*. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient carbon capture for coal power plants*. 505-524, Weinheim, Wiley-VCH Verlag.
- FAHLENKAMP, H. & DITTMAR, M. (2011) CO₂ Removal in Coal Power Plants via Post-combustion with Absorbents. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient Carbon Capture for Coal Power Plants*. 201-238, Weinheim, Wiley-VCH Verlag GmbH.
- FINKENRATH, M. (2010) *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*. Paris.
- FINKENRATH, M., SMITH, J. & VOLK, D. (2012) *Analysis of the Globally Installed Coal-fired Power Plant fleet*. Information Paper, Internationale Energieagentur (IEA).
- FLEER, J. (2011) *Technische und ökonomische Analyse von CCS für CO₂-intensive Industrieprozesse*. Diplomarbeit Ruhr-Universität Bochum (LEE), STE Student Research Report 09/2011, Forschungszentrum Jülich (IEK-STE).

- GCCS (2011) *The global status of CCS 2011*. Global CCS Institute (GCCS).
- GIELEN, D. (2003) CO₂ removal in the iron and steel industry. *Energy Conversion and Management*, 44, 1027-1037.
- GÖTTLICHER, G. (1999) *Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken*. Düsseldorf, VDI Verlag.
- GRABNER, M., VON MORSTEIN, O., RAPPOLD, D., GUNSTER, W., BEYSEL, G. & MEYER, B. (2010) Constructability study on a German reference IGCC power plant with and without CO(2)-capture for hard coal and lignite. *Energy Conversion and Management*, 51:11, 2179-2187.
- GRATHWOHL, S., LEMP, O., SCHNELL, U., MAIER, J., SCHEFFKNECHT, G. & KLUGER, F. (2009) *Highly flexible burner concept for oxyfuel combustion*. 1st International Oxyfuel Combustion Conference Cottbus, Germany, 7-11 September 2009.
- HOHLFELD, A., KATTHÖFER, V., KÜHLEIS, C., OLANIYON, A., THORNE, C. & WEIß, J. (2011) *Kohlendioxidemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen im Jahr 2010 in Deutschland*. Deutsche Emissionshandelsstelle.
- IEA (2000) World Energy Outlook 2000. International Energy Agency IEA/OECD www.iea.org.
- IEA (2006) *World energy outlook 2006*, International Energy Agency OECD/IEA
- IEA (2008a) *CO₂ capture in the cement industry*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Report Number 2008/3.
- IEA (2008b) *Energy technology perspectives - scenarios & strategies to 2050*. International Energy Agency IEA/OECD, Paris.
- IEA (2008c) *World energy outlook 2008*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IEA (2009) *World energy outlook 2009*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IEA (Ed.) (2010) *Energy technology perspectives - scenarios & strategies to 2050*, Paris, International Energy Agency OECD/IEA.
- IEA (2011) *World energy outlook 2011*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IPCC (2005) *Carbon dioxide capture and storage - special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge, England, Cambridge University Press.
- IRONS, R., DAVISON, J., SEKKAPPAAN, G. & GIBBINS, J. (2007a) *Implications of building 'capture ready' power plants*. 3rd Int. Conf. on Clean Coal Technologies for our Future, Cagliari, Sardinia.
- IRONS, R., SEKKAPPAN, G., PANESAR, R., GIBBINS, J. & LUCQUIAUD, M. (2007b) *CO₂ capture ready plants*. Technical Study Report Nr. 2007/4, IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- KATHER, A. & KLOSTERMANN, M. (2011) *CO₂ capture via the oxyfuel process with cryogenic air*. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient carbon capture for coal power plants*. 273-291, Weinheim, Wiley-VCH Verlag.
- KATHER, A., RAFAILIDIS, S., HERMSDORF, C., KLOSTERMANN, M., MASCHMAN, A., MIESKE, K., OEXMANN, J., PFAFF, I. & ROHLOFF, J. (2008) *Research and development needs for clean coal deployment*. IEA Clean Coal Centre, Report Nr. 978-92-9029-449-3, CCC/130, London.
- KLUGER, F., MÖNCKERT, P., KROHMER, B., STRAMATELOPOULOS, G., JACOBY, J. & BURCHARDT, U. (2009) *Oxyfuel pulverized coal steam generator development - 30 MW_{th} pilot steam generator commissioning and testing*. 1st International Oxyfuel Combustion Conference, Cottbus, Germany, 7-11 September 2009.
- KNEER, R., TOPOROV, D., FORSTER, M., CHRIST, D., BROECKMANN, C., PFAFF, E., ZWICK, M., ENGELS, S. & MODIGELL, M. (2010) OXYCOAL-AC: Towards an integrated coal-fired power plant process with ion transport membrane-based oxygen supply. *Energy & Environmental Science*, 3:2, 198-207.
- KOZAK, F., PETIG, A., MORRIS, E., RHUDY, R. & THIMSEN, D. (2009) Chilled ammonia process for CO₂ capture. *Energy Procedia*, 1:1, 1419-1426.

- KUNZE, C. & SPLIETHOFF, H. (2010) Modelling of an IGCC plant with carbon capture for 2020. *Fuel Processing Technology*, 91:8, 934-941.
- KVAMSDAL, H. M., JAKOBSEN, J. P. & HOFF, K. A. (2009) Dynamic modeling and simulation of a CO₂ absorber column for post-combustion CO₂ capture. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*, 48:1, 135-144.
- LINNENBERG, S. & KATHER, A. (2009) Evaluation of an integrated post-combustion CO₂ capture process for varying loads in a coal-fired power plant using monoethanolamine. 4th *International Conference on Clean Coal Technologies*, 18-21 May 2009. Dresden.
- LYNGFELT, A. & MATTISSON, T. (2011) *Chemical looping materials for CO₂-separation*. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient carbon capture for coal power plants*. 475-504, Weinheim, Wiley-VCH Verlag.
- MARKEWITZ, P., BONGARTZ, R., BIRNBAUM, U., LINSSEN, J. & VÖGELE, S. (2011a) Energy technologies 2050: R&D priority setting of coal fired power plants in Germany. *Conference on Clean Coal Technologies CCT 2011*. Zaragoza, IEA Clean Coal Center.
- MARKEWITZ, P., KUCKSHINRICHS, W., HAKE, J. F., FISCHER, W., BONGARTZ, R., MARTINSEN, D., PESCH, T. & VÖGELE, S. (2011b) *Transformation des Stromerzeugungssystems mit forciertem Ausstieg aus der Kernenergie - Ein Beitrag zur Diskussion nachhaltiger Energiesysteme nach dem Reaktorunfall in Fukushima*. STE Research Report 06/2011, Forschungszentrum Jülich.
- MARKEWITZ, P., KUCKSHINRICHS, W., LEITNER, W., MÜLLER, T. E., LINSSEN, J. & ZAPP, P. (2012) Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂. *Energy Environmental Science*, 5, 7281-7305.
- MARKEWITZ, P., SCHREIBER, A., ZAPP, P. & VÖGELE, S. (2009) Kohlekraftwerke mit CO₂-Abscheidung: Strategien, Rahmenbedingungen und umweltseitige Auswirkungen. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 33:1, 31-41.
- MCKINSEY (2007) *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland - Sektorperspektive Industrie*. Mc Kinsey&Company, Inc.
- PLOUMEN, P. (2006) *Retrofit of CO₂ capture at coal-fired power plants in the Netherlands*. 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, 19th – 21nd June 2006.
- RAO, A. B. & RUBIN, E. S. (2002) A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control. *Environmental Science & Technology*, 36:20, 4467-4475.
- REIJERKERK, S., NIJMEIJER, K., POTRECK, J., SIMONS, K. & WESSLING, M. (2011) *Polymer membranes for CO₂-separation*. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient carbon capture for coal power plants*. 351-379, Weinheim, Wiley-VCH Verlag.
- REISSNER, H. (2009) Flue gas desulphurization as a key requirement of PCC. *International RWE Symposium on Post combustion capture*. Neuss 30.-31.07.2009. <http://www.rwe.com>.
- RENZENBRINK, W., EVERS, J., KELLER, D., WOLF, K. J. & APEL, W. (2008) RWE's 450 MW IGCC/CCS project - status and outlook. *Energy Procedia*, 1, 615-622.
- RUBIN, E. S., CHEN, C. & RAO, A. B. (2007) Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy Policy*, 35:9, 4444-4454.
- RWE (2009) The need for smart megawatts - power generation in Europe. *Facts and Trends*. Essen, RWE AG.
- SCHERER, V. & FRANZ, J. (2011) *CO₂ separation via pre-combustion utilizing membranes in coal power plants*. In STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) *Efficient carbon capture for coal power plants*. 431-471, Weinheim, Wiley-VCH Verlag.

- STADLER, H., BEGGEL, F., HABERMEHL, M., PERSIGHEHL, B. & KNEER, R. (2011) Oxyfuel coal combustion by efficient integration of oxygen transport membranes. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5:1, 7-15.
- STOLTEN, D. & SCHERER, V. (Eds.) (2011) *Efficient carbon capture for coal power plants*, Wiley-VCH Verlag
- STRÖHLE, J., GALLOY, A. & EPPLE, P. (2008) Feasibility study on the carbonate looping process for post-combustion CO₂ capture from coal-fired power plants. *Energy Procedia*, 1:1, 1313-1320.
- TIGGES, K. D., et al. (2009) Conversion of existing coal-fired power plants to oxyfuel combustion: Case study with experimental results and CFD-simulations. *Energy Procedia*, 1:1, 549-556.
- TRAUTMANN, G., DÖRING, M., HEIM, M. & SCHNEIDER, P. G. (2007) *Optimierung des dynamischen Verhaltens kohlefebeuerter Kraftwerke*. VDI Bericht Nr. 180.
- TRUDEAU, N. (2011) Technology roadmap: carbon capture and storage in industrial applications. *Challenges and Opportunities of CO₂ Capture&Storage in the Iron and Steel Industry*. Düsseldorf, Steel Institute VDEh Germany.
- UNIDO (2010) *Carbon capture and storage in industrial applications: technology synthesis report*.
- URBAN, W., LOHMANN, H. & GIROD, K. (2012) *BMBF Verbundprojekt "Biogaseinspeisung"*. Fraunhofer- Institut UMSICHT, BASE Technologies GmbH.
- VAN STRAELEN, J., GEUZEBROEK, N., GOODCHILD, G., PROTOPAPAS, L. & MAHONY, L. (2009) CO₂ capture for refineries - a practical approach. *Energy Procedia*, 1, 179-185.
- WHITE, V., ARMSTRONG, P. & FOGASH, K. (2009) *Oxygen supply for oxyfuel CO₂ capture*. 1st International Oxyfuel Conference, Cottbus, Germany, 7-9 September 2009.
- WIETSCHEL, M., ARENS, M., DÖTSCH, C., HERKEL, S., KREWITT, W., MARKEWITZ, P., MÖST, D. & SCHEUFEN, M. (Eds.) (2010) *Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung: Technologiebericht*, Karlsruhe, Fraunhofer Verlag.
- WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG STAHL (2011). http://www.stahl-online.de/Deutsch/Linke_Navigation/Stahl_in_Zahlen/index.php.
- ZEP (2008) *EU demonstration programme for CO₂ capture and storage (CCS) - ZEP's proposal*. Brussels, <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/docs/ETP%20ZEP/EU%20Demonstration%20Programme%20for%20CCS%20-%20ZEP's%20Proposal.pdf>, 15. Aug. 2012.
- ZHAO, L., MENZER, R., RIENSCHKE, E., BLUM, L. & STOLTEN, D. (2009) Concepts and investment cost analyses of multi-stage membrane systems used in post-combustion processes. *Energy Procedia*, 1:1, 269-278.
- ZHAO, L., RIENSCHKE, E., BLUM, L. & STOLTEN, D. (2011) How gas separation membrane competes with chemical absorption in postcombustion capture. *Energy Procedia*, 4:0, 629-636.
- ZIAI, S., COHEN, S., ROCHELLE, G. T., EDGAR, T. F. & WEBER, M. E. (2009) Dynamic operation of amine scrubbing in response to electricity demand and pricing. *Energy Procedia*, 1, 4047-4053.
- ZIESING, J. (2011a) Der erwartete Rückschlag für den Klimaschutz: Weltweite CO₂-Emissionen 2010 kräftig gestiegen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61:9, 67-78.
- ZIESING, J. (2011b) Kräftiger Anstieg der CO₂-Emissionen in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61:4, 61-68.

B II

Transport von CO₂

Richard Bongartz, Jochen Linssen, Peter Markewitz

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung	51
II	Stand der Technik	52
III	Reinheitsgrad und Qualitätskriterien	54
IV	Risiken des CO ₂ -Transports	58
V	Zusammenfassung	66
VI	Literatur	67

I Einleitung

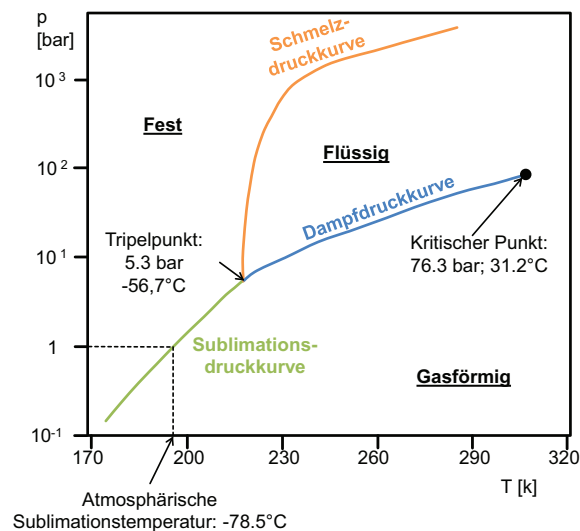
Das an Standorten von Kraftwerken bzw. großen Industrieanlagen abgeschiedene CO₂ kann in der Regel nicht vor Ort gespeichert werden. Geeignete Speicheroptionen können von einigen bis hin zu mehreren Tausend Kilometern von den CO₂-Emittenten entfernt sein. Die Auswahl der Transporttechnik hängt hierbei maßgeblich von wirtschaftlichen Kriterien sowie von sonstigen Rahmenbedingungen (z.B. Geologie, bestehende Infrastrukturen) ab. Eine weitere - aus einer langfristigen Perspektive - interessante Möglichkeit könnte sein, Emittenten-Standorte in die Nähe von geeigneten Speicherstandorten zu verlagern, was einen CO₂-Transport überflüssig machen würde. Vor diesem Hintergrund wäre auch die Kohlevergasung in der Nähe von Speicherstandorten denkbar, die einen Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur erfordern würde (vgl. [Baufumé et al., 2011]). Eine solche Wasserstoff-Infrastruktur könnte auch genutzt werden, wenn die CO₂-Speicherkapazitäten erschöpft sind.

Der nachfolgende Beitrag beschreibt die technischen Optionen zum Transport von CO₂. Dabei wird auf den Stand der Technik sowie auf mögliche Risiken eines CO₂-Pipelinetransports eingegangen. Daneben wird ein Fokus auf die Reinheitsanforderungen eines zu transportierenden CO₂-Volumenstroms gelegt.

II Stand der Technik

Für einen wirtschaftlichen Transport des abgeschiedenen CO_2 aus Kraftwerken oder der Industrie kommt aus logistischen und wirtschaftlichen Gründen nur der Transport bei hohen Dichten in Frage. Abb. 1 zeigt das Phasendiagramm mit Schmelz- und Dampfdruckkurve von reinem CO_2 . Da z.B. Transportpipelines oder Druckkessel-LKW in der Regel nicht aktiv gekühlt werden, kann neben dem Pipeline-Betriebsdruck auch die Umgebungstemperatur für den Aggregatzustand des Kohlendioxids während des Transportes entscheidend sein. Oberhalb der kritischen Temperatur von 304,2 K (31,2 °C) liegt das CO_2 im überkritischen Zustand vor und ähnelt in seiner Dichte und Fließverhalten dem einer Flüssigkeit. CO_2 sublimiert unter Umgebungsdruck bei einer Temperatur von 194,5 K (-78,5 °C). Im überkritischen Zustand weist CO_2 ein hohes Lösevermögen für viele hydrophobe Stoffe auf und wird technisch als Lösungsmittel z. B. bereits in der Lebensmittelindustrie oder in der Petrochemie eingesetzt (zur Nutzung von CO_2 siehe nachfolgenden Beitrag von Müller et al zur CO_2 -Nutzung.). Unter Normbedingungen lösen sich ca. 0,9 l gasförmiges CO_2 in einem Liter Wasser in Form von Kohlensäure.

Abb. 1: Phasendiagramm von CO_2 als Reinstoff



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Großtechnisch realisiert ist der Transport per Pipeline und Schiff. Für kleine Transportmengen (einige bis einige zehn kt CO_2 pro Jahr) und kurze Transportentfernungen ist auch der Transport in Druckkessel-LKW denkbar. Kriterien für die Auswahl der geeigneten Trans-

porttechnik sind nicht nur Kosten und Kapazitäten sondern auch geographische Gegebenheiten, Sicherheitsfragen, Typ der CO₂-Speicherung sowie Flexibilität der Transportoption.

Der Transport großer Mengen CO₂ -maßgeblich zur Enhanced Oil Recovery (EOR)- wird entsprechend dem Stand der Technik im Wesentlichen mit Pipelines durchgeführt. Der Entwicklungsstand des CO₂-Pipelinetransports kann daher als kommerziell angesehen werden.

Derzeit existieren weltweit CO₂-Pipelines inklusive Vernetzung, die jedoch von ihren Flächendeckungen und Vernetzungen nicht vergleichbar sind mit Erdgas- oder Erdöl-Pipelinenetzen. Die gesamte Netzlänge beträgt schätzungsweise zwischen 3.000 und 4000 km und konzentriert sich auf USA und Kanada. Die erreichte Transportkapazität liegt bei knapp 4 Mio. t CO₂ pro Jahr. Im Vergleich dazu existieren mehr als 536.000 km Transportleitungen für Erdgas in den USA. Eine Auswahl an weltweit betriebenen CO₂-Pipelines findet sich in Tab. 1.

Tab. 1: Kenndaten ausgewählter CO₂-Pipelines

Pipeline	Ort	Betreiber	CO ₂ -Kapazität	Länge	Durchmesser	Druck	Inbetriebnahme
			Mio t/a	km	mm	bar	Jahr
Weyburn	USA/ CDN	North Dakota Gasification	5	328	305 – 356	152	2000
Cortez	USA	Kinder Morgan	19,3	803	762	186	1984
Sheep Mountain	USA	BP Amoco	k.A.	296	508	k.A.	1983
Sheep Mountain North	USA	BP Amoco	k.A.	360	610	132	1983
Bravo	USA	Kinder Morgan	7,3	350	508	165	1984
Central Basin	USA	Kinder Morgan	20	278	400 – 650	170	1985
Bati Raman	Türkei	Turkish Petroleum	1,1	90	k.A.	170	1983
Canyon Reef Barriers	USA	Kinder Morgan	4,4	352	400	140	1972
Val Verde	USA	Petro Source	2,5	130	250	k.A.	1986
Bairoil	USA	k.A.	8,3	180	k.A.	k.A.	1986
Sleipner	Nord- see	Statoil	1	160	k.A.	k.A.	1996
Snohvit	Nord- see	Statoil	0,7	153	200	100	2006

k.A. - keine Angaben

Quelle: [IPCC, 2005a, Seevam et al., 2007]

IEK-STE 2012

Studien zur CO₂ Pipeline-Auslegung (z.B. [Odenberger & Svensson, 2003], [IEA, 2008]) nach technischen Kriterien und Materialauslegungen ermöglichen eine Abschätzung der Kosten von Pipeline-Neubauvorhaben (siehe nachfolgendes Kapitel von Geske zu Kosten des CO₂-Transports).

Potenziale zur Kostensenkung bei CO₂-Pipelines bestehen auf der Materialseite und bei der Anwendung von neuen Verlegungstechniken insbesondere im Offshore-Bereich. Da ein signifikanter Teil der Kosten auf planerische Maßnahmen entfällt, kann durch die Wahl von optimierten Pipelinerouten z. B. entlang von bereits vorhandenen Infrastrukturtrassen ein zusätzliches Kostensenkungspotenzial erschlossen werden.

Nicht unerwähnt bleiben soll an dieser Stelle die Langfristigkeit von Pipelinebauten, deren Bauzeit im Wesentlichen durch planerische Verfahren bestimmt wird. Beim Aufbau eines CO₂-Transportnetzes muss daher mit langen Vorlaufzeiten geplant werden, um zeitliche Hemmnisse für den Aufbau einer CCS-Kraftwerksgeneration zu vermeiden.

Mit Blick auf die Quellen und Senken von CO₂ und deren langfristige Verfügbarkeit ist festzustellen, dass der ortsgebundene Pipeline-Transport in Punkto Flexibilität dem Schiffs-transport unterlegen ist. Schiffe zum großskaligen Transport von Kohlendioxid sind technisch verfügbar, jedoch fehlen bisher nennenswerte Betriebserfahrungen [Aspelund et al., 2006]. Derzeit wird CO₂ hauptsächlich mit kleinen Schiffen oder Barkassen transportiert. Analysen der technischen Ausführung von CO₂-Transportschiffen und deren Wettbewerbsfähigkeit (z.B. [IPCC, 2005b]) gehen ab einer täglich zu transportierenden Kapazität von 20.000 t CO₂ und einer Entfernung von 700 km davon aus, dass wirtschaftliche Vorteile für einen Schiffs-transport bestehen. Bei größeren CO₂-Mengen verschiebt sich dieser Break-even-Punkt hin- zu größeren Transportentfernungen. Für den diskontinuierlichen Schiffstransport von CO₂ und der kontinuierlichen Abscheidung von CO₂ aus dem Kraftwerk muss eine Zwischen- speicheroption vorgesehen werden.

In den Niederlanden am Küstenstandort Rotterdam-Hafen ist derzeit ein sogenannter „CO₂-Hub“ in Planung. An diesem Knotenpunkt soll das CO₂, welches aus unterschiedlichen Quel- len und durch unterschiedliche Transportoptionen (Pipeline oder Barkasse) angeliefert wird, gesammelt und weiter aufbereitet werden. Der Weitertransport zur Offshore-Speicherstätte unterhalb der Nordsee kann dann verflüssigt per Schiff oder über eine Offshore-Pipeline er- folgen [Schreurs, 2009]. Vorteilhaft bei diesem „Sammelkonzept“ sind die Flexibilität des Systems und eine hohe Auslastung der Offshore-Komponenten. Eine umfassende wirtschaft- liche Bewertung des Konzepts steht derzeit noch aus.

III Reinheitsgrad und Qualitätskriterien

Das im Kraftwerk abgeschiedene CO₂ enthält Bestandteile anderer Substanzen, die allgemein als Verunreinigungen bezeichnet werden. Das abgeschiedene CO₂ wird für den Transport aufbereitet und anschließend komprimiert. Die Aufbereitung beinhaltet eine Reinigung mit Hilfe von Destillations- oder/und Flash-Verfahren. Dabei werden Verunreinigungen (H₂O, SO₂ etc.) entfernt, die ein Schädigungspotenzial für Pipelines aufweisen. Darüber hinaus gilt, dass ein erhöhter Anteil an Verunreinigungen eine höhere Kompressionsarbeit erfordert [Kuckshinrichs et al., 2012].

Über den CO₂-Transport hinaus kann auch der CO₂-Speicher sowie ggf. eine CO₂-Nutzung weitere Anforderungen an die CO₂-Reinheit stellen. Eine detaillierte Limitierung der zulässi-

gen Anteile von Verunreinigungen, die den transport-, speicher- und nutzungsseitigen Anforderungen genügen, gibt es derzeit nicht. Die aktuelle CCS-Richtlinie der EU fordert, dass das zu speichernde Gasgemisch überwiegend CO₂ enthalten soll und die Konzentration von Verunreinigungen die Integrität der Speicherstätte und der Transportinfrastruktur nicht beeinträchtigen darf. Konkrete Grenzwerte für Verunreinigungen werden in der Richtlinie nicht vorgegeben.

Die Limitierung eines absoluten Reinheitsgrades ist ebenso notwendig wie eine Aussage über die Zusammensetzung der Verunreinigungen, die letztendlich zu unerwünschten Nebenwirkungen (z.B. Korrosionseffekte) führen. Da die eingesetzten Pipelinewerkstoffe bekannt sind und darüber hinaus langjährige Erfahrungen mit dem CO₂-Transport vorliegen, sind die technischen Anforderungen an das Material durch die Verunreinigungen spezifizierbar. Die Auswirkungen der Verunreinigungen auf den CO₂-Speicher (Wechselwirkungen mit der geologischen Speicherumgebung sowie Speicherperipherie, insbesondere Zement) sind noch Gegenstand der Forschung.

Die Zusammensetzung der Verunreinigungen des abgeschiedenen CO₂-Stroms hängt sowohl vom Kraftwerksprozess als auch vom jeweils angewendeten CO₂-Abscheideverfahren ab. Tab. 2 enthält typische Verunreinigungen unterschieden nach Abscheidetechnik und Energieträger. Die Unterschiede der einzelnen Verfahren sind signifikant. Während bei Oxyfuel-Verfahren aufgrund von Lufteinbrüchen der Anteil von Argon und Stickstoff dominiert, resultieren die Methan und Wasserstoff-Verunreinigungen beim Pre-Combustion-Verfahren aus dem eigentlichen Vergasungs- bzw. Reformierungsprozess.

Tab. 2: Typische Verunreinigungen von Rauchgasen

Kraftwerkstyp	Komponente	Kohle (Vol.-%)	Erdgas (Vol.- %)
Post-Combustion	SO ₂	< 0,01	< 0,01
	NO _x	< 0,01	< 0,01
	N ₂ /Ar/O ₂	0,01	0,01
Pre-Combustion	H ₂ S	0,01 - 0,6	< 0,01
	H ₂	0,8 – 2,0	1
	CO	0,03 – 0,4	0,04
	CH ₄	0,01	2
Oxyfuel	SO ₂	0,5	< 0,01
	NO _x	0,01	< 0,01
	N ₂ /Ar/O ₂	3,7	4,1

Quelle: [IEA, 2004, Seevam et al., 2008]

IEK-STE 2012

Tab. 3 enthält für eine Auswahl amerikanischer CO₂-Pipelines die Zusammensetzung der transportierten Gase. Das CO₂ aus anthropogenen Quellen stammt zum Teil aus der Synthesegaserzeugung, was insbesondere den H₂S-Gehalt sowie den Anteil leichter Kohlenwasser-

stoffe erklärt. Ein Vergleich mit den typischen Verunreinigungen aus Tab. 2 zeigt deutlich, dass sich die Zusammensetzung der Verunreinigungen im CO₂, welches bei CCS transportiert werden muss, unterscheidet. So findet sich in den Kraftwerksrauchgasen SO₂, NO_x, Ar und O₂ wieder, was einen Einfluss auf das Pipelinedesign und die Materialauswahl haben kann.

Tab. 3: Gaszusammensetzungen existierender Pipelines

	CO ₂	CH ₄	N ₂	H ₂ S	C ₂ H _n	CO	O ₂	Quelle
Canyon Reef	95 %	5 %	<0,5 %	100 ppm	-	-	-	Anthropogen
Central Basin	98,5 %	0,2 %	1,3 %	-	-	-	-	Natürlich
Sheep Mountain	96,8 %	1,7 %	0,9 %	-	0,6 %			Natürlich
Bravo Dome	99,7 %	-	0,3 %	-	-	-	-	Natürlich
Weyburn	96 %	0,7%	<300 ppm	0,9 %	2,3 %	0,1 %	<50 ppm	Anthropogen

Quelle: [Seevam et al., 2008]

IEK-STE 2012

Das US-Unternehmen Kinder Morgan, das in den USA CO₂-Pipelines baut und betreibt, hat für den CO₂-Transport Standards gesetzt und Bandbreiten für Verunreinigungen vorgegeben (siehe Tab. 4). Die Gründe für die Festlegung der Kriterien sind teilweise nicht durch den Transport bedingt. So wird eine Mindestreinheit von 95 % CO₂ gefordert, um bei der CO₂-Nutzung für EOR die Löslichkeit mit Erdöl zu gewährleisten. Der Löslichkeitsdruck wird auch durch Verunreinigungen beeinflusst. Schwefel, Stickstoff und Stickoxide wirken sich negativ aus, während H₂S und leichte Kohlenwasserstoffe einen positiven Einfluss haben. Dies erklärt den relativ hohen Grenzwert für Kohlenwasserstoffe. Die Limitierung der Verunreinigungen durch Wasser, Sauerstoff, Schwefelwasserstoff und Glykol sowie die Temperaturbegrenzung sind material-, korrosions- oder sicherheitstechnischer Natur [Seevam et al., 2008].

Die in den USA – maßgeblich durch EOR – gesetzten Standards sind nur mit Einschränkungen auf den Transport von CO₂-Gemischen zu übertragen, die aus Kraftwerksprozessen stammen. Im Rahmen des EU-Projekts „DYNAMIS“¹ wurden Standards für CO₂-Pipelines entwickelt, in denen abgeschiedene CO₂-Gemische aus Pre-Combustion- oder Post-Combustion-Kraftwerken transportiert werden sollen. Tab. 5 enthält die technischen, sicherheitsspezifischen und gesundheitsrelevanten Kriterien und die vorgeschlagenen Richtwerte für den Pipelinebetrieb.

¹ www.dynamis-hypogen.com

Tab. 4: Qualitätsanforderungen für CO₂-Pipelines in den USA

Komponente	Konzentration	Minimum/Maximum	Kriterium
CO ₂	95 %	Minimum	Löslichkeitsdruck
N ₂	4 %	Maximum	Löslichkeitsdruck
C _m H _n	5 %	Maximum	Löslichkeitsdruck
H ₂ O	480 mg/m ³	Maximum	Korrosion
O ₂	10 ppm	Maximum	Korrosion
H ₂ S	10-200 ppm	Maximum	Sicherheit
Glykol	0,04 ppmv	Maximum	Betrieb
Temperatur	50°C	Maximum	Material

Quelle: [Visser et al., 2007]

IEK-STE 2012

Die Gründe für die Begrenzung der einzelnen Substanzen finden sich ebenfalls in Tab. 5. So wirkt sich ein zu hoher Wassergehalt im CO₂-Gemisch nachteilig auf den Pipelinetransport aus, da hierdurch Korrosion und die Bildung von Hydraten ermöglicht werden. Bei der Ansammlung von festen Hydraten besteht die Gefahr von Verstopfungen und Beschädigungen der Pipelineperipherie (z.B. Ventile etc.).

Tab. 5: Empfohlene Qualität für CO₂-Ströme für den Pipelinetransport

Gas	Grenzwert	Begründung
H ₂ O	500 ppm	Technisch : unterhalb der Löslichkeitsgrenze von H ₂ O in CO ₂
H ₂ S	200 ppm	Gesundheits- und Sicherheitsaspekt
CO	2000 ppm	Gesundheits- und Sicherheitsaspekt
O ₂	Aquifer < 4 Vol.-%, EOR 100-1000 ppm	Technisch aus EOR gesetzt, da keine praktische Erfahrung mit Auswirkungen von O ₂ im Untergrund
CH ₄	Aquifer < 4 Vol.-%, EOR < 2 vol%	Vorschlag aus ENCA-Project
N ₂	Vorschlag aus ENCA-Project	Vorschlag aus ENCA-Project
Ar	< 4 Vol.-% (all condensable gases)	Vorschlag aus ENCA-Project
H ₂	< 4 Vol.-% (all condensable gases)	Weitere Reduktion des Wasserstoffs angestrebt (Effizienz des Abscheideprozesses)
SO _x	100 ppm	Gesundheits- und Sicherheitsaspekt
NO _x	100 ppm	Gesundheits- und Sicherheitsaspekt
CO ₂	> 95,5 %	Hauptbestandteil

Quelle: [Visser et al., 2007, Visser et al., 2008]

IEK-STE 2012

Korrosionsgefahr besteht zum einen durch die Bildung von Säuren in Verbindung mit CO₂ oder anderen Bestandteilen (z.B. SO₂, H₂S). Besonders nachteilig ist die Bildung von (freiem) Wasser, da hierdurch die Korrosionsgefahr extrem steigt. Ein zu hoher Wasserstoffanteil ist generell unerwünscht, da er die Energieeffizienz des Gesamtprozesses - durch einen stei-

genden Energiebedarf bei der Kompression - reduziert. Darüber hinaus besteht beim Wasserstoff die Gefahr, dass die Eigenschaften des Pipelinematerials (Kohlenstoffstähle) durch Wasserstoff-Versprödung negativ beeinflusst werden. Ebenso unerwünscht ist Sauerstoff als Verunreinigungs-komponente, da es in Verbindung mit Wasser oxidierende Reaktionen beschleunigen kann, die zu Korrosionsschäden führen können. Es bleibt anzumerken, dass je nach Druck, Temperatur und Verunreinigungsbestandteil die zuvor beschriebenen Effekte in unterschiedlichem Ausmaß auftreten können [Doctor, 2000], [Gale & Davison, 2004], [Visser et al., 2008].

IV Risiken des CO₂-Transports

Gefahren durch CO₂

CO₂ ist schwerer als Luft und kann sich daher in Bodennähe in hoher Konzentration ansammeln. Die Auswirkungen erhöhter Kohlendioxid-Konzentrationen auf den Menschen sind in Tab. 6 aufgeführt. Weitere potentielle Auswirkungen sind die Versauerung von Trinkwasservorkommen und negative Auswirkungen auf Flora und Fauna.

Tab. 6: Gesundheitliche Auswirkungen erhöhter CO₂-Konzentrationen

Konzentration	Wirkung
0,05 %	Natürliche Konzentration der Luft
0,5 %	MAK-Grenzwert, für tägliche Exposition von 8h/Tag
4 %	Konzentration beim Ausatmen
5 %	Kopfschmerzen, Schwindel, Bewusstlosigkeit
8 %	Bewusstlosigkeit, Tod nach 30 – 60 min
>17 %	Bewusstlosigkeit und Tod innerhalb 1 min

Quelle: [Seliger et al., 2009, DNV, 2008]

IEK-STE 2012

Gefährdungspotenzial

CO₂-Pipelines können je nach Abmessung und Länge viele tausend Tonnen hochverdichtetes CO₂ enthalten. Durch die in regelmäßigen Abständen von z.B. 8 km vorgesehenen automatischen Absperrvorrichtungen kann die potentielle Austrittsmenge erheblich begrenzt werden. In einer Pipeline von 400 mm Durchmesser, durch die jährlich etwa 3 Mio t CO₂ transportiert werden kann (Emissionsmenge eines 700 MW Kohlekraftwerks), befinden sich pro 8 km Abschnittslänge etwa 850 t CO₂ (bei einer 1000 mm-Leitung rund 5.300 t). Nur diese Mengen würden im Wesentlichen bei einem Bruch der Leitung und automatischer Absperrung der betroffenen Sektion aus der Pipeline entweichen und das Gefährdungspotenzial für die betroffene Umgebung darstellen.

Betriebserfahrung

CO₂-Pipelines (hauptsächlich für Enhanced Oil Recovery, EOR) sind seit Anfang der 80er Jahre installiert. Der Pipelinebetrieb, der in einigen Fällen seit über zwei Dekaden erfolgt, beinhaltet entsprechend den Vorschriften auch eine Überwachung. Auf Basis der bisherigen Erfahrungen lässt sich feststellen, dass der Pipelinetransport von Kohlendioxid den gesetzten Sicherheitsanforderungen genügt. Ein Vergleich der Schadensstatistiken von amerikanischen Pipelines wurde für unterschiedliche Transportmedien (CO₂, Erdgas, Flüssigkeiten) von [Gale & Davison, 2004] durchgeführt (siehe Tab. 7). Im Gegensatz zu Erdgaspipelines hat es demnach keine schweren Unfälle bei CO₂ gegeben. Auch die monetären Schäden der insgesamt 10 Störfälle in den Jahren 1986 bis 2001 sind vergleichsweise gering. Einschränkend ist zu dieser Analyse jedoch anzumerken, dass die CO₂-Pipelines weit entfernt von dicht besiedelten Gebieten liegen, was die Schadensbilanz positiv beeinflusst. Die Ursachen für die CO₂-Pipelineschäden sind defekte Überdruckventile, Dichtungsprobleme/ fehlerhafte Schweißnähte sowie Korrosion. Ursachen der ausgewerteten Schadensfälle an Erdgaspipelines sind hauptsächlich auf Korrosion sowie externe Beschädigungen (z.B. Baggararbeiten) zurückzuführen.

Tab. 7: Pipelineschäden in den USA

	Erdgas Hochdruck (1986-2001)	Gefährliche Flüssigkeiten (1986 – 2001)	CO ₂ (1990 – 2001)
Anzahl Störfälle	1287	3035	10
Anzahl Todesopfer	58	36	0
Anzahl Verletzte	217	249	0
Sachschaden	Mio. \$ 285	Mio. \$ 764	Mio. \$ 0,5
Störfälle pro 1000 km und Jahr	0,17	0,82	0,32
Sachschaden pro 1000 km & Jahr	\$ 37.000	\$ 205.400	\$ 15.200
Quelle: [Gale & Davison, 2004]			IEK-STE 2012

Für das CO₂-Pipelinennetz der USA (2.600 km) wurden in [DOE, 2007] auf Basis der für 1994 – 2006 vorliegenden Betriebserfahrungen für die Versagenskategorie 'Bruch' eine Eintrittsrate von $5,92 \cdot 10^{-5}$ pro Pipelinekilometer und Jahr und für die Kategorie 'Leck' eine Rate von $1,18 \cdot 10^{-4}/(\text{km a})$ ermittelt.

Die Statistik der European Gas Pipeline Incident Data Group [EGIG, 2008] weist für den Zeitraum 1970-2007 eine Fehlerhäufigkeit für europäische Erdgas-Pipelines von 0,37 pro 1000 km und Jahr aus ($3,7 \cdot 10^{-5}/\text{km a}$). Für die letzten 5 Jahre liegt dieser Wert bei 0,14 ($1,4 \cdot 10^{-5}/\text{km a}$). Die Fehlerereignisse sind in drei Leckkategorien unterteilt (<2 cm Durchmesser/ >2 cm/ Brüche). In der Statistik überwiegen Pipelines mit Durchmessern von 125 -

425 mm. Mit einer Fehlerhäufigkeit von etwa 0,58/(1000 km a) trägt die unterste Größenklasse (≤ 125 mm) überproportional zum Gesamtergebnis bei.

Hauptfehlerursache mit einem Anteil von knapp 50 % sind externe Einwirkungen (z.B. Erdarbeiten, Pflügen, Arbeiten an Leitungen), gefolgt von Ausführungs- und Materialfehlern (16,5 %), interne und externe Korrosionen (15,4 %) und Grundbewegungen (7,3 %). Einen wichtigen Einfluss auf die Fehlerhäufigkeit bei externen Einwirkungen hat die Höhe der Erdüberdeckung. Bei einer Überdeckung von < 80 cm liegt sie bei ca. 0,7/(1000 km und Jahr), bei Überdeckungen > 100 cm bei unter 0,1/(1000 km und Jahr).

Die Auswertung der vorliegenden Betriebserfahrungen europäischer Erdgas-Pipelines liefert über alle Fehlerursachen, Zeiträume und Pipelinegrößen Eintrittshäufigkeiten für Brüche von $5,0 \cdot 10^{-5}$, von $1,3 \cdot 10^{-4}$ für größere Lecks (> 2 cm) und von $1,9 \cdot 10^{-4}$ pro Pipelinekilometer und Jahr für sehr kleine Lecks (< 2 cm). Diese Versagensraten entsprechen weitgehend den in [DOE, 2007] und [McGillivray & Wilday, 2009] ausgewiesenen Werten.

Eine Übertragung der Sicherheitserfahrungen mit amerikanischen Pipelines auf den europäischen Raum ist mit Einschränkungen zu sehen, da sich Zulassungs- und Betriebsbedingungen deutlich unterscheiden können. Dies zeigt sich bereits am Beispiel von Erdgaspipelines. Ein Vergleich mit der Schadens- und Unfallstatistik der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches belegt, dass die Sicherheit deutscher Gaspipelines sehr viel höher ist.

Maßnahmen zur Risikominimierung

Um CO₂-Pipelineschäden zu vermeiden bzw. deren Auswirkungen zu begrenzen, stehen eine Reihe technischer und administrativer Maßnahmen zur Verfügung, wie:

- CO₂-Reinheitsanforderungen (Kapitel III)
- Kontinuierliche Überwachung der Gasreinheit
- Leck-Überwachung
- Wartungsmaßnahmen
- Absperrarmaturen
- Riss-Stopper zur Begrenzung der Rissausbreitung
- Überwachung der Pipelinetrasse
- Sicherheitsabstand

Die meisten dieser Maßnahmen sind Standard bei Erdgas-Pipelines. Sie sind in [Bongartz et al., 2010] näher beschrieben.

Wie die vorherigen Ausführungen zeigen, ist ein erheblicher Anteil von Pipelineschäden auf Korrosion zurückzuführen. Besondere Beachtung ist daher den CO₂-Reinheitsanforderungen zu schenken.

Bewertung der Transportrisiken

Bereits in [IPCC, 2005b] wird auf das prinzipielle Risiko eines CO₂-Pipelinetransports hingewiesen, insbesondere auf das erhöhte Risiko, wenn Pipelines durch dicht besiedelte Gebiete

verlaufen. Des Weiteren wird am Beispiel der bestehenden Erdgaspipelines versucht, Analogien zu CO₂-Pipelines zu ziehen.

In den vergangenen Jahren ist eine Zunahme von Studien [Koornneef et al., 2009], [IEA, 2009], [Eldevik et al., 2009], [McGillivray & Wilday, 2009] zu beobachten, die sich mit der Bewertung von Transportrisiken von CO₂ beschäftigen. Dies unterstreicht insbesondere die Aktualität dieses Themas. Die Bandbreite der behandelten Themen reicht hierbei von der Analyse möglicher Fehlerursachen, Maßnahmen zur Schadensvermeidung bis hin zur quantitativen Abschätzung (QRA: Quantitative Risk Assessment) möglicher Risiken, bei der verschiedene Schadensszenarien angenommen und analysiert werden. Mit QRA-Analysen wird versucht, ausgehend von einem definierten Schadensereignis mögliche Risiken in unmittelbarer Nähe der Schadenstelle mit Hilfe von Ausbreitungsmodellen und unter Annahme unterschiedlichster Parameter (z.B. Meteorologie, Riss/Loch etc.) abzuschätzen. [Koornneef et al., 2009] stellen fest, dass zwar eine Vielzahl von QRA-Analysen durchgeführt wurde, jedoch kein einheitlicher Konsens hinsichtlich der Risikoeinschätzung von CO₂-Transport besteht.

In einigen Europäischen Staaten (z.B. GB, NL) werden im Bereich der Raum- und Flächenplanung risikobasierte Bewertungsverfahren eingesetzt. Dies setzt akzeptierte Risikogrenzwerte voraus, die z.B. in Großbritannien für das Individualrisiko ($10^{-5}/a - 3 \times 10^{-7}/a$) zur Verfügung stehen [DNV, 2005]. In Deutschland wird statt eines risikobasierten Bewertungsansatzes ein deterministischer Bewertungsansatz („Dennoch-Störfälle“) nach der Störfall-Verordnung verfolgt [Uth, 2009]. Die in der europäischen SEVESO-II-Richtlinie für die Ansiedlung gefährlicher Industrieanlagen geforderten und deterministisch oder probabilistisch begründeten Abstandsempfehlungen gelten allerdings nicht für Pipelines.

Quantitative Risikoanalysen liefern der HSE (britisches Amt für Gesundheit und Sicherheit) die Grundlage zur Festlegung von Risikozonen (innere, mittlere, äußere Zone), die die Basis für die Genehmigung und Errichtung einer risikobehafteten Anlage bzw. für die Genehmigung von Bauvorhaben in der Umgebung von risikobehafteten Anlagen bilden. Als Bewertungsmaßstab gilt die so genannte gefährliche Dosis (DTL) toxischer Substanzen. Eine solche Dosis liegt nach [DNV, 2005] vor, wenn entweder eine große Zahl von Menschen verletzt werden und ärztlicher Hilfe bedürfen, Einzelne schwer verletzt werden und stationärer Behandlung bedürfen, oder einige Todesfälle (etwa 1 %) zu verzeichnen sind.

Für die toxikologische Belastung von CO₂ liegen noch keine genormten Expositions-Schwellwerte und einheitlichen Dosis-Wirkungs-Beziehungen vor. Die Tab. 8 zeigt den von [McGillivray & Wilday, 2009] berücksichtigten Zusammenhang zwischen Expositionszeit und Luftkonzentration für die Toxizitätslevel SLOT (Specified Level of Toxicity) und SLOD (Significant Likelihood of Death). Ersteres gilt für eine Mortalitätsrate von 1-5 %, letzteres für eine Mortalitätsrate von 50 % der betroffenen Population.

Tab. 8: Zusammenhang zwischen Expositionszeit und CO₂-Konzentration

Expositionszeit / Luftkonzentration für %-Letalität		
	1-5-% Letalität (SLOT)	50 % Letalität (SLOD)
60 min	63.000 ppm	84.000 ppm
30 min	69.000 ppm	92.000 ppm
5 min	86.000 ppm	115.000 ppm
1 min	105.000 ppm	140.000 ppm

Quelle: nach [Harper, 2010]

IEK-STE 2012

In [McGillivray & Wilday, 2009] werden nach dem probabilistischen Bewertungsansatz der HSE die Risiken von CO₂- und Erdgas-Pipelines abgeschätzt und verglichen. Die Abb. 2 zeigt die verschiedenen Störfallszenarien, die für die drei betrachteten CO₂-Pipeline-Versagenskategorien modelliert wurden.

Abschätzung der Risikozonen

Um das Risiko der betrachteten CO₂-Freisetzungsszenarien (siehe Abb. 2) bestimmen zu können, wurden von [McGillivray & Wilday, 2009] mit Hilfe eines Konsequenzen-Modells die Gefährdungsbereiche für beide Toxizitätslevel ermittelt. Die Tab. 9 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnungen für das SLOT-Toxizitätslevel. Die ermittelten Gefährdungsbereiche liefern die Eingangsgrößen für die Berechnung der Eintrittshäufigkeit einer gefährlichen CO₂-Freisetzungsdosis in einem bestimmten Abstand zur Pipeline.

Die Ergebnisse solcher Risikoabschätzungen werden in Großbritannien für die Einteilung von Risikozonen (innere, mittlere, äußere Zone) genutzt, die die Basis für die Genehmigung zur Errichtung einer Anlage (hier Pipeline) bzw. für die Genehmigung von Bauvorhaben in der Umgebung von risikobehafteten Anlagen bilden.

Die Berechnungen für das SLOT-Toxizitätslevel ergaben, dass im vorliegenden Fall der Risikogrenzwert für die Implementierung einer inneren Risikozone ($1 \times 10^{-5}/a$) nicht erreicht wird. Der Grenzwert für die mittlere Zone ($1 \times 10^{-6}/a$) würde nach 20 m, der für die äußere Zone ($3 \times 10^{-7}/a$) nach 70 m unterschritten.

Tab. 9 zeigt die wesentlichen Ergebnisse der Risikoanalysen von [DOE, 2007] für CO₂-Pipelines (325 – 490 mm Durchmesser, mit bis zu 100 km Länge). Deren Betriebsdruck wurde mit 150 bar, die sektionale Absperrung mit 8 km Länge berücksichtigt. In den Leitungsabschnitten befinden sich zwischen 723 und 1.290 t CO₂. Bei Brüchen schwankt die Leckrate wegen der unterschiedlichen Leitungsquerschnitte zwischen 3.500 und 7.950 kg/s; bei Leckgrößen von 0,0019 m² beträgt sie lediglich 81,4 kg/s. Daraus ergeben sich bei Brüchen Ausströmzeiten von 162 s und bei Lecks Zeiten von 7.000 s (723 t CO₂) bzw. 15.800 s (1.290 t CO₂).

Abb. 2: Störfallszenarien nach CO₂-Pipelineversagen

Pipeline- versagen	CO ₂ -Aus- strömung ungehemmt/ gehemmt	Schwach- wind- wetterlage D5/F2	Aufenthalt außerhalb/ innerhalb von Gebäuden	Sze- nario:	Gefährdungs- bereich (m)	
					Länge	1/2-Weite
3,4E-8/m x a (Bruch)	ungehemmt	0,8 (D5, Tag) 0,2 (F2, Nacht)	0,1 (außen)	1	142	8,6
			0,9 (innen)	2	115	6,4
			0,01 (außen)	3	138	21
			0,99 (innen)	4	106	12
4,6E-8/m x a (großes Leck)	aufwärts = ungehemmt	0,4		5	18	0,4
				6	16	0,4
				7	17	0,4
				8	14	0,4
	abwärts = gehemmt	0,6		9	149	10
				10	122	7,5
				11	138	17
				12	101	9,7
2,8E-7/m x a (kleines Leck)				13	6,3	0,1
				14	5,5	0,1
				15	6,8	0,2
				16	5,4	0,1
				17	43	1,9
				18	33	1,3
				19	56	8,1
				20	37	3,2

Quelle: eigene Darstellung, angelehnt an [McGillivray & Wilday, 2009]

IEK-STE 2012

Die mit Hilfe von Ausbreitungsrechnungen ermittelten Zonen lebensbedrohlicher CO₂-Konzentrationen von 70.000 ppmv reichen bei Brüchen der CO₂-Pipeline bis zu einer Entfernung von 66 m und bei Lecks bis zu 35 m. Die Distanzen sind Maximalwerte, die für ungünstige Wetterverhältnisse gelten (F2-Wetterkondition).

Tab. 9: Abschätzung von CO₂-Pipeline-Risiken durch DOE

Pipeline-Fehler ¹⁾ (Leckgröße, Ausströmdauer)	Häufigkeit pro km x a	Gefährdungsbereich (70.000 ppmv CO ₂)
Bruch (0,189 m ² , Minuten)	5,92x10 ⁻⁵	66 m
Leck (0,0019 m ² , Stunden)	1,18x10 ⁻⁴	35 m

¹⁾ CO₂-Inventar: 1.290 t (8 km Leitungsabschnitt, 490 mm Durchmesser)

Quelle: eigene Darstellung nach [DOE, 2007]

IEK-STE 2012

Kategorisierung der technischen Risiken

Die technischen Risiken des CO₂-Transports betreffen in erster Linie das Versagen der Einschlussfunktion der Pipeline, dass zu ungewollten CO₂-Freisetzungen in die Umgebung führt und in der näheren Umgebung des Leckortes Mensch, Flora und Fauna gefährden kann. Die Freisetzungen können von geringfügigen Leckagen bis zu plötzlichen massiven Freisetzungen reichen und durch Undichtigkeiten, Wartungsfehler, Lecks oder Brüche verursacht werden. Das Schadensausmaß hängt von der Höhe und Ausdehnung der CO₂-Konzentration ab. Konzentrationen von 7 % werden in [DOE, 2007] bereits als lebensbedrohend eingestuft, andere Quelle weisen 7-10 Vol-% aus. Die Größe des gefährdeten Bereichs hängt von der austretenden CO₂-Menge, der Freisetzungsrate und den Wetterbedingungen ab. Die größten Bereiche ergeben sich bei sehr schnellen Freisetzungen nach Brüchen und stabilen Wetterlagen mit niedrigen Windgeschwindigkeiten (F2-Wetterlage).

Das Spektrum der möglichen CO₂-Pipelinefehler lässt sich mit Blick auf die Fehlerursachen, Leckraten und Eintrittshäufigkeiten in folgende 6 Störfallkategorien unterteilen:

1. Undichtigkeiten an Ventil- und Verdichterstationen
2. Sehr kleine Pipeline-Lecks (z.B. <2 cm Durchmesser)
3. Kleine Pipeline-Lecks (z.B. >5 cm Durchmesser)
4. Große Pipeline-Lecks (>15 cm Durchmesser)
5. Pipeline-Brüche (Pipeline-Querschnitt)
6. Pipeline-Lecks mit Versagen der automatischen Absperrung

Mit Hilfe der Ergebnisse in [McGillivray & Wilday, 2009] und [DOE, 2007] können die 6 Störfallkategorien einer ersten qualitativen Bewertung unterzogen werden (Tab. 10). Dazu wurden die Eintrittshäufigkeiten der Störfallkategorien und die zugehörigen Reichweiten kritischer CO₂-Konzentrationen (ca. 7 %) einer von 4 Häufigkeitsklassen (hoch, mittel, klein, sehr klein) und einer von 4 Schadensklassen (groß, mittel, klein sehr klein) zugeordnet.

Die Häufigkeitsklassen entsprechen der folgenden Einteilung der Eintrittshäufigkeiten: $\geq 1/\text{Betriebsjahr}$, $\geq 1/\text{Einsatzdauer}$, $< 1/\text{Einsatzdauer}$, $\ll 1/\text{Einsatzdauer}$. Für die Schadensklassen gilt folgende Einteilung der Reichweiten: $> 120 \text{ m}$, $40\text{-}120 \text{ m}$, $< 40 \text{ m}$ und $\ll 40 \text{ m}$.

Mit dem Auftreten der Störfallkategorie 1 (Undichtigkeiten an Ventil- und Verdichterstationen) muss während der Pipeline-Einsatzdauer einige Male gerechnet werden. Allerdings sind kritische CO₂-Konzentrationen nur im unmittelbaren Bereich des Leckortes zu erwarten. Das Risiko der Kategorie 1 kann daher als unbedeutend eingestuft werden.

Auch für die Störfallkategorie 2 (sehr kleine Pipeline-Lecks) sind nur 'kleine' Gefährdungsradien (wenige Meter) zu erwarten. Mit dem Auftreten ist etwa einmal in 10 Betriebsjahren zu rechnen. Das Risiko der Kategorie 2 kann insgesamt als gering bewertet werden.

Tab. 10: Kategorisierung der Transportrisiken

Pipeline-Störfallkategorie	Häufigkeit pro Jahr	Zone kritischer CO ₂ -Konzentration
P1: Ventil-Leckage	mittel	sehr klein
P2: Sehr kleines Leck (<2 cm)	mittel	klein
P3: Kleines Leck (>5 cm)	mittel	mittel
P4: Großes Leck (>15 cm)	klein	groß
P5: Bruch (1 F-Bruch)	klein	groß
P6: Bruch + Absperrversagen	sehr klein	groß

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Bei Lecks der Kategorie 3 (kleine Lecks) können unter ungünstigen Bedingungen (z.B. Wetter) CO₂-Konzentrationen von ca. 7 % in einigen 10 Metern Entfernung vom Leckort auftreten. In [DOE, 2007] wurden bis zu 35 m ermittelt, in [McGillivray & Wilday, 2009] bis zu 56 m. Die Leckhäufigkeit ist mit der sehr kleiner Lecks vergleichbar. Das Risiko der Kategorie 3 ist im Vergleich zur Kategorie 2 etwas höher einzustufen.

Ähnliche Risiken gehen von Lecks der Kategorie 4 (große Lecks) aus. In [McGillivray & Wilday, 2009] wurden relevante CO₂-Konzentrationen bis etwa 150 m ermittelt. Bei günstigen Bedingungen reduzieren sich die Entfernungen deutlich (siehe Abb. 2). Mit dem Auftreten der Kategorie 4 ist allerdings weniger als einmal pro Pipeline-Einsatzdauer zu rechnen.

Die relativ größten Risiken ergeben sich für die Störfallkategorie 5 (Pipeline-Bruch), da selbst bei günstigen Störfallbedingungen gesundheitsrelevante CO₂-Konzentrationen in relativ 'großer' Entfernung vom Leckort auftreten können. In [McGillivray & Wilday, 2009] werden gut 100 m genannt (siehe Abb. 2) in [DOE, 2007] allerdings maximal nur 66 m (Tab. 9). Die Eintrittshäufigkeit der Kategorie 5 ist vergleichbar mit der von Kategorie 4.

Bei der Störfallkategorie 6 wird nach einem Bruch der Pipeline zusätzlich das Absperrversagen zu einer benachbarten Pipelinesektion berücksichtigt. In einem solchen Fall kann die doppelte CO₂-Menge ausströmen und zu einer Ausdehnung des Gefährdungsbereichs führen. Die Eintrittshäufigkeit einer solchen Störfallkombination ist allerdings als 'sehr klein' einzustufen. Die Kategorie 6 ist daher als nicht risikorelevant zu bewerten.

Mit Hilfe der in Abb. 3 dargestellten Risikomatrix kann eine grobe Risikoeinordnung der CO₂-Transportrisiken vorgenommen werden. Die Risikomatrix liefert durch die Verknüpfung der zuvor spezifizierten Häufigkeits- und Schadensklassen eine Risikofeldmatrix, in die die 6 betrachteten Störfallkategorien eingeordnet werden können. Wie die Abbildung zeigt, entfällt bei der vorgenommenen Klassifizierung und Bewertung keine der 6 Störfallkategorien auf eines der als kritisch eingestuften Risikofelder 1, 2 und 5. Die Störfallkategorien P3, P4 und P5 entfallen auf Felder mit als vertretbar einzustufendem Risiko („mittleres Risiko“). Sie erfordern gegebenenfalls eine genauere Bewertung. Ein geringes Risiko stellt die Kategorie P2

(sehr kleine Lecks) dar, ein unbedeutendes die Kategorie P1 (Ventilleckagen) und P6 (Kombination aus Leitungsbruch und Absperrversagen). Letztere wegen der extrem kleinen Eintrittshäufigkeit.

Abb. 3: Risikomatrix zur Einstufung von CO₂-Pipelinerisiken

Häufigkeitsklasse: →	4: Sehr klein (<<1 x pro Pipeline-Einsatzdauer)	3: Klein (<1 x pro Pipeline-Einsatzdauer)	2: Mittel (≥1 x pro Pipeline-Einsatzdauer)	1: Hoch (≥1x pro Pipeline-Betriebsjahr)
Schadensklasse: ↓				
1: Groß (Große Zone kritischer CO ₂ -Konzentration)	<u>Risikofeld 13:</u> „unbedeutend“ [P6]	<u>Risikofeld 9:</u> „mittleres Risiko“ [P4, P5]	<u>Risikofeld 5:</u> „hohes Risiko“	<u>Risikofeld 1:</u> „hohes Risiko“
2: Mittel (Mittlere Zone kritischer CO ₂ -Konzentr.)	<u>Risikofeld 14:</u> „unbedeutend“	<u>Risikofeld 10:</u> „geringes Risiko“	<u>Risikofeld 6:</u> „mittleres Risiko“ [P3]	<u>Risikofeld 2:</u> „hohes Risiko“
3: Klein (Kleine Zone kritischer CO ₂ -Konzentration)	<u>Risikofeld 15:</u> „unbedeutend“	<u>Risikofeld 11:</u> „unbedeutend“	<u>Risikofeld 7:</u> „geringes Risiko“ [P2]	<u>Risikofeld 3:</u> „mittleres Risiko“
4: Sehr klein (Sehr kleine Zone kritischer CO ₂ -Konz.)	<u>Risikofeld 16:</u> „unbedeutend“	<u>Risikofeld 12:</u> „unbedeutend“	<u>Risikofeld 8:</u> „unbedeutend“ [P1]	<u>Risikofeld 4:</u> „geringes Risiko“

Quelle: eigene Bewertung

IEK-STE 2012

Unsicherheiten in der Bewertung

Die vorliegenden Risikoabschätzungen zum CO₂-Pipelinetransport differieren in ihren Ergebnissen und Aussagen. Dies ist vor allem darauf zurück zu führen, dass noch eine Reihe von Unsicherheiten und Kenntnislücken bestehen, insbesondere in Bezug auf das Dispersionsverhalten von CO₂ und die Modellierung der Freisetzung von superkritischem CO₂. Außerdem mangelt es an genormten Expositions-Schwellwerten und einheitlichen Dosis-Wirkungsbeziehungen. Diese Unsicherheiten und Kenntnislücken haben nach [Koornneef et al., 2009] einen großen Einfluss auf die Genauigkeit der Risikoabschätzung und führen bei den bislang durchgeführten Analysen zu Ergebnisabweichungen.

V Zusammenfassung

Als Transportmittel für den Ferntransport großer CO₂-Mengen kommen insbesondere Pipelines infrage. Derzeit existierten weltweit CO₂-Pipelinenetze mit einer Gesamtlänge von über 4000 km. Der Transport von Kohlendioxid ist Stand der Technik.

Die Freisetzung großer CO₂-Mengen kann zu einer lokalen Gefährdung von Mensch und Umwelt führen. Da CO₂ unter Umgebungsbedingungen schwerer als Luft ist, kann es sich z.B. in Senken sammeln und bei sehr hohen Konzentrationen (7-10 Vol-%) eine lebens-

bedrohende Gefahr darstellen. Vergleiche zwischen Erdgas- und CO₂-Pipelines belegen, dass die Fehlerhäufigkeit ähnlich ist. Jedoch ist das Schadensausmaß von Erdgas-Pipelines sehr viel gravierender. Die Ursachen für CO₂-Pipelineschäden sind im Wesentlichen defekte Überdruckventile, Dichtungsprobleme/fehlerhafte Schweißnähte sowie korrosionsbedingte Schäden. Das Spektrum der Maßnahmen zur Risikominimierung reicht von der Lecküberwachung, Absperrarmaturen, Riss-Stoppfern, der Überwachung von Pipelines bis hin zur Festlegung von Sicherheitsabständen. Besondere Relevanz besitzen Gasreinheiten, die als indirekter Korrosionsschutz zu interpretieren sind. Die in den USA bestehenden Qualitätsanforderungen für den CO₂-Pipelinetransport sind zum einen durch den eigentlichen Transport motiviert. Zum anderen berücksichtigen sie aber auch die weitere Nutzung des CO₂, um z.B. eine hohe Löslichkeit mit Erdöl (Enhanced Oil Recovery) zu gewährleisten. Insofern sind die in den USA geltenden Standards nur bedingt auf europäische Verhältnisse übertragbar. Darüber hinaus unterscheiden sich die Verunreinigungen der abgeschiedenen CO₂-Strömen aus Kraftwerken erheblich von den Verunreinigungen, die derzeit transportierte CO₂-Mengen in den USA aufweisen.

Der Versuch von Risikoabschätzungen auf der Basis probabilistischer Verfahren wurde im Rahmen verschiedener Untersuchungen vorgenommen. Vielfach werden verschiedene Störfallszenarien untersucht, in denen u.a. Wetterbedingungen und Leckgrößen/Leckageraten variiert werden. Unter Annahme von Eintrittshäufigkeiten werden für die verschiedenen Szenarien die Reichweiten kritischer CO₂-Konzentrationen ermittelt. Auf der Basis der vorliegenden Untersuchungen wurden die kategorisierten Transportrisiken (z.B. Ventilleckage, Leck, Bruch) hinsichtlich Häufigkeit und Reichweite kritischer CO₂-Konzentrationen qualitativ bewertet. Dies erfolgte mit Hilfe einer Risikomatrix (Häufigkeitsklassen, Schadensklassen), mit der eine grobe Risikoeinordnung der Transportrisiken vorgenommen wurde. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die meisten Transportrisiken entweder unbedeutend sind oder nur ein sehr geringes Risiko aufweisen.

VI Literatur

- ASPELUND, A., MØLNVIK, M. J. & KOEIJER, G. D. (2006) Ship transport of CO₂: technical solutions and analysis of costs, energy utilization, exergy efficiency and CO₂ emissions. *Chemical Engineering Research and Design*, 84:9, 847-855.
- BAUFUMÉ, S., HAKE, J.-F., LINSSEN, J. & MARKEWITZ, P. (2011) Carbon capture and storage: A possible bridge to a future hydrogen infrastructure for Germany? *International Journal of Hydrogen Energy*, 36:15, 8809-8821.
- BONGARTZ, R., MARKEWITZ, P. & ZAPP, P. (2010) *Prozesskette von CCS-Technologien: Technische Risiken und CO₂-Emissionen*. Forschungszentrum Jülich (IEF-STE). http://www.fz-juelich.de/iek/iek-ste/DE/Service/Publikationslisten/publikationslisten_node.html.
- DNV (2005) Praxis bei der Ermittlung von Betrieben nach der Seveso-II-Richtlinie in Europa und entsprechenden Betrieben in Nordamerika. <http://www.dnv.com>, 14. Oktober 2005.
- DNV (2008) *Mapping of potential HSE issues related to large-scale capture, transport and storage of CO₂*. Det Norske Veritas, DNV Report no: 2008-1993.
- DOCTOR, F. D. (2000) Transporting carbon dioxide recovered from fossil energy cycles. *5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Cairns, Australia.

- DOE (2007) *Final risk assessment report for the FutureGen project environment impact statement*. Department of Energy. <http://www.doe.gov/sites/prod/files/EIS-0394-DEIS-RiskAssessmentReport-2007.pdf>. October 2007.
- EGIG (2008) Gas pipeline incidents. EGIG 08.TV-B.502, December 2008
http://www.egig.nl/downloads/7_report_EGIG.pdf.
- ELDEVIK, F., GRAVER, B., TORBERGSEN, L. E. & SAUGERUD, O. T. (2009) Development of a guideline for safe, reliable and cost efficient transmission of CO₂ in pipelines. *Energy Procedia*, 1(2009), 1579-1585.
- GALE, J. & DAVISON, J. (2004) Transmission of CO₂ - safety and economic considerations. *Energy*, 29, 1319 - 1328.
- HARPER, P. (2010) *The inclusion of CO₂ as a hazardous substance in the Seveso Directive, HSE paper to EC review of the Seveso II Directive*. Health and Safety Executive.
<http://www.hse.gov.uk/seveso/co2-hazardous-substance.pdf>.
- IEA (2004) *Greenhouse Gas R&D Programme: Impurities on CO₂ capture, transport and storage* OECD IEA, Technical study, Report Number Phase 4/32, London.
- IEA (2008) *Energy technology perspectives - scenarios & strategies to 2050*. Paris, OECD/IEA.
- IEA (2009) *Greenhouse Gas R&D Programme: Safety in carbon dioxide capture, transport and storage* Technical study, Report Number: 2009/6, June 2009.
- IPCC (2005a) *Carbon dioxide capture and storage - special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge, England, Cambridge University Press.
- IPCC (2005b) *Special report on carbon dioxide capture and storage*. IPCC, 15. Aug. 2012,
<http://www.ipcc.ch/activity/srcs/index.htm>.
- KOORNNEEF, J., SPRUIJT, M., MOLAG, M., RAMIEREZ, A., FAALJ, A. & TURKENBURG, W. (2009) Uncertainties in risk assessment of CO₂ pipelines. *Energy Procedia*, 1 (2009), 1587-1594.
- KUCKSHINRICHS, W., MARKEWITZ, P., LEITNER, H., LINSEN, J., ZAPP, P., BONGARTZ, R., SCHREIBER, A. & MÜLLER, T. (2012) Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilisation of CO₂. *Energy & Environmental Science*, 5, 7281 - 7305.
- MCGILLIVRAY, A. & WILDAY, J. (2009) *Comparison of risk from carbon dioxide and natural gas pipelines*. Health and Safety Executive. www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr749.pdf, October, 2011.
- SCHREURS, H. (2009) CO₂ capture, transport and storage in Rotterdam Rijnmond - State of the art 2009. *CSLF Ministerial Meeting* London, UK.
- SEEVAM, P., RACE, J. M. & DOWNIE, M. J. (2008) The next generation of CO₂ pipelines. *CCS Summer School*. Vancouver Island.
- SEEVAM, P. N., RACE, J. M. & DOWNIE, M. J. (2007) Carbon dioxide pipelines for sequestration in the UK: an engineering gap analysis *Journal of Pipeline Engineering*, 6:3, pp. 133 - 146.
- SELIGER, U., KEUTEL, K. & KOCH, M. (2009) *Entwicklung eines toxischen Gasgemisches in Räumen durch Restglut im Holzkohlengrill*. Institut der Feuerwehr Sachsen-Anhalt.
- UTH, H.-J. (2009) Störfallvorsorge durch Raumplanung. *Technische Überwachung*, Heft 1-2 18-22.
- VISSER, E., HENDRICKS, C., BARRIO, M., MÖLNVIK, M., KOEIJER, G., LILJEMARK, S., AUSTEGARD, A. & BROWN, A. (2007) *DYNAMIS CO₂ quality recommendations*. www.dynamis-hypogen.com.
- VISSER, E., HENDRICKS, C., BARRIO, M., MÖLNVIK, M., KOEIJER, G., LILJEMARK, S., AUSTEGARD, A. & GALLO, Y. (2008) DYNAMIS CO₂ quality recommendations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2, 478-484.

B III***Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂***

Thomas E. Müller, Walter Leitner

RWTH Aachen

Institut für Technische und Makromolekulare Chemie (ITMC) und

CAT Catalytic Center

Peter Markewitz, Wilhelm Kuckshinrichs

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

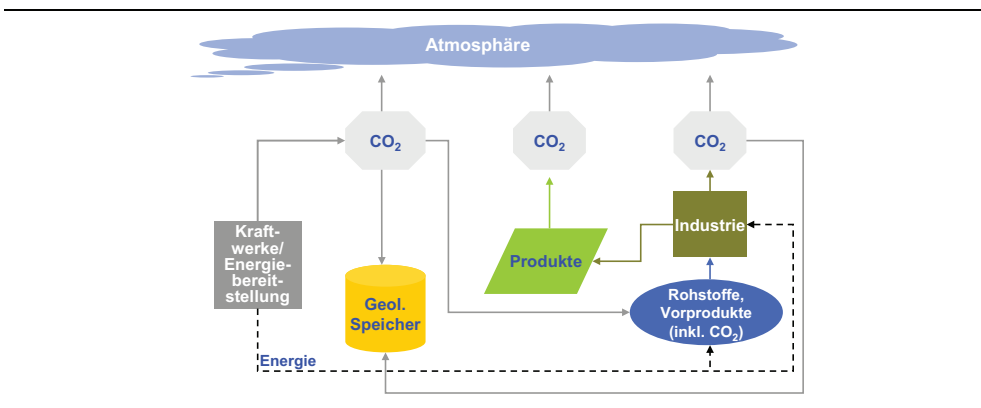
I	Motivation und Hintergrund	70
II	Bewertungsrahmen und -kriterien	71
	II.1 Potenzial der stofflichen Nutzung und des Recyclings von CO ₂	71
	II.2 CO ₂ -Quellen und -Reinheit	72
	II.3 Bewertungskriterien für eine Nutzung von CO ₂	73
III	Organisch-chemische Verwendung von CO ₂	74
	III.1 Anwendungen	74
	III.2 Zukunftsaussichten	82
IV	Anorganische Stoffe	83
V	Physikalische Nutzung	83
VI	Beurteilung besonders innovativer Lösungsansätze	88
	VI.1 Stoffliche CO ₂ -Nutzung und innovative Produkte	88
	VI.2 Innovative Technologien zur stofflichen CO ₂ -Nutzung	91
VII	Fazit	94
VIII	Literatur	96

I Motivation und Hintergrund

Stoffliche Nutzung und Recycling von CO₂ könnten einen willkommenen, jedoch begrenzten Beitrag zur Reduktion der Kohlendioxidemission leisten. In der chemischen Industrie ist die stoffliche Nutzung von CO₂ bereits heute gängige Praxis, wobei das CO₂ hauptsächlich als Nebenprodukt aus verschiedenen Prozessen der chemischen Industrie zur Verfügung steht. Die Verwendung von CO₂ aus Kraftwerksabgasen für eine physikalische oder chemische Nutzung ist bislang noch nicht im industriellen Maßstab realisiert. Vor dem Hintergrund einer zukünftigen möglichen CO₂-Abscheidung in Kraftwerken und den damit anfallenden großen CO₂-Mengen rückt die CO₂-Nutzung als Ergänzung zur CO₂-Speicherung zunehmend in den Fokus heutiger Überlegungen [Markewitz et al., 2012].

Das Interesse an der Nutzung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Re-use: CCR) liegt darin begründet, dass mit CO₂ ein potenzieller Wertstoff mit einem interessanten Anwendungsprofil und Wertschöpfungspotenzial für die chemische Industrie vorliegt, dessen wirtschaftliche Verwendung sich auch positiv auf die Bewertung von Strategien zur Reduktion von CO₂-Emissionen mittels Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ (CCS) auswirken kann. Auf diese Weise kann aus dem Treibhausgas CO₂ ein Rohstoff für die stoffliche Wertschöpfungskette werden (s. schematische Darstellung in Abbildung 1).

Abbildung 1: Schematische Darstellung von CO₂-Emission, -Abscheidung und -Speicherung sowie stofflicher Nutzung von CO₂



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Der Schwerpunkt liegt im Folgenden vor allem auf organisch-chemischen Möglichkeiten zur CO₂-Nutzung im großindustriellen Maßstab. Ergänzend zur bereits existierenden Literatur [Aresta & Dibenedetto, 2007, Ausfelder & Bazzanella, 2008, Sakakura et al., 2007, Song, 2006, Yu et al., 2008] soll hier verstärkt auf industrielle Anwendbarkeit eingegangen werden. Die Möglichkeiten zur technischen Realisierung sind bereits in Peters et al. [Peters et al., 2011] ausführlich beschrieben. Der Einbau von CO₂ in anorganische Materialien [O'Connor et

al., 2000], die Herstellung von Kraftstoffen aus CO₂, sowie die Verwendung von CO₂ als Rohstoff für biotechnologische Synthesen (z. B. unter Einsatz von Mikroorganismen [Wang & Lan, 2010]) wurden in der Literatur bereits ausführlich erörtert [Ausfelder & Bazzanella, 2008, Lambertz & Ewers, 2009] und werden hier nicht detailliert beschrieben.

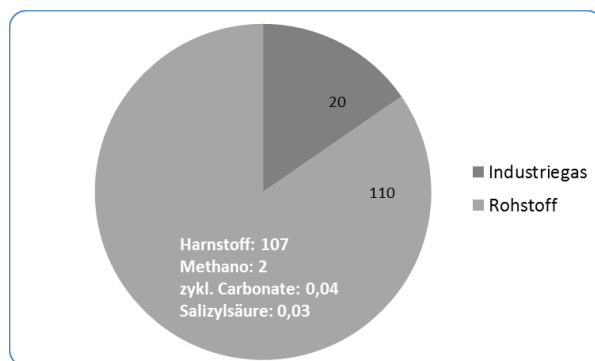
II Bewertungsrahmen und -kriterien

II.1 Potenzial der stofflichen Nutzung und des Recyclings von CO₂

Die stoffliche Nutzung von CO₂ beträgt weltweit derzeit knapp 130 Mio. t/Jahr. Davon fallen ca. 110 Mio. t auf die Verwendung als Rohstoff und 20 Mio. t auf die Nutzung als Industriegas (Abbildung 2).

Das bei weitem größte etablierte CO₂-Folgeprodukt ist Harnstoff (146 Mio. t) mit einer CO₂-Nutzung von 107 Mio. t [International Fertilizer Industry Association, 2009]. Es folgt Methanol (30 Mio. t), wobei ca. 2 Mio. t CO₂ eingesetzt werden, der Rest des Kohlenstoffs stammt bisher aus konventionellem Synthesegas (CO/H₂). Interessant ist weiterhin die Herstellung zyklischer Carbonate (0,08 Mio. t) mit einem CO₂-Verbrauch von 0,04 Mio. t und von Salizylsäure (0,07 Mio. t) mit einem CO₂-Verbrauch von 0,03 Mio. t [Dittmeyer et al., 2005].

Abbildung 2: Weltweite stoffliche Nutzung von CO₂ (Mio. t CO₂)



Quelle: eigene Darstellung

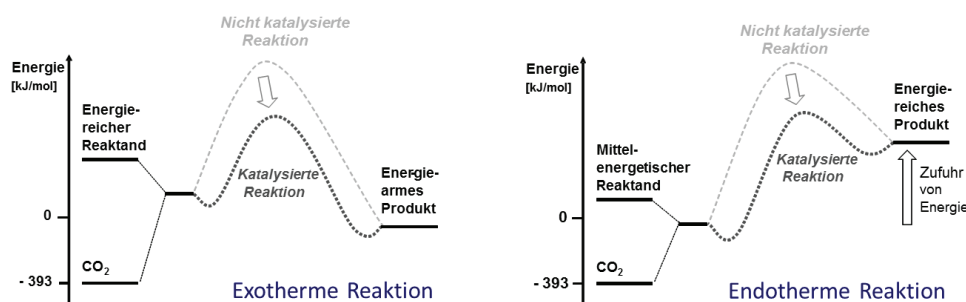
IEK-STE 2012

Als Industriegas werden 20 Mio. t CO₂ eingesetzt, wobei überwiegend eine physikalische Nutzung vorliegt, zum Beispiel als Inertgas, Extraktionsmittel, oder in der Getränkeindustrie [Ausfelder & Bazzanella, 2008].

Die größte Hürde zur industriellen Realisierung einer stofflichen Verwertung ist das niedrige energetische Niveau von CO₂ (Abbildung 3). Das hat zur Folge, dass Energie in Form von Licht, elektrischer Energie oder Wärme zugeführt werden muss [Markewitz et al., 2012]. Alternativ können auch hochenergetische Reaktionspartner für die chemische Umsetzung

eingesetzt werden, wie zum Beispiel Wasserstoff, gespannte ringförmige Moleküle oder ungesättigte Verbindungen. Zielmoleküle, wie zum Beispiel organische Carbonate, sollten energetisch niedriger als die Ausgangsverbindungen liegen [Sakakura et al., 2007, Peters et al., 2011].

Abbildung 3: Schematische Darstellung der Zuführung von Energie (z.B. über energiereiche Reaktanden (links) oder unter Einsatz externer Energieträger (rechts)) zur chemischen Fixierung von CO₂



Quelle: Eigene Darstellung [Markewitz et al., 2012]

ITMC 2012

II.2 CO₂-Quellen und -Reinheit

Neben der Abscheidung aus Kraftwerken gibt es eine Reihe unterschiedlicher Quellen aus denen CO₂ zur Verfügung steht. In der chemischen Industrie fällt CO₂ mitunter mit hoher Reinheit an. So werden bei der Ammoniak-Synthese jährlich ca. 120 Mio. t CO₂ als Nebenprodukt abgetrennt. Des Weiteren wird CO₂ bei der Ethylenoxid-Herstellung, in Raffinerien und bei der Erdgasreinigung aus Gasströmen abgetrennt. Ebenso fällt CO₂ als Nebenprodukt bei der Synthesegasherstellung sowie bei Fermentationsprozessen an. Der Reinheitsgrad des Kohlendioxids beispielsweise aus der Ammoniakproduktion und der Fermentation ist für praktisch alle Synthesezwecke ausreichend.

Bei CO₂ aus Kraftwerken kann es aufgrund möglicher Verunreinigungen der Rauchgase unter Umständen notwendig sein, das CO₂ vor einer stofflichen Nutzung zu reinigen. Verunreinigungen in Rauchgasen können unterschiedlicher Natur sein, so zum Beispiel O₂, N₂, H₂O, H₂S, CO, CO₂, SO₂, NO_x, Schwermetalle oder auch Kohlenwasserstoffe [Kuckshinrichs et al., 2009].

Bei der Aufreinigung von Rauchgasen gilt es, bestimmte Kriterien zu beachten. Chemisch gesehen spielt die Stabilität der eingesetzten Katalysatoren gegenüber Katalysatorgiften eine besonders wichtige Rolle und muss geprüft werden.

Moderne Katalysatoren reagieren empfindlich auf Katalysatorgifte. So muss zum Beispiel in der Methanolsynthese der H₂S-Gehalt im CO₂ aus Verbrennungsprozessen auf unter 0,1 ppm

reduziert werden. Für die anderen Synthesen erscheint der Reinheitsgrad des CO₂, der für den Pipeline-Transport eingestellt wird, ausreichend.

Die Art der Verunreinigung des CO₂ entscheidet über spätere Anwendungsgebiete der Produkte. Die Einsatzgebiete können sensitiv bezüglich bestimmter Verunreinigungen sein (Beispiel: Harnstoff bezüglich Schwermetalle, eingesetzt als Dünger), oder es ergeben sich hohe Reinheitsanforderungen aus zulassungsrechtlichen Voraussetzungen wie bei der Herstellung von pharmazeutischen Wirkstoffen (Beispiel: Salizylsäure). Bei klassischen chemischen Synthesen folgen nach dem Einbau von CO₂ meist weitere Aufreinigungsschritte.

Für die Nutzung von CO₂ für die Erdöl- und Erdgaswirtschaft (EOR, EGR) ist die Reinheit des CO₂-Stroms von untergeordneter Bedeutung. Weitaus wichtiger ist die CO₂-Reinheit bei anderen Ansätzen der physikalischen Nutzung. Da hier CO₂ oft ohne weitere Aufarbeitungsschritte in Gütern der Lebensmittel- oder Nahrungsmittelindustrie eingesetzt wird, müssen Verunreinigungen in CO₂ mit Ausnahme von Inertgasen weitgehend vermieden werden.

Von einem ökologischen Standpunkt aus spielt der zusätzliche Energieaufwand zur CO₂-Aufreinigung ebenfalls eine entscheidende Rolle.

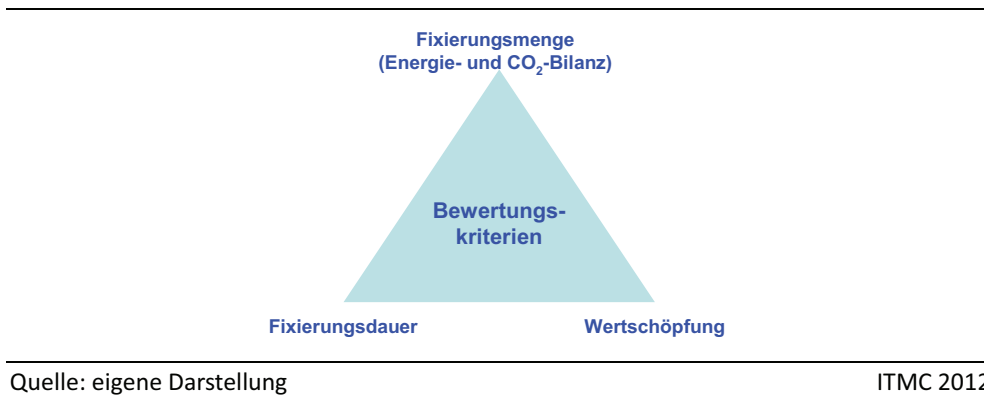
II.3 Bewertungskriterien für eine Nutzung von CO₂

Neben der erforderlichen Reinheit gibt es weitere Faktoren, die eine wichtige Rolle bei der Bewertung einer möglichen stofflichen CO₂-Nutzung spielen. Besonders hervorzuheben sind CO₂-Fixierungsdauer und -menge, Energie- und CO₂-Bilanzen sowie Wertschöpfung (Abbildung 4).

Das Erstellen vollständiger Energie- und CO₂-Bilanzen für Prozesse und Produkte ist zwar komplex, aber für die Schätzung der Fixierungsmenge notwendig und methodisch über das Life Cycle Assessment (LCA) etabliert. Von besonderer Bedeutung sind hier die Systemgrenzen, um Vergleichbarkeit mit anderen Bilanzierungen zu gewährleisten, aber auch, um eine mögliche Substitution von CO₂ aus anderen, nicht-CCS-Quellen einzubeziehen.

Die CO₂-Fixierungsdauer ist stark abhängig von der späteren Anwendung des Produkts. Wird CO₂ zum Beispiel in Harnstoff eingebaut und dieser als Dünger verwendet, können zwar große Mengen CO₂ fixiert werden, die aber unverzüglich nach der Applikation wieder freigesetzt werden. Im Vergleich dazu können Polymere zwar weniger CO₂ fixieren; die Dauer der Fixierung kann aber Jahre oder sogar Jahrzehnte betragen. In Feinchemikalien können nur geringe Mengen CO₂ eingebaut werden, die Fixierung kann aber auch hier, abhängig von der Verwendung, über Jahre bestehen bleiben.

Zur CO₂-Fixierung ist die physikalische Nutzung aufgrund der meist schnellen CO₂-Freisetzung am wenigsten attraktiv. Die Mengen an physikalisch nutzbarem CO₂ können jedoch groß sein.

Abbildung 4: Bewertungskriterien zur stofflichen Nutzung von CO₂

Die Wertschöpfung eines Produkts stellt ein Maß für die wirtschaftliche Relevanz der Nutzung von CO₂ dar. Dagegen ist die Abschätzung auf der Ebene von Einzelprodukten angesichts der mangelnden Vorhersagbarkeit der Entwicklung einzelner Produktmärkte äußerst schwierig.

III Organisch-chemische Verwendung von CO₂

Es gibt zahlreiche mögliche Verwendungen von CO₂ als C1-Baustein [Liu et al., 2012]. Im Folgenden wird die Verwendung für Harnstoff, Methanol, Salizylsäure, Ameisensäure, cyclische Carbonaten, Dimethylcarbonat, Polymeren, Polymerbausteinen und für Feinchemikalien behandelt.

III.1 Anwendungen

Harnstoff

Harnstoff ist mengenmäßig das derzeit wichtigste Produkt der chemischen Industrie, bei dessen Herstellung CO₂ als C1-Baustein eingesetzt wird. In der jährlichen Produktion von rund 146 Mio. t Harnstoff werden ca. 107 Mio. t CO₂ stofflich genutzt [International Fertilizer Industry Association, 2009].

Die größten Mengen Harnstoff werden derzeit als Dünger in der Landwirtschaft eingesetzt. Ein weiteres Einsatzgebiet von Harnstoff sind Auftauhilfen. In der pharmazeutischen Industrie wird Harnstoff als Feuchtigkeitsspender verwendet. Zur Erhöhung der Nikotin-Resorption wird dem Zigarettentabak Harnstoff zugesetzt, wodurch der Rauch alkalischer gemacht wird. Des Weiteren wird Harnstoff in Kraftwerken oder LKWs als Zusatz zu den Verbrennungsgasen gegeben, um über einem nachfolgenden SCR-Katalysator (englisch selective catalytic reduction) den Stickoxidgehalt der Abgase zu verringern.

Harnstoff wird ebenfalls in der Synthese von Feinchemikalien eingesetzt. Anwendungen sind die Herstellung eines Harnstoff-Wasserstoffperoxid-Komplexes (UHP), der als Bleichmittel

für Cellulose, Textilien und Papier sowie für Zahnbleaching eingesetzt wird [Wielicka et al., 2003]. Das Nitrat des Harnstoffs dient als Ausgangsprodukt für Nitroharnstoff, der als Sprengstoff, aber auch als mildes Nitrierreagenz eingesetzt wird [Almog et al., 2006]. Auch Harnstoffnitrat selbst wird zunehmend wegen seiner einfachen Herstellbarkeit als Sprengstoff eingesetzt. Eine weitere Anwendung ist die Herstellung von Phthalocyanin-Pigmenten (Heliogenblau), die aus Harnstoff und Phthalsäureanhydrid in Gegenwart eines Zentralions, üblicherweise Kupfer, hergestellt werden [Sawada, 1990]. Oft dient Harnstoff als Edukt für Heterocyclensynthesen zur Herstellung von Wirkstoffen. Bei den bisher erwähnten Anwendungen von Harnstoff und dessen Folgeprodukten sind die CO₂-Fixierungszeiten jedoch eher kurz, da das CO₂ meist unmittelbar nach Anwendung wieder freigesetzt wird.

Ein höheres CO₂-Fixierungspotenzial weisen Aminoplaste als Folgeprodukte von Harnstoff auf. Dazu zählen Harnstoff-Formaldehyd-Harze (UF-Harze), die ca. 80 % der Aminoplastharze ausmachen und Melamin-Formaldehyd-Harze (MF-Harze), die den Rest fast vollständig abdecken [Althaus et al., 2007]. Die hauptsächlichen Anwendungsgebiete der Aminoplasten sind Bindemittel für Holzwerkstoffe (Spanplatten, Leichtbauplatten), Leime, Lacke (säurehärtend und Einbrennlacke), Textilhilfsmittel und Edukte für Duromerschäume. Ein Vergleich von MF-Harzen und UF-Harzen zeigt, dass MF-Harze in allen Anwendungen höherwertig sind. Aminoplasten besitzen allgemein aufgrund ihres Einsatzgebietes ein sehr hohes CO₂-Fixierungspotenzial. Die Dauer der Fixierung kann unter Umständen Jahrzehnte betragen.

Harnstoff-Formaldehyd-Harze (UF-Harze) entstehen durch Umsetzung von Harnstoff mit Formaldehyd, eines der Folgeprodukte von Methanol. In Bezug auf die katalysatorfreie Harnstoffsynthese wird die für diese Anwendungen geforderte Reinheit von CO₂ als niedrig eingestuft.

Zur Herstellung der Melamin-Formaldehyd-Harze (MF-Harze) wird Melamin benötigt, das wichtigste Folgeprodukt von Harnstoff. Es wird aus Harnstoff und Ammoniak unter hohem Druck und hoher Temperatur hergestellt, weshalb die Melaminproduktion oft räumlich in der Nähe der Harnstoffproduktion angesiedelt ist. Die Herstellung der MF-Harze erfolgt analog der UF-Harze aus Melamin und Formaldehyd, ggf. in Gegenwart von Alkoholen.

Ein weiteres polymeres Folgeprodukt des Harnstoffs ist Cellulosecarbamate. Bei seiner Herstellung wird mit Basen aktivierte Cellulose mit Harnstoff behandelt, wobei unter Ammoniakentwicklung ein Teil der Hydroxylgruppen zu Carbamatgruppen (-O-CO-NH₂) umgewandelt werden. Cellulosecarbamate ist in verdünnter Natronlauge löslich und kann daraus zu Fasern oder Folien verarbeitet werden. Dies ist eine umweltfreundliche Alternative zum Xanthogenatprozess, bei dem die Hydroxylgruppen der Cellulose durch Schwefelkohlenstoff verestert werden. Für Cellulosecarbamate können sich auch neue großvolumige Anwendungsgebiete erschließen, z.B. Schäume für Wärme- oder Schallisolation, wodurch eine maßgebliche Menge an CO₂ fixiert werden kann.

Methanol

Die weltweite Nachfrage nach Methanol wird derzeit auf ca. 30 Mio. t geschätzt. Mehr als 70 % des produzierten Methanols wird in der chemischen Synthese eingesetzt [Althaus et al., 2007].

Bei vielen Methanol-Anwendungen erfolgt keine über den Gebrauch hinausgehende Fixierung von CO₂. Dies gilt insbesondere für die Anwendung im Kraftstoffbereich als Biofuel oder Biodiesel (als Methylester), auch wenn diese große Mengen an Methanol verbrauchen. Allerdings stellen flüssige Kraftstoffe eine interessante transport- und lagerfähige Energieform dar, die im Fall der Lagerung eine längere Fixierungsdauer aufweist.

Im Bereich Kraftstoffe gibt es vielfältige Anwendungsgebiete für Methanol. So kann Methanol selbst oder in Form des Dimethylethers als Kraftstoff für Verbrennungsmaschinen eingesetzt werden. Etabliert ist ebenfalls die Umwandlung von Methanol zu MTBE (Methyl-tert-butylether) (Produktion 2000: 7,8 Mio. t) [Althaus et al., 2007]. Dieses findet Verwendung als Antiklopf-Additiv für Ottokraftstoffe. Ferner gibt es die Umesterung von Fetten mit Methanol zu Pflanzenölmethylestern, die als Biodiesel eingesetzt werden.

Weiterhin ist es möglich, Methanol zu Kohlenwasserstoffgemischen umzusetzen [Centi et al., 2011]. Bekannte Verfahren sind der sog. MTG-Prozess (methanol to gasoline) und die direkte Synthese von Kohlenwasserstoffen (Alkane, Alkene und Alkanole) aus Synthesegas ist im Fischer-Tropsch-Prozess [Dorner et al., 2010]. Mit Synthesegas oder Methanol aus regenerativen Quellen ist daher ein CO₂-fixierender Zugang zur Petrochemie möglich.

Ein weiteres wichtiges Folgeprodukt ist Methylmethacrylat (MMA) (Produktion 2000: 0,8 Mio. t) [Althaus et al., 2007]. Damit kann auch in PMMA (Polymethylmethacrylat) CO₂ technisch fixiert werden. Allerdings ist die Menge an fixiertem CO₂ gering, da die zu ersetzende Methylgruppe nur 17 % des Polymers ausmacht.

Eine langfristige CO₂-Fixierung erfolgt über Formaldehyd (Produktion 2000: 9,6 Mio. t), ein wichtiges Folgeprodukt von Methanol, das in großen Mengen in der chemischen Industrie hergestellt wird [Althaus et al., 2007]. Die Synthese von Formaldehyd aus Methanol erfolgt durch Luftoxidation in einer exothermen Reaktion, so dass kein nennenswerter zusätzlicher Energieeinsatz ausgehend von Methanol notwendig ist.

Die Anforderungen an die Reinheit des einzusetzenden CO₂ sind für die Methanolsynthese in Bezug auf H₂S (H₂S < 0,1 ppm) auf Grund der Empfindlichkeit der eingesetzten Katalysatoren besonders hoch. Formaldehyd wird u.a. als Ausgangsstoff zur Herstellung von Aminoplasten wie UF (Urea-Formaldehyd)-, MF (Melamin-Formaldehyd)- und PF (Phenol-Formaldehyd)-Harzen eingesetzt. Die daraus resultierenden Duomere haben als Lacke, Holzwerkstoffe, Composites oder Schäume eine einige Jahre oder Jahrzehnte lange Lebensdauer.

Für die auf Formaldehyd basierenden Duomere ergeben sich im Rahmen der CO₂-Fixierung neue Anwendungsmöglichkeiten. Die viel diskutierte Formaldehyd-Emissionen spielen aufgrund des Zusatzes von Additiven keine signifikante Rolle mehr. Eine moderne Maßnahme sind photokatalytische Farben, die für den Innen- und Außenbereich geeignet sind. Sie ent-

halten Titandioxid in der photokatalytisch aktiven Anatas-Modifikation, das zusätzlich dotiert ist, um die Bandlücke von 3,2 eV (entspricht nahem UV-Licht bei 390 nm) soweit zu senken, dass auch Kunstlicht oder durch Fensterscheiben gefiltertes Licht zur Oxidation von Formaldehyd ausreicht.

Die Forcierung bekannter Polymere könnte einen Beitrag zur CO₂-Bindung leisten. Aminoplasten (UF- und MF-Harze) sind technisch verfügbare Duromere, deren Kohlenstoffanteil vollständig aus fixiertem CO₂ (Formaldehyd über Methanol, Harnstoff direkt aus CO₂) aufgebaut werden könnte.

Dort, wo petrochemisch basierte Thermoplasten in den letzten 50 Jahren Duromere in großen Mengen ersetzt haben, könnte eine Rücksubstitution erfolgen. Die Mehrkosten könnten geringer sein als bei der Einführung neuer Werkstoffe. Wenn von den weltweit verwendeten Kunststoffen etwa 10 % aus technisch fixiertem CO₂ aufgebaut würden, dann würde das Potenzial ca. 20 Mio. t/Jahr betragen [Bazzanella et al., 2010, Mueller, 2008].

Für Holz-Aminoplast-Werkstoffe können neue Anwendungsgebiete erschlossen werden, wie z.B. für Wärmeisolierungen in Gebäuden. Ferner sind Composites aus Aminoplasten mit Fasern aus nachwachsenden Rohstoffen (Jute, Flachs, Hanf, Holzschliff) prinzipiell herstellbar, wohingegen pflanzliche Fasern mit technischen Thermoplasten nur unter spezieller Behandlung brauchbare Composites ergeben. Hierbei wird die Oberfläche der Fasern oder die Polymermatrix so modifiziert, dass es zu einer Ankopplung an der Grenzfläche kommt.

Bei Aminoplasten geschieht dies ohne weitere Additive, da die Hydroxymethylgruppen am Stickstoff leicht mit den stark OH-funktionalisierten, meist Cellulose-basierten Naturfasern reagieren. Aminoplasten sind daher attraktive Polymersysteme, die ohne den Einsatz von Kohlenstoff aus fossilen Energieträgern hergestellt werden könnten.

Ein bereits etablierter technischer Thermoplast ist Polyoxymethylen (Polyformaldehyd, POM), der durch kationische Polymerisation von Trioxan, des zyklischen Trimers des Formaldehyds, zugänglich ist.

Bei Einsatz von geeigneten Wasserstoffquellen könnte POM vollständig aus technisch fixiertem CO₂ aufgebaut werden. Unverstärktes POM hat das höchste E-Modul unter den großtechnisch verfügbaren Thermoplasten ohne flüssigkristalline Eigenschaften. Die Zähigkeit kann durch Comonomere wie Dioxolan oder externe Schlagzähmodifikatoren wie thermoplastische Polyurethane (TPU) verbessert werden. Schon heute ist POM ein etablierter Werkstoff, von dem ca. 0,5 Mio. t/Jahr produziert wird. Durch Einsatz von POM könnten auch Polyolefine substituiert werden, was in der Regel mit einem Qualitätsgewinn und damit auch höherer Lebensdauer der Verbrauchsartikel verbunden wäre. Dies wäre gleichbedeutend mit längeren Fixierungszeiten.

Essigsäure ist ein weiteres Folgeprodukt, das aus Methanol und Kohlenmonoxid hergestellt werden kann. Die Produktion betrug im Jahr 2000 ca. 2,7 Mio. t [Althaus et al., 2007]. Das verwendete CO kann dabei ebenfalls aus regenerativen Quellen stammen. Aus Essigsäure, Ethylen und Luftsauerstoff ist unter Katalyse mit Palladiumverbindungen Vinylacetat zugäng-

lich, das als (Co)monomer Verwendung findet. Auf diese Weise kann CO₂ auch in EVA (Polyethylvinylacetat) und ähnlichen Polymeren fixiert werden.

Salizylsäure und p-Hydroxybenzoesäure

Salizylsäure findet Anwendung in der Herstellung von Acetylsalicylsäure. Allerdings ist der Zeitraum der CO₂-Fixierung eher niedrig, da CO₂ sofort nach Anwendung wieder freigesetzt wird.

p-Hydroxybenzoesäure dient in erster Linie zur Herstellung ihrer Ester, der Parabene, die als Konservierungsmittel bekannt sind. Eine CO₂-fixierende Anwendung ist die Herstellung von LC-Polyestern (flüssigkristallinen Polyestern), hauptsächlich eingesetzt in der Elektronikindustrie als Hochleistungsmaterial. Die Hauptkomponente ist dabei oft *p*-Hydroxybenzoesäure, manchmal zusammen mit Hydroxynaphthoesäure, die ebenfalls in einer Kolbe-Schmitt-Synthese aus Naphthol und CO₂ zugänglich ist.

Bei der Verwendung von *p*-Hydroxybenzoesäure oder Salizylsäure als Co-Bausteine in Standardpolyestern, wie z.B. PET (Polyethylenterephthalat) oder PBT (Polybutylenterephthalat) können die entsprechenden Acetoxybenzoesäuren als reaktive Komponenten eingesetzt werden.

Auch in Bisphenol-A-Polycarbonat sind beide Produkte, insbesondere aber *p*-Hydroxybenzoesäure, in einem umesternden Schmelzeverfahren mit Diphenylcarbonat einbaubar, wobei ein Polyestercarbonat resultiert. Der Anteil an fixiertem CO₂ könnte auf deutlich über die aus der Carbonat-Einheit stammenden 10 % gesteigert werden bezogen auf eine Polycarbonat-Produktion von über 1 Mio. t/a. Da die Kolbe-Schmitt-Synthese mit relativ großen Mengen der unempfindlichen Alkalihydroxide als Katalysator erfolgt, sind die Anforderungen an die Reinheit des verwendeten CO₂ gering (Pipeline-taugliches CO₂ erscheint ausreichend).

Ameisensäure

Der weltweite Markt für Ameisensäure beträgt ca. 0,6 Mio. t/a [Ausfelder & Bazzanella, 2008]. Verwendung finden Ameisensäure und ihre Salze als Konservierungsmittel und Enteisungsmittel. Die Säure dient zum Entkalken, als Beizmittel und als Lösungsklebstoff für Polyamide.

Aus Ameisensäuremethylester können DMF (Dimethylformamid) und Formamid hergestellt werden. Ersteres dient als Lösungsmittel, z.B. für die Verspinnung von Polyacrylnitril, letzteres als Edukt bei einem Verfahren zur Herstellung von Blausäure oder als Stabilisierungsmittel einzelsträngiger Nucleinsäuren.

Aus Natriumformiat kann durch Erhitzen Natriumoxalat hergestellt werden. So sind Oxalsäure und ihre Ester Folgeprodukte der Ameisensäure.

Innovativer scheint die Verwendung von Ameisensäure als Reduktionsmittel, z.B. bei der Reduktion ungesättigter Verbindungen [Lange & Leitner, 2002, Leitner et al., 1993] oder in der Leukart-Wallach-Reaktion. Hierbei fungiert Ameisensäure als Wasserstoffäquivalent. In

ähnlicher Weise kann Ameisensäure als Reduktionsmittel bei Lötprozessen eingesetzt werden. Ameisensäure kann als Brennstoff in Brennstoffzellen eingesetzt werden, entweder direkt (formira fuel cell von Tekion) oder nach Spaltung in CO_2 und Wasserstoff. CO_2 dient dabei als reversibles Transportvehikel für Wasserstoff, da es sich zu Ameisensäure hydrieren lässt [Leitner, 1995] und den Wasserstoff wieder an anderer Stelle abgeben kann [Laurenczy, 2011, Ritter, 2007, Hull et al., 2012, Boddien et al., 2011, Boddien et al., 2010]. Die Speicherdichte ist dabei jedoch limitiert.

Cyclische Carbonate

Ethylencarbonat findet Verwendung als Lösungsmittel, z.B. bei der Verspinnung von Polyacrylnitril, als Edukt zur Synthese von Heterocyclen und als Lösungsmittel für Lithiumsalze in Lithiumbatterien. Propylencarbonat hat ähnliche Anwendungsgebiete, wobei die Anwendung als Kunststoffweichmacher oder in Kernsandbindemitteln der Gießereiindustrie hinzukommt.

Eine bisher nicht großtechnisch genutzte Anwendung von Ethylencarbonat ist die Umesterung mit Methanol zu Dimethylcarbonat und weiter mit Phenol zu Diphenylcarbonat [Guertler et al., 2012]. Dadurch entstünde die Perspektive, CO_2 für die Dauer von Jahren bis Jahrzehnten in der Carbonateinheit des Polymerwerkstoffs PC (Bisphenol-A-Polycarbonat) zu binden.

Durch den geringen Gewichtsanteil der eingeführten CO-Gruppe am Gesamtpolymer ist der Anteil an fixiertem CO_2 auf 11 % begrenzt. Alternativ ist über die Umsetzung von Harnstoff mit Methanol zu Dimethylcarbonat und anschließend mit Phenol zu Diphenylcarbonat oder direkt mit Phenol zu Diphenylcarbonat die Einführung von CO_2 im Sinne einer Fixierung in Polycarbonatwerkstoffen prinzipiell möglich.

Auch lassen sich cyclische Carbonate direkt unter Öffnung des Rings polymerisieren [Mueller et al., 2012].

Dimethylcarbonat

Die häufigste Anwendung für Dimethylcarbonat in der chemischen Synthese ist der Einsatz als Methylierungsmittel [Tundo et al., 2004]. Dabei wird das gebundene CO_2 wieder freigesetzt. Zur CO_2 -Fixierung führen Polymeranwendungen. So können aliphatische Diole mit Dimethylcarbonat zu oligomeren Carbonatdiolen umgesetzt werden, die als hydroxyfunktionelle Telechele für die Herstellung von Polyurethanen eingesetzt werden [Hofacker, 2006]. Die bereits erwähnte Umesterung mit Phenol führt zu Diphenylcarbonat, das weiter mit Bisphenol-A zu Polycarbonat umgeestert werden kann [Duex et al., 2009].

Ferner können Dimethylcarbonat sowie Diphenylcarbonat dazu dienen, Diamine in die Biscarbamate zu überführen, die dann zu den Diisocyanaten eliminiert werden können [Garcia Deleon et al., 2002]. Auf diese Weise könnte fixiertes CO_2 in die Polyurethanchemie eingeführt werden. So kann HDI (Hexamethylen-diisocyanat) im Prinzip aus bis zu 33 % fixiertem

CO₂ aufgebaut werden. Bei der Umsetzung dieser Reaktion besteht allerdings noch Forschungsbedarf.

Alternativ kann CO₂ zur Herstellung von Phosgen eingesetzt werden. Damit würde Zugang zur klassischen Polyurethanchemie ermöglicht werden. Auch in diesem Gebiet besteht noch Forschungsbedarf.

Polymere (Copolymerisation reaktiver Monomere mit CO₂)

Reaktive Monomere wie Epoxide können unter Einsatz geeigneter Katalysatoren mit CO₂ zu Polymeren umgesetzt werden [Darensbourg et al., 2010]. Durch nicht-alternierende Copolymerisation von Epoxiden und CO₂ erhaltene Polyethercarbonate (z.B. [Dienes et al., 2012]) weisen vielfach Glastemperaturen unter 0°C auf und sind daher als Weichsegmente für thermoplastische Elastomere wie TPU einsetzbar. Polyethercarbonate mit terminalen Hydroxylgruppen finden Anwendung bei der Herstellung von Polyurethanen [Guertler et al., 2011, Gao et al., 2012, Hofmann et al., 2012] und öffnen somit den Weg für CO₂ in die klassischen Polyurethan-Märkte wie zum Beispiel Baustoffe, Bauschäume und Dämmmaterial. Vorteil dieser Anwendung ist die mögliche Fixierung von CO₂ über lange Zeiträume (Jahre oder Jahrzehnte).

Potenzielle Anwendungsgebiete für durch alternierende Copolymerisation von Epoxiden und CO₂ erhaltene Polyalkylencarbonate [Kember et al., 2011] sind Thermoplasten. Bei amorphen Thermoplasten ist eine Glastemperatur¹ von über 100°C erforderlich, bei teilkristallinen Thermoplasten ein Kristallitschmelzpunkt von über 100°C. Ausnahmen bilden Nischenanwendungen im biomedizinischen Bereich oder im Bereich bioabbaubarer Kunststoffe. Polycyclohexylencarbonat oder Polylimonenoxidcarbonat haben ausreichend hohe Glastemperaturen, sind jedoch relativ spröde. Forschungsbedarf besteht also bei der Bereitstellung von verfügbaren Polyalkylencarbonaten mit nutzbarer Glastemperatur, bevorzugt > 80°C. Damit könnte ein mengenmäßig großer Markt erschlossen werden, der eine hohe CO₂-Fixierung beinhalten könnte.

Derzeit werden aliphatische Polycarbonate auf Grund ihres rückstandsfreien Abbauverhaltens vor allem als Porenbildner in der Keramikindustrie eingesetzt.

Weitere Polymerbausteine

Isocyanate können mit CO₂ unter Ausbildung von Oxadiazintrionen reagieren [Katmatani & Fujita, 1986]. Multifunktionelle cyclische Carbonate können als Bausteine für Polymere dienen. Aus epoxidiertem Sojaöl lassen sich mit CO₂ cyclische Carbonate herstellen [Doll & Erhan, 2005]. Diese reagieren mit bifunktionellen primären oder sekundären Aminen unter Ausbildung von Urethangruppen zu einem Duomer-Netzwerk. Hier kommt es zu einer Sym-

¹ Die Glastemperatur (T_g) ist die Temperatur, bei der amorphe oder teilkristalline Polymere vom festen Zustand in den flüssigen Zustand übergehen. Sie ist für jeden Kunststoff spezifisch, so dass man Kunststoffe anhand ihrer Glasübergangstemperatur unterscheiden kann.

biose der Themen CO₂-Fixierung und nachwachsende Rohstoffe. Interessant ist, dass bei der Reaktion cyclischer Carbonate mit Aminen Urethangruppen ohne Beteiligung eines Isocyanats gebildet werden.

p-Hydroxybenzoesäure und im eingeschränkten Maß auch Salicylsäure können als Co-monomere in Polyestern oder Polycarbonat eingesetzt werden. Flüssigkristalline Polyester (LPC) können auch zu 50-80 % aus *p*-Hydroxybenzoesäure (PHB) aufgebaut werden.

Potenziell interessante Reaktionen sind die Direktcarboxylierungen von Olefinen oder nicht aktivierten Aromaten zu Acrylsäuren oder aromatischen Disäuren [Graham et al., 2007]. Die Direktcarboxylierung von Ethylen wird in der Literatur skeptisch beurteilt, die Direktcarboxylierung von Naphthalin bei geringem Umsatz wird in der Patenliteratur beschrieben [Brownscombe et al., 2001].

CO₂ kann in geringen Mengen in carboxyterminierte Telechele eingebaut werden, indem anionisch gestartete Polymerisationen, z.B. von Butadien oder Styrol, mit CO₂ abgebrochen werden. Des Weiteren ist die Herstellung von aliphatischen Oligocarbonaten aus Dimethylcarbonat und Diolen möglich.

Pharmazeutika und Feinchemikalien

Die Reaktion von Grignard-Reagenzien oder anderen Metallalkylen mit CO₂ ist eine im Laboratoriumsmaßstab seit 1906 erprobte Methode zur Herstellung von Carbonsäuren. Für die Herstellung von Chemikalien im großindustriellen Maßstab ist sie jedoch ungeeignet. Einige Wirkstoffsynthesen bedienen sich dennoch dieser Methode, so zum Beispiel bei der Herstellung von Biotin [Koop et al., 2001].

Ein weiteres Beispiel ist die Herstellung Isotopen-markierter Carbonsäuren für Metabolit-Studien oder diagnostische Verfahren [Wirz & Kueng, 1983, Yajima et al., 1996]. Hierbei wird ¹¹CO₂ oder ¹⁴CO₂ mit Grignardverbindungen wie Heptylmagnesiumchlorid oder Benzyloxymethylmagnesiumchlorid umgesetzt.

Harnstoff ist ein gängiges Ausgangsprodukt von Heterocyclensynthesen und tritt relativ häufig als Edukt für die Herstellung von Wirkstoffen auf. Die Biginelli-Reaktion dient der Herstellung pharmakologisch wirksamer Dihydropyrimidinone [Kappe, 2000].

Es handelt sich hier um eine unter milden Bedingungen ablaufende Dreikomponentenreaktion von Harnstoff, Benzaldehyden und Acetoacetaten. Die Reaktion kann auch auf Festphasen automatisiert und miniaturisiert werden, wodurch die Möglichkeit entsteht, durch Kombinatorik eine Vielzahl von Molekülen herzustellen, aus denen diejenigen mit den geforderten Eigenschaften herausgesucht werden können. Auch enantioselektive Varianten der Reaktion wurden entwickelt.

Die Bucherer-Reaktion ermöglicht die Herstellung von Hydantoinen aus Cyanhydrinen und Ammoniumcarbonat oder aus α -Aminonitrilen, Zwischenprodukten der Aminosäuresynthese nach Strecker, und CO₂ [Bucherer & Steiner, 1934]. Anwendung finden die *N,N*-Dibrom- und *N,N*-Bishydroxymethyl-Derivate des 5,5-Dimethylhydantoins als Biozide in der Schädlings-

bekämpfung. Ähnlich verläuft die Synthese von Chinazolinen aus Anthranilsäurenitril und CO_2 oft unter Einsatz von DBU (1,8-Diazabicyclo[5.4.0]undec-7-en) als Katalysator [Kikelj, 2004, Mizuno, 2002].

III.2 Zukunftsaussichten

Besonders vielversprechende Anwendungsgebiete von Harnstoff sind dessen Folgeprodukte wie Harnstoff-Formaldehyd-Harze (UF-Harze) und Melamin-Formaldehyd-Harze (MF-Harze). Sie weisen schon jetzt ein CO_2 -Fixierungspotenzial von mehreren Mio. t (bei Umstellung des Synthesegases auf CO_2 und Biogas als Rohstoffquellen) auf, das bei Erweiterung der Anwendungsgebiete auf ca. 10 Mio. t gesteigert werden könnte. CO_2 könnte, je nach Anwendung, über Jahre oder sogar Jahrzehnte fixiert werden. Darüber hinaus ist Cellulosecarbamat ebenfalls interessant, da es für Schäume oder Isolationen eingesetzt werden kann und so ebenfalls ein hohes CO_2 -Fixierungspotenzial aufweist.

Aminoplasten sind für zukünftige Anwendungen besonders interessant, da sie schon jetzt die größte Gruppe technisch verfügbarer Polymerwerkstoffe sind, deren Kohlenstoffanteil vollständig aus fixiertem CO_2 aufgebaut werden kann (Formaldehyd über Methanol, Harnstoff direkt aus CO_2). Gerade auch Composites aus Aminoplasten mit Fasern aus nachwachsenden Rohstoffen scheinen vielversprechend. Das CO_2 -Fixierungspotenzial ist aufgrund der langfristigen Anwendungen sehr hoch. Daher bilden Aminoplasten attraktive Polymersysteme, herstellbar ohne Kohlenstoff aus fossilen Quellen. POM hat das Potenzial, hinsichtlich CO_2 -Fixierung zu einem der bedeutendsten Thermoplaste zu werden.

Vielversprechend erscheint der Einsatz von Salizylsäure und *p*-Hydroxybenzoesäure in Bisphenol-A-Polycarbonaten und Polyestern als Comonomeren. LC-Polyester könnten als Hochleistungs- und Hochmodul-Polymere einen kleineren Beitrag leisten.

Ameisensäure könnte zukünftig in speziellen Anwendungen zum Betrieb von Brennstoffzellen verwendet werden. Eine Fixierung des CO_2 ist nach fertiger Technologieentwicklung möglich, da das CO_2 prinzipiell im Kreis geführt werden könnte.

Gute Zukunftsaussichten hat die Fixierung von CO_2 in der Carbonateinheit des Polymerwerkstoffs Polycarbonat, da das CO_2 für Jahre oder Jahrzehnte gebunden werden könnte. Mengemäßig hat derzeit Bisphenol-A-Polycarbonat die größte Bedeutung. Bei der Herstellung können cyclische Carbonate (Ethylencarbonat) indirekt als Überträger der Carbonateinheit eingesetzt werden.

Vielversprechend scheint der Einsatz von Dimethylcarbonat als aktives Kohlensäurederivat in Polymeranwendungen wie bei der Herstellung von Polycarbonaten und Polyurethanen.

Polyurethan-Anwendungen unter Einsatz von Polyethercarbonaten mit terminalen Hydroxylgruppen haben aufgrund ihrer hohen CO_2 -Fixierungsdauer sehr gute Zukunftsaussichten. Um aliphatische Polycarbonate als technische Thermoplaste einzusetzen, müssten weitere Vorarbeiten geleistet werden, da derzeit Gebrauchstemperatur und Zersetzungstemperatur zu niedrig liegen.

Der Reinheitsgrad des benötigten CO₂ hängt von den verwendeten Katalysatoren ab. So ist Zinkglutarat unter anderem aufgrund der hohen Einsatzmengen gegen SO₂ und H₂S-Verunreinigungen <1000ppm relativ unempfindlich. Für DMC- und Salen-Katalysatoren liegen bislang keine Literaturangaben zu den maximal erlaubten Verunreinigungen in CO₂ vor.

Im Bereich der auf Basis von CO₂ aufgebauten Polymere spielen vor allem Polyurethane und Polyester aufgrund ihrer hohen CO₂-Fixierungsdauer eine große Rolle.

IV Anorganische Stoffe

Calcit

Ein bedeutendes anorganisches Produkt, das aus CO₂ hergestellt wird ist Calcit, CaCO₃, in definierten Reinheitsgraden und Teilchengrößen [Fakeev, 2004, Tamura & Tsuge, 2006]. Es wird mit CO₂ aus Calciumhydroxid-Suspensionen oder Calciumsalzen in Gegenwart von Ammoniak gefällt. Anwendungsgebiete sind Füllstoffe für Kunststoffe, Lacke und pharmazeutische Präparate, als Glasrohstoff in reiner Form für optische Gläser oder für Lumiphore. Es findet keine CO₂-Fixierung statt, da das für die Synthese benötigte Calciumoxid durch Brennen von Kalk hergestellt wurde.

Hydrotalcid

Hydrotalcid wird aus Magnesiumoxid, CO₂ und Natriumaluminat hergestellt, wobei ein Teil des CO₂ im Produkt verbleibt [Yon et al., 2002]. Hydrotalcid wird in der Medizin als Neutralisationsmittel für Magensäure eingesetzt. Andere Anwendungen sind Katalysatoren (Aldolreaktionen, Umesterung von Polyestern, als Trägermaterial im Methan-Reforming). Hydrotalcid kann auch für die reversible Adsorption von CO₂ eingesetzt werden.

Weitere Anwendungsgebiete

Oft dient CO₂ als Fällungsmittel zur Isolierung von Metallen [Sanuki et al., 2000, Xu & Zhu, 2005]. So wird Nd(III)carbonat aus einer Lösung des Versatats in Kohlenwasserstoffen gefällt oder SrCO₃ aus einer Lösung des Chlorids in Isoamylalkohol. CO₂ kann auch als Neutralisationsmittel für Abwässer dienen, z.B. aus der Stahlindustrie, oder zur Einstellung des pH-Wertes (Papierindustrie) [Choi et al., 2002, Leigraf et al., 2002]. Ferner kann die Umsetzung von Magnesium- oder Calciumsilikaten mit CO₂ zu einer langfristigen Fixierung beitragen [Zevehoven et al., 2006, Zevehoven & Fagerlund, 2010].

V Physikalische Nutzung

Enhanced Oil Recovery / Enhanced Gas Recovery (EOR / EGR)

Seit den 80er Jahren wird CO₂ zur verbesserten Förderung von Erdöl und Erdgas (EOR: Enhanced Oil Recovery bzw. EGR: Enhanced Gas Recovery) eingesetzt. Durch die Einpressung

von CO₂ in Erdölfelder können bis zu 15 % mehr Erdöl gewonnen werden, welches die Nutzung von CO₂ wirtschaftlich attraktiv gestalten kann [Davison et al., 2001].

EOR unter Nutzung von Kohlendioxid wird seit vielen Jahren praktiziert, und es kann auf langjährige Erfahrung zurückgegriffen werden. Die Verfahren haben einen ausgereiften Stand der Technik erreicht. Im Bereich der EGR kann derzeit nicht auf Erfahrungen auf der Basis von Demonstrationsprojekten zurückgegriffen werden. Es existieren noch wenige praktische Erkenntnisse über die Vermischungsprozesse in der Gaslagerstätte von injiziertem CO₂/Erdgas und über die Notwendigkeit einer Gastrennung zur Aufbereitung des Erdgases [Radgen et al., 2006]. Theoretische Laborversuche lassen aber derzeit den Schluss zu, dass durch geeignete Injektionsvorgänge (z. B. unterschiedliche tiefe Injektions- und Förderbohrung) eine Vermischung von Erdgas und CO₂ vermieden werden kann.

Bis jetzt lag der Fokus bei der EOR/EGR auf der Maximierung der Menge an geförderten Kohlenwasserstoffen. Der Nachweis des sicheren Verbleibs des CO₂ in der Lagerstätte spielte lange Zeit keine Rolle. Eine Anpassung der Verfahren an die neuen Rahmenbedingungen ist somit zwingend notwendig. Derzeit wird im Rahmen zahlreicher Forschungsprojekte untersucht, ob das CO₂ langfristig nicht wieder an die Oberfläche und damit in die Atmosphäre gelangt. Über geeignete Mess- und Überwachungsverfahren muss geklärt werden, ob ein sicherer Einschluss gewährleistet werden kann. Diese Nachweise und Überwachungsoptionen werden sich individuell für jedes Speicherprojekt unterscheiden.

Enhanced Coal Bed Methane (ECBM)

Die Suche nach Speichermöglichkeiten in der Nähe von Emittenten, die den Transportaufwand für das abgeschiedene CO₂ minimieren würden, lässt auch Kohlelagerstätten in den Blick rücken. Seit einigen Jahren wird daher auch die Speicherung von CO₂ in Kohlelagerstätten diskutiert. Die Speicherung von CO₂ in Kohleflözen kann in die zwei Kategorien abgebaute Kohleflöze und tief gelegene, derzeit wirtschaftlich nicht abbaubare Kohleflöze unterschieden werden [Radgen et al., 2006].

Große Unsicherheiten bestehen derzeit jedoch bei der Sicherstellung der Methannutzung und Vermeidung unkontrollierter Freisetzung von Methan und CO₂ durch Strukturbrüche in den geologischen Formationen. Die unkontrollierte Freisetzung von Methan würde den klimawirksamen Effekt der Speicherung von CO₂ konterkarieren, da die Klimawirksamkeit von Methan ein Vielfaches des von Kohlendioxids aufweist.

Bei der Nutzung von stillgelegten Kohlegruben ergeben sich aufgrund der teilweise weiten Stollenverzweigung und der daraus resultierenden Schwierigkeiten bei der Abdichtung alter Schachtsysteme Probleme. Weiterhin kann der geringere Druck in der Lagerstätte zu Problemen bei der Injektion und zu strukturellen Problemen bei Überschreitung eines maximalen Druckes führen.

Im Rahmen des von der EU geförderten Projektes RECOPOL („Reduction of CO₂ Emissions by means of CO₂ Storage in Coal Seams in the Silesian Coal Basin of Poland“) wurde die sorptive Speicherung von CO₂ in Kohleflözen unter gleichzeitiger Gewinnung von Flözgas (Methan)

untersucht. Im Rahmen des Projekts wurden in einem Feldversuch im Oberschlesischen Kohlerevier ca. 700 t CO₂ in ein 1200 m tiefes Kohleflöz injiziert und seine Ausbreitung über eine benachbarte Förderbohrung verfolgt. Die Ergebnisse des mittlerweile abgeschlossenen Projektes lassen darauf schließen, dass die Option einer CO₂-Speicherung in Kohleflözen deutlich pessimistischer eingeschätzt werden muss.

Methoden für die reversible Adsorption von CO₂

Für die reversible Adsorption von CO₂ stehen eine Reihe unterschiedlicher Methoden, wie die Absorption in geeigneten Lösungsmitteln, die chemische Fixierung oder die physikalische Adsorption an der Oberfläche von Feststoffen zur Verfügung [D'Alessandro et al., 2010]. Der Übergang von reversibler Adsorption zu reversibler chemischer Fixierung ist dabei fließend.

Für die Abscheidung von CO₂ aus Gasgemischen werden vorwiegend Aminlösungen eingesetzt. Monoethanolamin und Methyldiethanolamin sind bereits etabliert. Dabei ist diskutierbar, ob nicht zum Teil die OH-Gruppe zum Carbamat umgewandelt wird, das mit der Aminogruppe Betaine bildet.

Die Amine können auch auf mesoporösen Silikaten wie SBA-15 geträgert sein. Als Amine wurden Polyethylenamin und Triethanolamin beschrieben [Liu et al., 2007, Son et al., 2008]. Die Aminogruppen können auch über chemische Bindungen mit dem anorganischen Träger verbunden sein, z.B. durch die Reaktion von Aminosilanen mit Silikaten [Hiyoshi et al., 2004]. Die Adsorption von CO₂ und Aminen wird auch in Membranen eingesetzt [Zou & Ho, 2006]. So können Membranen zur CO₂-Sequestrierung aus Polyvinylalkohol und Polyallylamin bestehen, vernetzt mit Formaldehyd.

Die bekannteste reversible chemische Fixierung beruht auf der Betainbildung von bicyclischen Amidinen, wie DBN oder DBU, mit CO₂ [Endo et al., 2004]. Auch Mischungen von Amidinen, Guaninen und Alkoholen wurden beschrieben, wie auch an Polymeren fixierte Amidine. Für technische Anwendungen bisher wenig in Betracht gezogen wurde die enzymatische Fixierung von CO₂ an Pyrrol zu Pyrrol-2-carbonsäure [Wiesner et al., 1998]. Auch diese Reaktion ist reversibel.

Komplexe organisch-anorganische Hybride können CO₂ reversibel adsorbieren. Besonders attraktiv erscheinen so genannte MOFs (metal organic frameworks), Komplexverbindungen aus Kupfer, Silber oder Nickel mit bifunktionellen Liganden, die dreidimensionale Netzwerke ausbilden und dabei auf molekularer Ebene hochporös sind [Li et al., 2011]. Aber auch mono- oder mehrkernige Komplexe mit aminischen Liganden können gute CO₂-Adsorbentien sein.

Auch anorganische Systeme zur reversiblen CO₂-Adsorption sind bekannt, wie CaO-CaCO₃ im Temperaturbereich von 700-900°C oder K₂CO₃-KHCO₃ im Temperaturbereich 150-200°C. Auch Magnesium-Aluminium-Mischoxide sind zur reversiblen CO₂-Adsorption befähigt [Fu et al., 2008]. Andere anorganische Adsorbentien für CO₂ sind MnO₂, Fe₂O₃, Calciumhydroxyapatit, Hydrotalcid, Zeolith (Na-ZSM-5) und Aktivkohle.

Einsatz in der Getränke- und Nahrungsmittelindustrie

Die wichtigste Anforderung für Anwendungen in der Getränke- und Nahrungsmittelindustrie ist die Reinheit des verwendeten Kohlendioxids. COS, H₂S und Benzol sind mögliche Verunreinigungen, für deren Nachweis automatische Sensorsysteme speziell für die Getränkeindustrie entwickelt wurden [Duran et al., 2008]. Auch für viele der unten genannten Extraktionsprozesse gelten ähnlich strikte Reinheitskriterien. Daher ist oft Gärungs-CO₂ das Mittel der Wahl und anderen CO₂-Quellen, z.B. aus Verbrennungsprozessen, vorzuziehen. Prinzipiell ist auch die Reinigung von CO₂ mit Zeolithen möglich. Anwendung findet das CO₂ für die Carbonisierung von Getränken und für die Herstellung von deoxigeniertem Wasser. Anwendungen im Grenzbereich zwischen physikalischer und chemischer Nutzung sind die Caseinfällung mit CO₂ und die Vorbehandlung von Oliven vor der Ölpressung. In beiden Fällen wirkt CO₂ als Säuerungsmittel.

Reinigungsmittel und Extraktionsmittel

Lange etabliert ist die Extraktion von Hopfen mit scCO₂ (überkritischem CO₂), bei der der Extrakt genutzt wird, um standardisierte Hopfenaromen zur Verfügung zu stellen. Ebenfalls bekannt ist die Entkoffeinierung von Kaffee. Bei einigen scCO₂-Extraktionen wird der Extrakt genutzt, in anderen der gereinigte oder von einem unerwünschten Stoff befreite Rückstand.

Einige Stoffe werden in kleinerem Umfang durch Extraktion mit scCO₂ aus pflanzlichen Rohstoffen gewonnen, wie Terpene aus Orangenöl, fette Öle und Carotin-artige Pigmente aus Sanddorn, Maisöl aus Mais, Weinaromen aus Wein oder Duftstoffe und bioaktive Stoffe aus verschiedenen Pflanzen [Awasthi & Trivedi, 1997, Wai, 2005, Theyssen, 2005].

Oft steht ein Reinigungsprozess im Vordergrund, bei der unpolare Verunreinigungen entfernt werden, wie z.B. bei der Extraktion von kontaminierten Böden oder Wellpappenkartons. Durch Komplexbildung können lipophilisierte Metallionen ebenfalls mit scCO₂ extrahiert werden, was in der Nukleartechnik zum Trennen von Metallen oder bei Abwässern zur Abtrennung von Schwermetallverunreinigungen genutzt werden kann [Erkey, 2000, Ohashi & Ohashi, 2008].

Verwendung als Imprägniermittel

Die Imprägnierung von Holz, Leder oder Textilfasern mit Fungiziden, anderen Biociden oder Hydrophobierungsmitteln ist die häufigste Anwendung, jedoch kann Holz auch mit organischen Farbstoffen (für eine durchgehende Einfärbung, z.B. mit Solvent Blue 35) oder Monomeren (für die Herstellung von Holz-Polymer-Composits) beladen werden [Kang et al., 2005, Lucas et al., 2007].

Auch für katalytische Prozesse kann die scCO₂-Imprägnierung eingesetzt werden. So kann man Aerogele und andere Träger mit komplexierten Metallionen imprägnieren, z.B. Silica-Aerogele mit Ruthenium-Sandwichkomplexen für den Fischer-Tropsch-Prozess [Wakayama & Fukushima, 2006]. Für die Kohleverflüssigung kann Kohle selbst als Träger mit Molybdän-

hexacarbonyl imprägniert werden. Magnetische Aerogele sind durch Imprägnierung mit Eisen und Nickel Acetylacetonaten zugänglich. Platin lässt sich ebenfalls als Acetylacetonat in Silica-Aerogele einbringen. Nanoporöse Gläser können mit metallorganischen Prekursoren des Kupfers oder Erbiums beladen werden, wobei durch anschließendes Erhitzen die Metallionen in das anorganische Netzwerk eingebaut werden [Bagratashvili et al., 2004].

Beschrieben wurde auch die Modifikation von Beton mit Monomeren, die anschließend polymerisiert werden. Sehr interessant sind Polymere als Matrices. Sie können mit Monomeren beladen werden, um durch anschließende Polymerisation semi-IPNs (interpenetrating polymer networks) herzustellen. Styrol-Divinylbenzol-Gemische oder N-Cyclohexylmaleinimid-Styrol-Gemische können in Matrices wie PE eingebracht werden, um Materialeigenschaften (Wärmeformbeständigkeit) zu verbessern [Sun et al., 2004]. Die Standfestigkeit von Nafionmembranen für Brennstoffzellen kann ebenfalls durch Imprägnierung mit Styrol-DVB und anschließender Vernetzung durch radikalische Polymerisation verbessert werden [Sauk et al., 2004]. Auch Prekursoren für anorganische Netzwerke, wie Kieselsäureester oder Orthotitansäureester können in Polymere eingebracht werden, wobei organisch-anorganische Misch-IPNs resultieren.

Mit Schmierstoffen können Polymere, wie z.B. POM (Polyoxymethylen), durch scCO_2 -Imprägnierung ebenfalls beladen werden. Interessant ist auch die Imprägnierung einer Polymermatrix, z.B. Polyurethanschaum, mit Monomeren für leitfähige Polymere, wie z.B. Pyrrol, und anschließender in situ-Polymerisation zu leitfähigen Composites [Tang et al., 2003]. Häufig beschrieben wird die Imprägnierung von Polymeren mit pharmakologischen Wirkstoffen, wobei in den meisten Fällen die darauf folgende kontrollierte Wirkstoffabgabe (controlled release) im Mittelpunkt steht [Braga et al., 2008, Manna et al., 2007].

Inertgas

Die größte Anwendung ist die Verwendung von CO_2 für die Lagerung von Obst und Gemüse unter CA-(controlled atmosphere)-Bedingung [Nicolai et al., 2005]. Es handelt sich hierbei um die Lagerung in einer sauerstoffabgereicherten und CO_2 -angereicherten Atmosphäre, um Atmungsprozesse zu verlangsamen und dadurch die Haltbarkeit zu erhöhen. Nachreifung (unter Berücksichtigung des Reifungshormons Ethylen), Aromaerhalt und Erhalt wichtiger Inhaltsstoffe (Vitamine) spielen bei Untersuchungen über die Lagerung von Obst und Gemüse unter CA-Bedingungen eine große Rolle. Auch Kohlenmonoxid kann als Atmungsgift der CA zugesetzt werden, was einen großen Einfluss auf Atmung und Ethylenproduktion hat. Gelegentlich wird Trockeneis als Kühlmittel eingesetzt.

Weit verbreitet ist die Anwendung in Feuerlöschern, bei der CO_2 gewissermaßen ein Inertgas ist. Dagegen hat sich CO_2 als Inertgas bei chemischen Prozessen kaum durchgesetzt, da es mit vielen metallorganischen Verbindungen und funktionellen Gruppen, wie Isocyanaten, chemisch reagiert. Auch als Neutralisationsmittel für starke Basen wird CO_2 bisweilen eingesetzt. Als oxidatives Reaktivgas wird CO_2 als Zusatz zu Argon beim Plasma- oder Lichtbogen-schweißen eingesetzt.

Potenzial als Lösungsmittel und Substitution von VOC

In der Lackindustrie gibt es verschiedene Möglichkeiten, die Emission von flüchtigen, organischen Verbindungen (VOC) zu reduzieren. Wasser als Lösungsmittel erfordert eine tiefgreifende Veränderung der Lackharze durch hydrophilisierende Gruppen, was anschließend die Lackeigenschaften nachteilig beeinflussen kann.

High solids, also Lösungen in möglichst wenig organischen Lösungsmitteln, vorzugsweise in Reaktivverdünnern, erfordern niedrige Molmassen der Lackharze, was negative Eigenschaften auf die Elastizität der Beschichtungen haben kann.

Pulverlacke erfordern eine andersartige Applikationstechnik. Durch Sprühen applizierte Lacke können durch den (teilweisen) Ersatz von Lösungsmitteln durch Kohlendioxid zu low-VOC-Lacken modifiziert werden. Dabei kann das Lackharz weitgehend unverändert bleiben, so dass die guten Eigenschaften der Lösungsmittel-basierten Lacksysteme erhalten bleiben. Schellack ist als Bioprodukt ein Lackharz, das besonders für Anwendungen in den Bereichen Lebensmittel- und Pharmaindustrie geeignet ist. Es lässt sich als Sprühlack aus Ethanol-CO₂-Mischungen applizieren.

Für Nitrocellulose hat Union Carbide den UNICARB-Prozess entwickelt, bei dem große Mengen der Lösungsmittel durch CO₂ ersetzt werden. Aber auch für andere Lackharze ist CO₂ als Solvens interessant. Vorteilhaft ist dabei, dass scCO₂ die Viskosität der Lacklösungen stark vermindert, die Tröpfchen eine engere Größenverteilung und eine parabolische Form haben und kleiner sind.

Nicht nur scCO₂ sondern auch flüssiges CO₂ ist für Sprühlacke in vielen Fällen interessant. Sowohl flüssiges Kohlendioxid als auch Ethanol sind Nichtlöser für viele Lackharze wie Polystyrol-MMA-Glycidylmethacrylat-Copolymere. Die Löslichkeit ist in Mischungen der beiden sehr gut. Beim Versprühen bilden sich Pulverteilchen. Man spricht auch von einem RESS-N- (rapid expansion from supercritical solvent with nonsolvent)-Prozess [Hay & Khan, 2002].

VI Beurteilung besonders innovativer Lösungsansätze

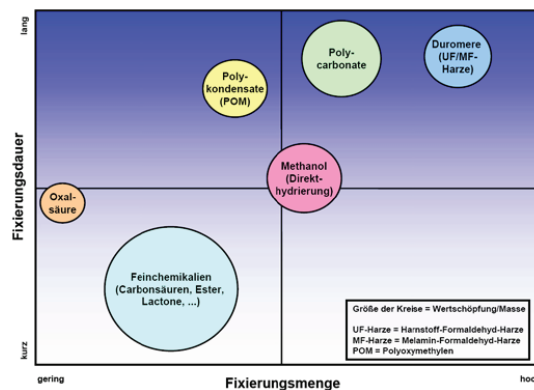
Über die heutige stoffliche Nutzung von CO₂ hinaus gibt es viele innovative Ideen und Lösungsansätze, wie CO₂ in Zukunft als C1-Quelle verwendet werden könnte. Dabei unterscheidet man den direkten Einbau von CO₂ in Produkte sowie die dazu benötigten Technologien.

VI.1 Stoffliche CO₂-Nutzung und innovative Produkte

Gerade im Bereich der Produkte aus CO₂ gibt es eine Vielzahl möglicher Lösungsansätze. Die im Folgenden vorgestellten Produkte (Abbildung 5) erscheinen aus heutiger Sicht am vielversprechendsten.

Die Abschätzungen von CO₂-Fixierungsmenge und -dauer sowie die Auswahl der Produkte sind rein qualitativ und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Abbildung 5: Qualitative Abschätzung von Potenzialen ausgewählter Produkte



Quelle: eigene Darstellung

ITMC 2012

Polymere aus technisch fixiertem CO₂ (Duomere, Polycarbonate, Polykondensate)

Am vielversprechendsten scheint derzeit der Einbau von CO₂ in Polymere [Mueller, 2008]. Hier sind besonders solche Polymere attraktiv, die bereits jetzt einen Markt im Bereich von Hunderttausenden bis Millionen Tonnen haben und bei denen die Umstellung der C1-Quelle auf fixiertes CO₂ genügt, um weitgehend aus technisch fixiertem CO₂ bestehende Werkstoffe aufzubauen.

Duomere, vor allem Harnstoff-Formaldehyd-Harze (UF-Harze) und Melamin-Formaldehyd-Harze (MF-Harze), haben von den bereits etablierten Polymeren das höchste Potenzial zur CO₂-Fixierung. Die Jahresproduktion beträgt mehrere Mio. Tonnen und der Kohlenstoff kann in bestehenden Prozessen durch fixiertes CO₂ bereitgestellt werden. Einsatzgebiete könnten zum Beispiel Holzwerkstoffe und Isolatoren in der Elektrik (Steckdosen, Schalter) sein. Neben der Speicherung von fixiertem CO₂ könnte die verstärkte Anwendung im Bereich der Wärmedämmung zu einer erheblichen Reduktion der Emissionen durch Energieeinsparung führen.

Polyethercarbonate, die fixiertes CO₂ über Direkteinbau oder Umesterung von Diolen mit Dimethylcarbonat enthalten können, sowie die daraus resultierenden Polyurethane bieten ebenfalls vielfältige Einsatzmöglichkeiten. Sie ermöglichen alle für Polyurethan typischen Anwendungen wie zum Beispiel thermoplastische Polyurethane (TPU), Schäume, Elastomere, Lacke, Schlagzähmodifikatoren, Klebstoffe oder Dichtstoffe. Generell ist eine 1:1-Substitution bestehender Produkte aufgrund der gegenüber Polyethern erhöhten Glas-temperatur jedoch nicht problemlos möglich.

Für Nischenanwendungen könnten alternierende Copolymere aus Epoxiden und CO₂ interessant werden. Im Gegensatz zu den meisten Wegen, CO₂ in Polymere einzubauen, setzt die alternierende Copolymerisation von Epoxiden mit CO₂ keine Reduktion des CO₂ zu Oxalsäure

oder Formaldehyd voraus. Mögliche Produkte sind Polyalkylencarbonate oder Polyethercarbonate.

p-Hydroxybenzoesäure könnte als Co-Monomer in Polyethylenterephthalat, Polybutylenterephthalat oder Polycarbonat eingesetzt werden. Wegen der großen Produktionsmengen dieser Kunststoffe (im Mio. Tonnen-Bereich) bestünde hier großes Potenzial zur CO₂-Fixierung.

Das Polykondensat Polyoxymethylen (POM) ist ein Engineering-Thermoplast, der aus CO₂ über das Zwischenprodukt Formaldehyd hergestellt werden könnte. POM könnte in den Bereich der Polyolefine eindringen und Polypropylen und Polyethylen substituieren. Die technischen Probleme blieben bei einer Teilsubstitution im Rahmen. Mehrkosten, z.B. gegenüber Polypropylen, könnten durch höhere Qualität, längere Haltbarkeit und bessere mechanische Eigenschaften kompensiert werden. Somit hätte Polyoxymethylen ein Millionen-Tonnen-Potenzial.

Insgesamt werden heute pro Jahr ca. 200 Mio. t Kunststoffe produziert. Wenn davon nur ca. 10 % durch Materialien aus technisch fixiertem CO₂ ersetzt werden könnten, entspräche dies bei einer Einbaurate von 20 Gewichtsprozenten der Fixierung von ca. 4 Mio t CO₂ pro Jahr.²

Aufgrund der zu erwartenden Eigenschaften der aus CO₂ ausbaubaren Polymere sind weiteres Marktwachstum sowie vermehrte Anwendungen möglich. Für jedes Produkt müsste jedoch eine umfassende Energie- und CO₂-Bilanzierung vorgenommen werden. Für eine CO₂-Bilanz würde sich für die Herstellung von Polymeren auf Basis von CO₂ der Einsatz von Energie aus nicht-fossilen Quellen auswirken.

Feinchemikalien

Die Verwendung von CO₂ als Basis zur Synthese von Feinchemikalien dient hauptsächlich der Herstellung von Wirkstoffen (auch als technische Additive). Ein limitierender Faktor ist dabei die bereits vorgegebene Struktur. Die Synthese muss sich daher dem Zweck unterordnen, diese Zielstruktur zu erreichen. Der Einsatz von CO₂ sollte sich zwanglos aus den Erfordernissen der Zielstruktur ergeben.

In diesem Bereich sind unterschiedliche Produkte denkbar, so zum Beispiel Carbonsäuren, Ester, Lactone und Heterocyclen. Abgesehen von Anwendungen im Polymerbereich (Antioxidantien, Lichtschutzmittel, Weichmacher, Entformungsmittel) sind die Fixierungsdauer und meist auch die Fixierungsmenge allerdings begrenzt. Allenfalls für Polymerweichmacher könnten monomere oder oligomere Carbonat- oder Oxalatester forciert werden, um technisch fixiertes CO₂ einzusetzen. Bei erfolgreicher Herstellung von Feinchemikalien ist allerdings eine hohe Wertschöpfung möglich.

² Dies entspräche etwa der jährlichen CO₂-Emission eines modernen Kohlekraftwerks.

Herstellung von Methanol durch Direkthydrierung von CO₂

Die Herstellung von Methanol ist der potenziell wichtigste Zugang zur nicht-fossilen C1-Chemie. Angesichts der CO₂-Bilanz ist aber Voraussetzung, dass Wasserstoff aus nicht-fossilen Quellen zur Verfügung steht. Der Einbau von Folgeprodukten von Methanol im Bereich der Polymerchemie verspricht lange Fixierdauern und große Fixierungsmengen. Wichtigstes Folgeprodukt aus Methanol für die Polymerchemie (POM, Duromere) ist Formaldehyd, der durch eine exotherme Oxidation von Methanol zugänglich ist.

Ferner kann Methanol zu Synthesegas umgesetzt werden. Das ermöglicht den Zugang zu vielen Produkten der organischen Chemie. Neben dem Dryreforming von Biogas ist die Synthesegas-Herstellung eine gute Alternative, wenn man auf fossile C-Quellen verzichten will.

Oxalsäure

Oxalsäure ist in vielen Pflanzen enthalten (Rhabarber, Kakao, Spinat, Rote Rüben, Sauerampfer, Sauerklee). Sie wird technisch als Rostentferner, Bleichmittel und als Hilfsmittel in Eloxyalverfahren (elektrochemische Passivierung) verwendet. Der Diethylester oder andere Ester dienen als Zwischenprodukte zur Herstellung von pharmazeutischen Wirkstoffen und Pflanzenschutzmitteln. Die Fixierungsdauer sowie die Menge (ca. 140 t/a) dieser Anwendungen sind jedoch nur sehr gering.

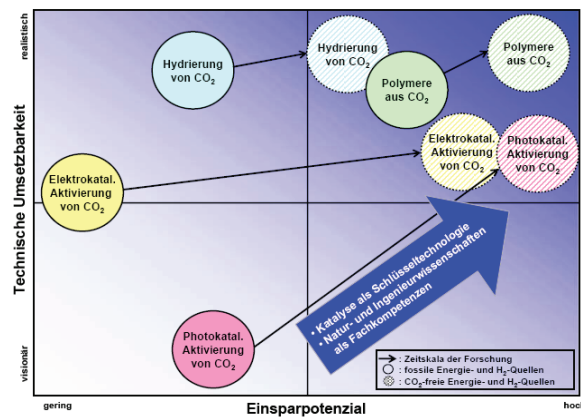
Oxalsäure wird heute durch Erhitzen von Natriumformiat hergestellt, wobei unter Wasserstoffentwicklung Natriumoxalat entsteht. Falls der hierbei entstehende Wasserstoff nicht genutzt werden kann, werden bei dieser Reaktion allerdings Reduktionsäquivalente verschenkt.

Oxalsäure benötigt, ausgehend von CO₂, verhältnismäßig wenige Reduktionsäquivalente zu seiner Herstellung. Prinzipiell könnte Oxalsäure also einen guten Einstieg in die organische CO₂-Chemie bieten und würde eine Ergänzung zu anderen Wegen in die nicht-fossile C2-Chemie darstellen. Zur genauen Beurteilung der Sinnhaftigkeit dieses Ansatzes müssten allerdings die Energiebilanzen des Gesamtprozesses zur Herstellung von Oxalsäure erstellt und in Betracht gezogen werden.

VI.2 Innovative Technologien zur stofflichen CO₂-Nutzung

Zur Herstellung der Produkte, die bei der Nutzung von CO₂ als C1-Quelle in Zukunft eine Rolle spielen könnten, werden innovative Technologien benötigt. Derzeit werden bevorzugt vier interessante Technologien diskutiert: Der Einbau von CO₂ in Polymere, die Hydrierung von CO₂, die elektrokatalytische Aktivierung von CO₂ sowie die photokatalytische Aktivierung von CO₂. Abbildung 6 enthält eine qualitative Einschätzung der vier Technologierouten hinsichtlich des zeitlichen Bedarfs für die Realisierung dieser Techniken sowie des von ihnen ausgehenden Forschungsbedarfs.

Abbildung 6: Qualitative Abschätzung von Potenzialen ausgewählter Technologien zur stofflichen CO₂-Nutzung



Quelle: eigene Darstellung [Peters et al., 2011]

ITMC 2012

Polymere aus CO₂

Die meisten Wege, CO₂ in Polymere einzubauen, setzen eine CO₂-Reduktion zu Oxalsäure oder Formaldehyd voraus. Eine Ausnahme ist die alternierende Copolymerisation von Epoxiden mit CO₂, die zu Polyalkylencarbonaten oder zu Polyethercarbonaten führt. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Herstellung der Epoxide ebenfalls Energie erfordert und CO₂-Emissionen nach sich zieht.

Ethylenoxid wird durch Oxidation von Ethylen hergestellt, welches prinzipiell durch Eliminierung von Bioethanol zugänglich ist. Die Oxidation zum Epoxid kann direkt in einer exothermen Reaktion mit Luft erfolgen. Andere Olefine aus nachwachsenden Rohstoffen, z.B. Limonen, könnten ebenfalls interessant sein. Allerdings fixieren Epoxide mit hoher Molmasse naturgemäß weniger CO₂ bei der Copolymerisation.

CO₂-Hydrierung

Die Hydrierung von CO₂ stellt eine weitere innovative Technologie zur stofflichen Nutzung von CO₂ dar [Leitner, 1995]. Voraussetzung für eine signifikante Reduktion der CO₂-Emissionen bei dieser Art der CO₂-Nutzung ist die Bereitstellung von Wasserstoff aus nicht fossilen Quellen.

Mit Wasserstoff aus nicht-fossilen Quellen gäbe es dann verschiedene Ansätze zur CO₂-Fixierung, so zum Beispiel die Herstellung von Ameisensäure [Hutschka et al., 1995, Wesselbaum et al., 2012, Hutschka et al., 1997] und CO. Die Methanol-Produktion wäre ebenfalls eine interessante und wirtschaftlich relevante Möglichkeit der CO₂-Fixierung. Bei anschließender Verwendung von Methanol als Ausgangsstoff für die Herstellung von Formaldehyd anstelle von fossilen Rohstoffen könnte der Markt CO₂-haltiger Polymere nachhaltig vergrößert werden.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, aus Wasserstoff und CO_2 entsprechend der katalytisch geführten Sabatier-Reaktion synthetisches Methan herzustellen [Stern, 2009, Bajohr et al., 2011]. Die Reaktion ist eine Kombination aus mehreren ablaufenden Einzelreaktionen (Wassergas-Shift Reaktion, Umwandlung von CO und H_2 zu CH_4). Übliche Katalysatoren sind Nickel oder Ruthenium [Bajohr et al., 2011]. Insbesondere vor dem Hintergrund zukünftiger Stromüberschüsse aus der Windkraft- und Photovoltaikverstromung, deren Einspeisung stromnetzseitigen Restriktionen unterliegt, wird eine Wasserstoffproduktion über eine Elektrolyse mit anschließender Methanisierung als technische Option für möglich gehalten. Die Vorteile dieser Möglichkeit bestehen nicht so sehr in der CO_2 -Bilanz, sondern sind eher energiewirtschaftlicher Natur. So lässt sich über die direkte Einspeisung von Wasserstoff oder synthetischem Erdgas in das Erdgasnetz eine indirekte Speicherung von größeren Strommengen (auch häufig als „Power to Gas“ bezeichnet) über einen längeren Zeitraum bewerkstelligen, was mit herkömmlichen Stromspeichern (z.B. Batterien) derzeit nicht möglich ist.

Elektrochemische Aktivierung von CO_2

Methoden zur elektrochemischen Reduktion von CO_2 werden schon seit langem untersucht. Es werden verschiedene Produkte beschrieben, wie zum Beispiel CO , Ameisensäure, Methan, Methanol, Ethan, Ethylen, Ethanol, Aceton, Kohlenwasserstoffe sowie Wasserstoff als unerwünschtes Nebenprodukt.

Um ausreichende Elektronenübertragung zu garantieren, wurden bislang im Labor in der Reduktion von CO_2 zu C1-Molekülen Edelmetallkathoden verwendet, an die hohe Überspannungen angelegt wurden [Ausfelder & Bazzanella, 2008]. Bereits im Jahre 1981 wurde die Herstellung von Oxalsäure berichtet [Fischer et al., 1981].

Heutige Elektrokatalysatoren sind jedoch entweder ineffizient zur Herstellung höherenergetischer Produkte oder sie benötigen ein zusätzliches Opfermolekül als Elektronendonator (zum Beispiel Alkohole, Amine oder Sulfid) [Ausfelder & Bazzanella, 2008]. Eine großindustrielle Realisierung der elektrochemischen CO_2 -Reduktion wird daher kurzfristig nicht erwartet.

Photokatalytische Aktivierung von CO_2

Attraktiv erscheint die direkte Photoreduktion von CO_2 zu CO , Methan, anderen Kohlenwasserstoffen oder Methanol. Es gibt verschiedene Arten von möglichen Photokatalysatoren für diese Reaktion, zum Beispiel Titandioxid-basierte Systeme [Kitano et al., 2007], Indiumtantalat und Platinmetallkomplexe.

Titanoxid- (TiO_2) -basierte Systeme verwenden meist die photokatalytisch aktivere Modifikation des Anatas, die auch bei Fällungs- oder Sol-Gel-Prozessen bevorzugt entsteht [Koci et al., 2009]. Die Hauptprodukte sind Kohlenwasserstoffe, neben Methanol hauptsächlich Methan. Da die Bandlücke des Anatas 3,2 eV beträgt, spricht TiO_2 bevorzugt auf nahes UV-Licht an. Wenn auch die Anteile an sichtbarem Licht genutzt werden sollen, bietet sich eine Dotierung mit Kupfer, Eisen oder Silber an. In der Literatur ist ein Photoreaktor beschrieben, dessen Lichtwellenleiter mit Cu/Fe-dotiertem TiO_2 beschichtet wurden [Nguyen & Jeffrey,

2008]. Dabei wurde für die Produkte Methan und Ethylen eine Gesamtenergie-Effizienz von 0,04 % bestimmt.

Ein anderer photoaktiver Halbleiter außer TiO_2 ist Indiumtantalat (InTaO_4) [Chen et al., 2008]. Das Produktspektrum ähnelt dem des Titandioxids, wobei jedoch Methanol überwiegt. Die Methanolselektivität kann noch durch Zugabe von Enzymen wie Methanoldehydrogenase (MDH) gesteigert werden [Veeramalu & Mainardi, 2008].

Eine völlig andere Photokatalysatorklasse sind Komplexe von Dipyridin-Liganden mit Platinmetallen, vorzugsweise Ruthenium (Ru(II)) oder Rhenium (Re(I)) [Takeda et al., 2008]. Vorzugsweise wird bei der Photoreduktion von CO_2 Kohlenmonoxid gebildet, wobei oft Wasserstoff als Nebenprodukt auftritt. Besonders leistungsfähige Katalysatoren dieser Art sind heterotrimetallische Komplexe mit tripodalen, Bipyridin-tragenden Einheiten, die gleichzeitig Re(I) und Ru(II) als Metallionen enthalten [Bian et al., 2009].

Zur photokatalytischen Reduktion sind in der Literatur erste Ansätze beschrieben, aber es besteht noch erheblicher Entwicklungsbedarf [Osterloh, 2008]. Eine kurz- und mittelfristige technische Umsetzung scheint schwer möglich. Vielmehr sind Erfolge, die den Weg zu einer industriell realisierbaren Anwendung bahnen, erst langfristig zu erwarten.

Prohibitiv ist bisher die geringe Energieeffizienz. Die Photoreduktion von CO_2 müsste sich an der Reduktion von CO_2 mit Wasserstoff zu Methanol oder Kohlenwasserstoffen (Fischer-Tropsch) messen lassen. Dieser Wasserstoff kann durch Elektrolyse von Wasser mit Strom aus regenerativen Quellen oder perspektivisch durch Wasserphotolyse bereitgestellt werden.

VII Fazit

Der gegenwärtige Beitrag der industriellen Nutzung von CO_2 zum Klimaschutz ist mengenmäßig von geringer Bedeutung. Während weltweit derzeit gut 31 Mrd. t CO_2 emittiert werden, beträgt die industrielle Nutzung von CO_2 etwa 130 Mio. t. Bisherige Nutzungen von CO_2 für organisch-chemische und anorganische Verwendungen basieren zudem überwiegend auf industriellen Quellen, bei denen CO_2 als Kuppelprodukt bzw. Emission anfällt. Die Nutzung von CO_2 gewinnt aus industriepolitischer Perspektive an Bedeutung, da CO_2 als kostengünstiger Rohstoff verwendet werden kann, der bei größerem Mengenbedarf auch aus CCS-Quellen stammen kann. Es existieren viele Möglichkeiten der CO_2 -Nutzung, die hinsichtlich ihrer Klimarelevanz sowie ihrer Wertschöpfungspotenziale im Detail zu analysieren sind. Angesichts der auch zukünftig steigenden weltweiten CO_2 -Emissionen ist davon auszugehen, dass die Nutzung von CO_2 keine Alternative zur CO_2 -Speicherung darstellt. Allerdings ist das nicht zu vernachlässigende Wertschöpfungspotenzial einiger vielversprechender CO_2 -Nutzungsarten zu sehen.

Die Klimaschutzrelevanz einer industriepolitisch motivierten Nutzung von CO_2 hängt aber neben der reinen Menge von der Dauer der CO_2 -Fixierung ab. Das Fixierungspotenzial ist je nach Verwendung von CO_2 sehr unterschiedlich und ergibt sich aus der Kombination von kleiner bis großer Menge und kurzer bis langer Fixierungsdauer. Gleichzeitig gilt zu beachten,

ob bei der Aktivierung und Verwendung von CO₂ weiterer Ressourcenbedarf oder energetischer Bedarf entsteht, der die CO₂-Bilanz beeinträchtigt. Zusätzlich gilt zu klären, ob bei Nutzung von CO₂ aus CCS-Quellen eine andere Quelle substituiert wird, bei der eine geologische Speicherung unterbleibt. Für die Analyse der vollständigen Energie- und CO₂-Bilanz bietet sich hier die Methode des Life Cycle Assessments an, ein Ansatz, der zur Bewertung von Umweltwirkungen von Prozessen bzw. Produkten etabliert ist. Allerdings kann eine Aussage praktisch nur separat für jede einzelne Verwendung von CO₂ getroffen werden.

So kann bei der Herstellung eines Energieträgers (z.B. Methanol, synthetisches Methan) zwar eine große Menge CO₂ fixiert werden, allerdings ist die Fixierungsdauer gering. Feinchemikalien ermöglichen bei Ihrer Herstellung die Speicherung einer kleinen Menge CO₂, können aber unter Umständen eine lange Fixierungsdauer aufweisen. In beiden Fällen ist die Klimaschutzrelevanz eher gering. Polymere können bei Ihrer Herstellung potenziell viel CO₂ speichern und dieses dann auch lange fixieren. Das Potenzial für den Klimaschutz ist hier eher hoch.

Bereits bei einer qualitativen Analyse der Energiebilanz wird deutlich, dass das Potenzial zur Reduktion von CO₂-Emissionen sehr stark von der Bereitstellung der energiereichen Reaktionspartner (z.B. Wasserstoff, Epoxide) und der Prozessenergie (zum Beispiel Elektrochemie, Photochemie) abhängt. Diese Aspekte sind daher für eine ganzheitliche Betrachtung hinsichtlich Klimarelevanz von erheblicher Bedeutung. Die Erstellung von Energie- und CO₂-Bilanzen für die einzelnen Möglichkeiten der CO₂-Nutzung ist Voraussetzung für die detaillierte Bewertung von CO₂-Nutzungsverfahren sowie von Produkten. Bei der Bewertung von Nutzungsstrategien sollte darüber hinaus die zu erwartende Wertschöpfung als positiver Impulsgeber berücksichtigt werden.

Zudem kann das wirtschaftliche Potenzial für chemische Verwendungen sehr unterschiedlich sein. Vergleicht man Fixierungsmengen, so kann bei der Herstellung von Harnstoff potenziell mehr CO₂ gespeichert werden als bei der Herstellung von Salizylsäure. Salizylsäure in Polycarbonaten hat eine höhere Fixierungsdauer als Salizylsäure in Aspirin. Legt man allerdings das Kriterium der Wertschöpfung zugrunde, ist diese von Salizylsäure in Aspirin am höchsten.

Eine Reihe von innovativen Technologien befindet sich an der Schwelle zur Umsetzung. Die Bildung von Carbonaten und Polycarbonaten aus CO₂ erlaubt einen unmittelbaren Zugang zu umfangreichen Märkten im Chemie- und Kunststoffsektor. Besonders attraktiv ist hierbei der Aspekt, dass CO₂ als Synthesebaustein praktisch unbegrenzt zur Verfügung steht. Für die technische Realisierung CO₂-basierter Prozesse ist der Einsatz von Katalysatoren notwendig. In den 90er Jahren und in jüngster Zeit wurden sowohl im akademischen als auch im industriellen Umfeld erhebliche Fortschritte im Bereich der Katalysatorforschung gemacht.

Die Hydrierung von CO₂ zu wichtigen chemischen Produkten wie Methanol oder Ameisensäure und ihren Derivaten ist intensiv untersucht und Katalysatorsysteme für die in der Regel exothermen Reaktionen sind prinzipiell bekannt. Allerdings besteht erheblicher Forschungsbedarf an der Schnittstelle zwischen Chemie und Ingenieurwissenschaften. Auch die Rever-

se Water Gas Shift-Reaktion (RWGS) ist im Prinzip eine denkbare Option für einen Einstieg in die chemische Wertschöpfungskette.

Für die Kopplung von Kohlendioxid mit ungesättigten Substraten wie Butadien oder Acetylen existieren eine Reihe aktiver Katalysatoren. Mit Ausnahme bestimmter Telomerisierungsreaktionen (Kurarayi-Verfahren) gibt es für die entstehenden Produkte jedoch keinen offensichtlichen Markt, so dass eine wirtschaftliche Verwertung sowohl die Herstellung als auch die Produktentwicklung beinhalten müsste.

Die direkte Carboxylierung von Kohlenwasserstoffen durch formale Insertion von CO₂ in die C-H Bindung von Alkanen, Aromaten oder Olefinen zählt zu den „dream reactions“ der modernen Katalysatorforschung und würde einen eleganten Weg zur Herstellung von Feinchemikalien eröffnen. U.a. sind auf diese Weise die Umwandlungen von Methan und CO₂ zu Essigsäure, von Benzol und CO₂ zu Benzoesäure und von Ethylen und CO₂ zu Acrylsäure denkbar. Obwohl die Prozesse in vielen Fällen thermodynamisch prinzipiell möglich sind und z.B. die metallorganische Grundlagenforschung wichtige Hinweise zur Möglichkeit katalytischer Kreisläufe gibt, existieren derzeit keine effizienten Lösungen für dieses Problem.

Die elektro- und insbesondere photokatalytische Reduktion von CO₂ wäre grundsätzlich die eleganteste Form der Kohlendioxid-Nutzung, da sie die Syntheseleistung der Natur in der Photosynthese imitiert. Sowohl heterogene (v.a. auf Basis von TiO₂ als Photosensitizer) als auch homogene (v.a. auf Basis von Ruthenium und Rhenium-Bipyridyl-Komplexen) Katalysatoren wurden und werden intensiv erforscht. Bisherige Systeme erfordern aber noch erhebliche Verbesserungen, bevor eine technisch verwertbare Effizienz erreicht wird.

Vor dem Hintergrund der Klimagasreduktion sind die potentiellen CO₂-Nutzungsarten hinsichtlich Fixierungsdauer und -menge detailliert zu untersuchen. Unter Berücksichtigung aller Verfahrensschritte zur Herstellung sowie einschließlich vorgelagerter Ketten und möglicher Substitution von CO₂ aus anderen Quellen ist produktbezogen eine Energie- und CO₂-Bilanz zu erstellen, mit der eine mögliche Klimagasreduktion über den gesamten Zyklus gezeigt werden kann. Die Bewertung von Wertschöpfungspotenzialen erfordert eine detaillierte produktbezogene Marktanalyse, die auch mögliche Substitutionseffekte in den Blick nimmt.

VIII Literatur

- ALMOG, J., KLEIN, A., SOKOL, A., SASSON, Y., SONENFELD, D. & TAMIRI, T. (2006) Urea nitrate and nitrourea: Powerful and regioselective aromatic nitration agents. *Tetrahedron Letters*, 47, 8651-8652.
- ALTHAUS, H.-J., HISCHIER, R., OSSES, M., PRIMAS, A., HELLWEG, S., JUNGBLUTH, N. & CHUDACOFF, M. (2007) *Life cycle inventories of chemicals*. Dübendorf.
- ARESTA, M. & DIBENEDETTO, A. (2007) Utilization of CO₂ as chemical feedstock: Opportunities and challenges. *Dalton Transactions*, 28, 2975-2992.
- AUSFELDER, F. & BAZZANELLA, A. (2008) *Verwertung und Speicherung von CO₂*. DECHEMA, Frankfurt.
- AWASTHI, A. & TRIVEDI, R. K. (1997) A review on supercritical carbon dioxide extraction of natural products. *Chemical Engineering World*, 32, 65-71.

- BAGRATASHVILI, V. N., BOGOMOLOVA, L. D. & GERASIMOVA, V. I. (2004) Doping of nanoporous glasses by supercritical fluid impregnation of b-diketonate Cu. *Journal of Non-Crystalline Solids*, 345 + 346, 256-259.
- BAJOHR, S., GÖTZ, M., GRAF, F. & ORTLOFF, F. (2011) Speicherung von regenerativ erzeugter elektrischer Energie in der Erdgasinfrastruktur. *gwf-Gas*, April, 200-210.
- BAZZANELLA, A., KRÄMER, D. & PETERS, M. (2010) CO₂ als Rohstoff. *Nachrichten aus der Chemie*, 58:12, 1226-1230.
- BIAN, Z. J., SUMI, K., FURUE, M. & SATO, S. (2009) Synthesis and properties of a novel tripodal bipyridyl ligand tb-carbinol and its Ru(II)RE(II) trimetallic complexes: Investigation of multimetallic artificial systems for photocatalytic CO₂ reduction. *Dalton Transactions*, 6, 983-993.
- BODDIEN, A., LOGES, B., GÄRTNER, F., TORBORG, C., FUMINO, K., JUNGE, H., LUDWIG, R. & BELLER, M. (2010) Iron-catalyzed hydrogen production from formic acid. *J Am Chem Soc*, 132:26, 8924-34.
- BODDIEN, A., MELLMANN, D., GÄRTNER, F., JACKSTELL, R., JUNGE, H., DYSON, P. J., LAURENCZY, G., LUDWIG, R. & BELLER, M. (2011) Efficient dehydrogenation of formic acid using an iron catalyst. *Science*, 333 6050 1733-1736.
- BRAGA, M. E., VAZ PATO, M. T. & COSTA SILVA, H. S. (2008) Supercritical solvent impregnation of ophthalmic drugs on chitosan derivatives. *Journal of Supercritical Fluids*, 44, 245-257.
- BROWNSCOMBE, T. E., VAPORCIYAN, G. G. & PFREHM, S. F. O. (2001) Carboxylation of hydrocarbons to terephthalic acid or naphthalenedicarboxylic acid. Patent WO 2001016072.
- BUCHERER, H. T. & STEINER, W. (1934) Synthesis of hydantoins. Reactions of α -hydroxy and α -amino nitriles. *Journal für Praktische Chemie*, 140, 291-316.
- CENTI, G., IAQUANIELLO, G. & PERATHONER, S. (2011) Can we afford to waste carbon dioxide? Carbon dioxide as a valuable source of carbon for the production of light olefins. *ChemSusChem*, 4, 1265 - 1273.
- CHEN, H. C., CHOU, H. C., WU, J. C. & LIN, H. Y. (2008) Sol-gel prepared InTaO₄ and its photocatalytic characteristics. *Journal of Materials Research*, 23, 1364-1370.
- CHOI, S. K., KO, K. S., CHUN, H. D. & KIM, J. G. (2002) Utilization of carbon dioxide for neutralization of alkaline waste water. *GHG6*. Kyoto, Japan.
- D'ALESSANDRO, D. M., SMIT, B. & LONG, J. R. (2010) Carbon dioxide capture: Prospects for new materials. *Angew. Chem. Int. Ed.*, 49, 6058 - 6082.
- DARENSBOURG, D. J., ANDREATTA, J. R. & MONCADA, A. I. (2010) *Polymers from carbon dioxide: Polycarbonates, polythiocarbonates, and polyurethanes*. In ARESTA, M. (Ed.) *Carbon dioxide as chemical feedstock*. 213-248, Weinheim, Wiley-VCH.
- DAVISON, J., FREUND, P. & SMITH, A. (2001) *Putting carbon back into the ground*. www.ieagreen.org.uk/publications.html.
- DIENES, Y., LEITNER, W., MÜLLER, M. G. J., OFFERMANS, W. K., REIER, T., REINHOLDT, A., WEIRICH, T. E. & MÜLLER, T. E. (2012) Hybrid sol-gel double metal cyanide catalysts for the copolymerisation of styrene oxide and CO₂. *Green Chem.*:14, 1168-1177.
- DITTMAYER, R., KEIM, W., KREYSA, G. & OBERHOLZ, A. (Eds.) (2005) *Chemische Technik*. Bd. 4, Wiley-VCH.
- DOLL, K. M. & ERHAN, E. Z. (2005) Improved synthesis of carbonated soybean oil in supercritical carbon dioxide. *229th ACS National Meeting*. San Diego, US.
- DORNER, R. W., HARDY, D. R., WILLIAMS, F. W. & WILLAUER, H. D. (2010) Heterogeneous catalytic CO₂ conversion to value-added hydrocarbons. *Energy Environ. Sci.*, 3, 884-890.

- DUEX, A., OOMS, P., RECHNER, J., BOEHM, M., HALLENBERGER, K., RONGE, G. & EYNDE, V. J. (2009) Method for producing diarylcarbonates and or arylalkylarylcarbonates from dialkylcarbonates. Patent EP 2036880.
- DURAN, C., VILANOVA, X., BREZMES, J., LLOBETE, E. & CORREIG, X. (2008) Thermal desorption pre-concentrator based system to assess carbon dioxide contamination by benzene. *Sensors and Actuators, B: Chemical*, B131, 85-92.
- ENDO, T., NAGAI, D., MONMA, T., YAMAGUCHI, H. & OCHIAI, B. (2004) A novel construction of a reversible fixation - Release system of carbon dioxide by amidines and their polymers. *Macromolecules*, 37, 2007-2009.
- ERKEY, C. (2000) Supercritical carbon dioxide extraction of metals from aqueous solutions: A review. *Journal of Supercritical Fluids*, 17, 259-287.
- FAKEEV, A. A. (2004) Study and development of a technology for manufacture of special-purity calcium carbonate. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 77, 869-874.
- FISCHER, J., LEHMANN, T. & HEITZ, E. (1981) The production of oxalic acid from carbon dioxide and water. *Journal of Applied Electrochemistry*, 11, 743-750.
- FU, X., WU, D. & ZHAO, N. (2008) Reversible CO₂ adsorption by MgAl-complex oxide materials. 235th ACS National Meeting. New Orleans.
- GAO, Y., QIN, Y., ZHAO, X., WANG, F. & WANG, X. (2012) Selective synthesis of oligo(carbonate-ether) diols from copolymerization of CO₂ and propylene oxide under zinc-cobalt double metal cyanide complex. *J. Polym. Res.*, 19, 9878.
- GARCIA DELEON, R., KOBAYASHI, A., YAMAUCHI, T., OOSHI, J., BABA, T., SASAKI, M. & HIARATA, F. (2002) Catalytic methoxycarbonylation of 1,6-hexanediamine with dimethyl carbonate to dimethyl hexane-1,6-dicarbamate using Bi(NO₃)₃. *Applied Catalysis, A: General*, 225:1-2, 43-49.
- GRAHAM, D. C., MITCHELL, C., BRUCE, M., METHA, G., BOWIE, J. & BUNTINE, M. (2007) Production of acrylic acid through nickel-mediated coupling of ethylene and carbon dioxide: A DFT study. *Organometallics*, 26, 6784-6792.
- GUERTLER, C., HOFMANN, J., MUELLER, T. E., WOLF, A., GRASSER, S. & KOEHLER, B. (2011) Methods for production of polyether-carbonate polyols. Patent WO 2011117332.
- GUERTLER, C., MUELLER, T. E., OOMS, P., RISSE, F., RECHNER, J., DORO, F. & PROKOFIEVA, A. (2012) Procedure for the production of diarylcarbonates from dialkyl carbonates. Patent DE 102010042937.
- HAY, J. N. & KHAN, A. (2002) Review of environmentally friendly coatings using carbon dioxide as the carrier medium. *Journal of Materials Science*, 37, 4743-4752.
- HIYOSHI, N., YOGO, K. & YASHIMA, T. (2004) Reversal adsorption of carbon dioxide on amine-modified SBA-15 from flue gas containing water vapor. *Studies in Surface Science and Catalysis*, 153, 417-422.
- HOFACKER, S. (2006) Metal acetylacetonates as transesterification catalysts. Patent EP 1632512.
- HOFMANN, J., GUERTLER, C., NEFZGER, H., HAHN, N., LORENZ, K. & MUELLER, T. E. (2012) Method for producing polyether carbonate polyols with primary hydroxyl end groups for use in polyurethane soft foams. IN APPL., P. I. (Ed.), Bayer MaterialScience AG, Germany.
- HULL, J. F., HIMEDA, Y., WANG, W.-H., HASHIGUCHI, B., PERIANA, R., SZALDA, D. J., MUCKERMAN, J. T. & FUJITA, E. (2012) Reversible hydrogen storage using CO₂ and a proton-switchable iridium catalyst in aqueous media under mild temperatures and pressures. *Nature Chem.*, 4:MAY 383.
- HUTSCHKA, F., DEDIEU, A., EICHBERGER, M., FORNIKA, R. & LEITNER, W. (1997) Mechanistic aspects of the rhodium-catalyzed hydrogenation of CO₂ to formic acid - A theoretical and kinetic study. *J. Am. Chem. Soc.*, 119:19, 4432-4443.

- HUTSCHKA, F., DEDIEU, A. & LEITNER, W. (1995) Metathesis as a critical step for the transition metal catalyzed formation of formic acid from CO₂ and H₂? An ab initio investigation. *Angew. Chem. Int. Ed. Eng.*, 34:16, 1742-5.
- INTERNATIONAL FERTILIZER INDUSTRY ASSOCIATION (2009) Fertilizer production. www.fertilizer.org/ifa/content/view/full/8873.
- KANG, S. M., LEVIEN, K. L. & MORELL, J. J. (2005) Supercritical fluid impregnation of wood with biocides using temperature reduction to induce deposition. *Wood Science and Technology*, 39, 328-338.
- KAPPE, C. O. (2000) Recent advances in the Biginelli dihydropyrimidine synthesis. New tricks from an old dog. *Accounts of Chemical Research*, 33, 879-888.
- KATMATANI, Y. & FUJITA, N. (1986) Reaction of an oxadiazinetrione derivative and its application to polyurethane coatings. *Journal of Coatings Technology*, 58, 63-66.
- KEMBER, M. R., BUCHARD, A. & WILLIAMS, C. K. (2011) Catalysts for CO₂/epoxide copolymerisation. *Chem. Commun.*, 47, 141-163.
- KIKELJ, D. (2004) Product class 13: Quinazolines *Science of Synthesis*, 16, 573-749.
- KITANO, M., MATSUOKA, M., UESHIMA, M. & ANPO, M. (2007) Recent developments in titanium oxide-based photocatalysts. *Applied Catalysis, A: General*, 325, 1-14.
- KOCI, K., OBALOVA, L., MATEJVA, L. & PLACHA, D. (2009) Effect of TiO₂ particle size on the photocatalytic reduction of CO₂. *Applied Catalysis, B: Environmental*, 89, 494-502.
- KOOP, U., KRUMMRADT, H., SCHWARZ, M., STOLDT, J., ECKSTEIN, J. & ZEHNER, S. (2001) Process for reaction of carbonyl compounds with organometallic reagents especially Grignard reagents. Patent DE 10001317
- KUCKSHINRICHS, W., LINSEN, J., MARKEWITZ, P., ZAPP, P., PETERS, M., KÖHLER, B., MÜLLER, T. E. & LEITNER, W. (2009) Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂ Research Report,
- LAMBERTZ, J. & EWERS, J. (2009) Optionen und Potenziale der CO₂-Umwandlung und -Nutzung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59:Heft 1/2, 112-117.
- LANGE, S. & LEITNER, W. (2002) Mechanistic aspects of hydrogen addition during enantioselective rhodium-catalyzed reduction of C:C double bonds with formic acid/triethylamine or molecular hydrogen. *J. Chem. Soc., Dalton Trans.*, 5, 752-758.
- LAURENCZY, G. (2011) Hydrogen storage and delivery: The carbon dioxide - formic acid couple. *CHIMIA*, 65:9, 663.
- LEIGRAF, C., BESSER, J. & KLEEMANN, S. (2002) CO₂ for pH-stabilisation in specialty paper production through using Adalca process. *Wochenblatt für Papierfabrikation*, 130, 772-781.
- LEITNER, W. (1995) Carbon dioxide as a raw material: the synthesis of formic acid and its derivatives from CO₂. *Angew. Chem. Int. Ed. Eng.*, 34:20, 2207-21.
- LEITNER, W., BROWN, J. M. & BRUNNER, H. (1993) Asymmetric catalysis. Mechanistic aspects of the rhodium-catalyzed enantioselective transfer hydrogenation of α,β -unsaturated carboxylic acids using formic acid/triethylamine (5:2) as the hydrogen source *Journal of the American Chemical Society*, 115:1, 152-9.
- LI, J.-R., MA, Y., MCCARTHY, M. C., SCULLEY, J., YU, J., JEONG, H.-K., BALBUENA, P. B. & ZHOU, H.-C. (2011) Carbon dioxide capture-related gas adsorption and separation in metal-organic frameworks. *Coord. Chem. Rev.*, 255 1791-1823.
- LIU, A.-H., LI, Y.-N. & HE, L.-N. (2012) Organic synthesis using carbon dioxide as phosgene-free carbonyl reagent. *Pure Appl. Chem.*, 84:3, 581-602.
- LIU, X., ZHOU, L., FU, X., SU, W. & ZHOU, Y. (2007) Adsorption and regeneration study of the mesoporous adsorbent SBA-15 adapted to capture/separation of CO₂ and CH₄. *Chemical Engineering Science*, 62, 1101-1110.

- LUCAS, S., GONZALES, E., CALVO, M. P., PALENCIA, C., ALONSO, E. & COCERO, M. J. (2007) Supercritical CO₂ impregnation of radiata pine with organic fungicides: Effect of operating conditions and two-parameters modeling. *Journal of Supercritical Fluids*, 40, 462-469.
- MANNA, L., BANCHERO, M. & SOLVA, D. (2007) Impregnation of PVP microparticles with ketoprofen in the presence of supercritical CO₂. *Journal of Supercritical Fluids*, 44, 245-257.
- MARKEWITZ, P., KUCKSHINRICHS, W., LEITNER, W., LINSEN, J., ZAPP, P., BONGARTZ, R., SCHREIBER, A. & MUELLER, T. E. (2012) Worldwide innovations in the development of carbon capture technologies and the utilization of CO₂. *Energy Environ. Sci.*, 5, 7281-7305.
- MIZUNO, T. (2002) Pharmaceutical materials from CO₂. New possibility. *Eco Industry*, 7, 18-27.
- MUELLER, T. E. (2008) CO₂ fixation in polymer. *Preprints of Symposia - American Chemical Society, Division of Fuel Chemistry*, 53:1.
- MUELLER, T. E., GUERTLER, C., KERMAGORET, A., DIENES, Y., BUSYGIN, I., KOEHLER, B. & LEITNER, W. (2012) Method for producing aliphatic polycarbonate polyols by living polymerization of cyclic carbonates. Patent WO 2012059550.
- NGUYEN, T. V. & JEFFREY, C. S. (2008) Photoreduction of CO₂ in an optical-fiber photoreactor. Effects of metals addition and catalyst carrier. *Applied Catalysis, A: General*, 335, 112-120.
- NICOLAI, B. M., LAMMERTYN, J. & SCHOTSMANNS, W. (2005) Gas exchange properties of fruit and vegetables. *Food Science and Technology*, 144, 645-677.
- O'CONNOR, W. K., DAHLIN, D. C., NILSEN, D. N., RUSH, G. E., WALTERS, R. P. & TURNER, P. C. (2000) CO₂ storage in solid form: A study of direct mineral carbonation. 5th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, 322-327, Cairns, Qld.
- OHASHI, A. & OHASHI, K. (2008) Supercritical carbon dioxide extraction of metal ions from aqueous solutions: A review of recent studies. *Solvent Extraction Research and Development*, 15, 11-20.
- OSTERLOH, F. E. (2008) Inorganic materials as catalysts for photochemical splitting of water. *Chemistry of Materials*, 20, 35-54.
- PETERS, M., KÖHLER, B., KUCKSHINRICHS, W., LEITNER, W., MARKEWITZ, P. & MÜLLER, T. E. (2011) Chemical technologies for exploiting and recycling carbon dioxide into the value chain. *ChemSusChem, Special Issue: Carbon Dioxide Recycling*, 4:9, 1216-1240.
- RADGEN, P., CRENMER, C., WARKENTIN, S., GERLING, P., MAY, F. & KNOPF, S. (2006) *Verfahren zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung*. Climate Change 07/06, Berlin/Dessau.
- RITTER, S. K. (2007) What can we do with carbon dioxide. *Chemical and Engineering News*, 85, 11-17.
- SAKAKURA, T., CHOI, J. & YASUDA, H. (2007) Transformation of carbon dioxide. *Chemical Reviews*, 107, 2365-2387.
- SANUKI, S., MATSUCHITA, K., NISHIWAKI, M. & MAJIMA, H. (2000) Preparation of Nd(III) carbonate by precipitation stripping of Nd(III)-loaded VA10. *Metallurgical and Materials Transactions B*, 31B, 5-13.
- SAUK, J., BYUN, J. & KIM, H. (2004) Grafting of styrene on to nafion membranes using supercritical CO₂ impregnation for direct methanol fuel cells. *Journal of Power Sources*, 132, 59-63.
- SAWADA, T. (1990) Preparation and properties of high purity phthalocyanines. *Physical Sciences and Engineering*, 26, 47-59.
- SON, W. J., CHOI, J. S. & AHN, W. S. (2008) Adsorptive removal of carbon dioxide using polyethyleneimine-loaded mesoporous silica materials. *Microporous and Mesoporous Materials*, 113, 31-40.
- SONG, C. (2006) Global challenges for control, conversion and utilization of CO₂ for sustainable development involving energy, catalysis, adsorption and chemical processing. *Catalysis Today*, 115, 2-32.

- STERNER, M. (2009) *Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems*. Kassel, Kassel University Press, vol. 14.
- SUN, D., WANG, B., HE, J., ZHANG, R., LIU, Z., HAN, B. & HUANG, Y. (2004) Grafting of polypropylene with N-cyclohexylmaleimide and styrene simultaneously using supercritical CO₂. *Polymer*, 45, 3805-3810.
- TAKEDA, H., KOKE, K., INOUE, H. & ISHITANI, O. (2008) Development of an efficient photocatalytic system for CO₂ reduction using Rhenium(I) complexes based on mechanistic studies. *Journal of the American Chemical Society*, 130, 2023-2031.
- TAMURA, K. & TSUGE, H. (2006) Characterisations of multistage column crystallizer for gas-liquid reactive crystallization of calcium carbonate. *Chemical Engineering Science*, 61, 5818-5826.
- TANG, M., WEN, T. Y., DU, T. B. & CHEN, Y. P. (2003) Synthesis of electrically conductive polypyrrole-polystyrene composites using supercritical carbon dioxide: II. Effects of the doping conditions. *European Polymer Journal*, 39, 151-156.
- THEYSSEN, N. (2005) Chapter 6.2. In CORNILS, B., HERRMANN, W. A., VOGT, D., HORVATH, I., OLIVIER-BOURBIGON, H., LEITNER, W. & MECKING, S. (Eds.) *Multiphase Homogeneous Catalysis*. 630-643, Wiley-VCH.
- TUNDO, P., MEMOLI, S., MERAULT, D. & HILL, K. (2004) Synthesis of methylethers by reaction of alcohols with dimethylcarbonate. *Green Chemistry*, 6, 609-612.
- VEERAMALU, R. & MAINARDI, D. S. (2008) Photochemical reduction of carbon dioxide to methanol with the assistance of methanol dehydrogenase enzyme. 64th Southwest Regional Meeting of the American Chemical Society. Little Rock, US.
- WAI, C. M. (2005) Extraction of natural products from herbs using high-pressure cold water and supercritical carbon dioxide. 230th ACS National Meeting.
- WAKAYAMA, H. & FUKOSHIMA, Y. (2006) Supercritical CO₂ for making nanoscale materials. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 45, 3328-3331.
- WANG, B. & LAN, D. Q. (2010) Biofixation of carbon dioxide (CO₂) by microorganisms. In MAROTO-VALER, M. M. (Ed.) *Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology*. 411-432, Oxford, Woodhead Publishing Ltd.
- WESSELBAUM, S., HINTERMAIR, U. & LEITNER, W. (2012) Continuous-flow hydrogenation of carbon dioxide to pure formic acid using an integrated scCO₂ process with immobilized catalyst and base. *Angew. Chem. Int. Ed.*, in press.
- WIELICKA, J., PTASIEWICZ-MALINOWSKAJA, A., JEDRYCH, T. & MINDA, D. (2003) Disinfectants containing active oxygen: Method for the preparation of urea hydroperoxide and melamine hydroperoxide. *Polish Journal of Chemical Technology*, 5, 19-21.
- WIESNER, M., FUJII, N., YOSHIDA, T. & NAGSAWA, T. (1998) Carbon dioxide fixation by pyrrole-2-carboxylate decarboxylate from *Bacillus megaterium* PYR2910. *European Journal of Biochemistry*, 257, 495-499.
- WIRZ, B. & KUENG, W. (1983) Reaction of carbon dioxide 14-C with Grignard reagents to form either carboxylic acids or ketones. *Journal of Labelled Compounds and Radiopharmaceuticals*, 20, 635-653.
- XU, X. & ZHU, T. (2005) Coupled process of reaction and solvent extraction: I. The reaction between CO₂ and SrCl₂ coupled with solvent extraction of HCl. *Hydrometallurgy*, 76, 11-17.
- YAJIMA, K., KAWASHIMA, M., HASHIMOTO, N. & MIYAKE, Y. (1996) Kinetic study on the reaction of heptylmagnesium bromide with carbon dioxide using non-carrier-added C-11 labeled carbon dioxide. *Journal of Physical Chemistry*, 100, 14936-14940.
- YON, Z., MATA, V. & RODRIGUEZ, A. E. (2002) Adsorption of carbon dioxide at high temperature - a review. *Separation and Purification Technology*, 26, 195-205.
- YU, K. M. K., CURCIC, I., GABARIEL, J. & TSANG, S. C. E. (2008) Recent advances in CO₂ capture and utilization. *ChemSusChem*, 1, 893-899.

- ZEVENHOVEN, R., ELONEVA, S. & TEIR, S. (2006) Chemical fixation of CO₂ in carbonates: Routes to valuable products and long-term storage. *Catalysis Today*, 115, 73-79.
- ZEVENHOVEN, R. & FAGERLUND, J. (2010) *Mineralisation of carbon dioxide (CO₂)*. In MAROTO-VALER, M. M. (Ed.) *Developments and innovation in carbon dioxide (CO₂) capture and storage technology*. 433-462, Oxford, Woodhead Publishing Ltd.
- ZOU, J. & HO, W. S. (2006) CO₂-selective polymeric membranes containing amines in crosslinked poly(vinyl alcohol). *Journal of Membrane Science*, 286, 310-321.

B IV

Umweltaspekte von CCS

Andrea Schreiber, Petra Zapp, Josefine Marx

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung	103
II	Life Cycle Assessment als Methode der ökologischen Bewertung	104
III	Umwelteffekte konventioneller Abscheideverfahren	105
III.1	Technik-bedingte Unterschiede	107
III.1.1	Abscheidetechniken	107
III.1.2	CO ₂ -Transport und -Speicherung	110
III.1.3	Herkunft und Zusammensetzung der Brennstoffe	110
III.2	Unterschiede bedingt durch LCA-Methodik	110
III.2.1	Wirkungskategorien	111
III.2.2	Zeithorizont	111
III.2.3	Räumliche Darstellung	111
III.2.4	Vor- und nachgelagerte Prozessketten	112
III.3	CCS-Technologien und ihre Umweltwirkungen	114
III.3.1	Steinkohle und Braunkohle	115
III.3.2	Erdgas	118
IV	Umweltaspekte zukünftiger Abscheideverfahren	119
IV.1	Kraftwerkskonzepte	120
IV.2	Ergebnisse der Sachbilanz	122
IV.3	Ergebnisse der Wirkungsabschätzung	123
IV.4	Interpretation	126
V	Fazit	126
VI	Referenzen	127

I Einleitung

Zusätzliche Auswirkungen auf die Umwelt, ausgelöst durch die gezielte Reduktion von CO₂ rücken immer häufiger in den Fokus wissenschaftlicher Diskussionen. Höherer Brennstoffbedarf aufgrund von Wirkungsgradverlusten, toxische Wirkungen von chemischen Wasch-

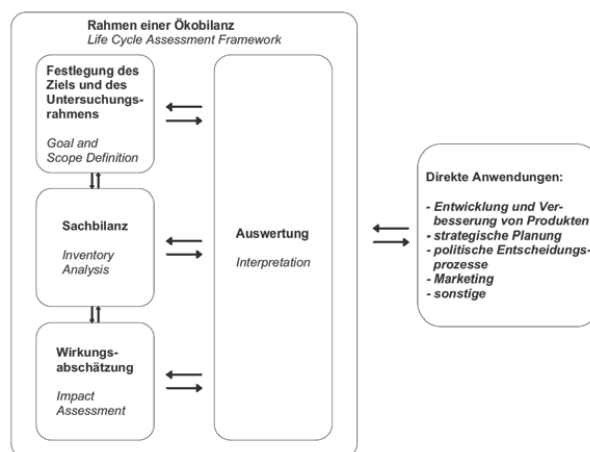
mitteln oder geänderte Zusammensetzungen von Abfallstoffströmen, um nur einige Themen zu nennen, machen deutlich, dass eine umfassende Betrachtung des gesamten Systems erforderlich ist. Nur so kann verhindert werden, dass die Verbesserung einer Umweltwirkung auf Kosten von anderen Umwelteffekten oder eine Verschiebung zu anderen Phasen des Lebensweges erfolgt. Ein Ansatz zur ganzheitlichen Bewertung von Umwelteffekten ist das Life Cycle Assessment (LCA; Ökobilanz), das seit vielen Jahren genutzt wird, um Umweltwirkungen von Produkten oder Techniken aufzuzeigen bzw. um die Wirkungen unterschiedlicher Systeme zu vergleichen. In den letzten Jahren wurde diese Methodik vielfach genutzt, um Umwelteffekte von CCS abzubilden. Gleichzeitig bietet das LCA auch die Möglichkeit, Zielgrößen für die Entwicklung neuer Techniken in Form von Benchmarks durch bereits existierende Systeme zu definieren.

II Life Cycle Assessment als Methode der ökologischen Bewertung

Kern des LCA's ist die „Erfassung und Bewertung von relevanten Input- und Outputströmen von Produktsystemen und deren potenziellen Umweltwirkungen über den gesamten Lebensweg“ [DIN EN ISO 14040, 2006]. Dabei werden die Umweltauswirkungen eines Produktes oder einer Technik von der „Wiege bis zur Bahre“ (cradle to grave), also von der Rohstoffentnahme, über die Herstellung, die Nutzung bis hin zur Entsorgung des Produktes und der Produktionsabfälle, erfasst und beurteilt.

Die Internationale Organisation für Normung ISO hat die Vorgehensweise innerhalb der LCA-Methode mit den Normen ISO 14040 und 14044 [DIN EN ISO 14040, 2006, DIN EN ISO 14044, 2006] standardisiert.

Abbildung 1: Phasen des Life Cycle Assessments nach ISO



Demnach lässt sich ein LCA in vier Phasen unterteilen (Abbildung 1): (1) Festlegung des Ziels und des Untersuchungsrahmens (Goal & Scope Definition), (2) Sachbilanz (Inventory), (3) Wirkungsabschätzung (Impact Assessment) und (4) Interpretation.

In der ersten Phase wird zunächst dargelegt, welche Ziele mit der Analyse verfolgt werden. Hierfür werden der Untersuchungsgegenstand genau benannt, zeitliche und räumliche Systemgrenzen festgelegt, die zu berücksichtigenden Prozesse beschrieben und die Umwelteffekte definiert, die in die Auswertung einbezogen werden.

In der anschließenden Sachbilanz (Life Cycle Inventory, LCI) werden zu diesem definierten System alle Material- und Energieströme sowie alle Emissionen im Detail erfasst. Diese werden dann in Bezug zur Funktion des Produktes oder der Technik gestellt. Deshalb muss diese eindeutig definiert und messbar sein. Ein Vergleich von Systemen ist nur auf der Grundlage derselben Funktion zulässig.

Die nachfolgende Wirkungsabschätzung (Life Cycle Impact Assessment, LCIA) dient der Zuweisung dieser Ströme zu potenziellen Umweltwirkungen und der Zusammenfassung in sogenannte Wirkungskategorien.

In Tabelle 1 sind typische Effekte, die bei einem LCA abgebildet werden, kurz erläutert, Beispiele relevanter Emissionen aufgeführt und die entsprechenden Indikatoren zur Beschreibung des Effektes benannt.

Die ermittelten Ergebnisse werden in der letzten Phase (Interpretation) in Bezug auf die vorliegende Fragestellung ausgewertet. Am Ende können Handlungsempfehlungen für unterschiedliche Akteure abgeleitet werden. Somit werden die mit einem Produkt verbundenen Umwelteffekte systematisch erfasst und können für einen Vergleich von Produkten oder deren Optimierung genutzt werden.

III Umwelteffekte konventioneller Abscheideverfahren

In den letzten Jahren ist eine Reihe von LCA-Studien zu unterschiedlichen Verfahren der CO₂-Abscheidung bzw. des Transports und der Speicherung erstellt worden. Aufgrund der Vielzahl der betrachteten Systeme und voneinander abweichender Studienziele ist es schwierig, daraus ein einheitliches Bild zu Umwelteffekten von CCS abzuleiten. Dennoch können generelle Aspekte und Trends aufgezeigt sowie Parameter identifiziert werden, die einen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse haben [IEA/GHG, 2010].

Basis für die Analyse bilden 17 Studien, die seit dem Jahr 2000 durchgeführt wurden (Tabelle 2). Neun Studien haben einen europäischen Fokus, drei betrachten die amerikanische bzw. eine die japanische Situation, vier wählen einen globalen Ansatz. Obwohl alle Studien ihre Auswertung auf die funktionelle Einheit von 1 kWh produziertem Strom beziehen und in einigen Studien sogar die gleichen CCS-Technologien betrachtet werden, ist eine genaue Betrachtung aufgrund unterschiedlicher Rahmendaten und Ansätze der Studien notwendig.

Tabelle 1: Kurzbeschreibung von Wirkungskategorien

Wirkungskategorie	Abkürzung	Kurzbeschreibung	Beispiele relevanter Emissionen	Wirkungsindikatoren
Treibhauspotenzial <i>Global Warming Potential</i>	GWP	Auswirkungen anthropogener Emissionen auf die Rückstrahlung der Atmosphäre, die zu Temperaturanstieg führen „Treibhauseffekt“	CO ₂ , N ₂ O, CH ₄ , SF ₆ , CHCl ₃ , CF ₄ , CFCs, HCFCs, CH ₃ Br	kg CO ₂ -Äquivalent
Versauerung <i>Acidification Potential</i>	AP	Emissionen säurebildender Substanzen „Saurer Regen“	SO _x , NO _x , HCl, HF, NH ₃ , HNO ₃ , H ₂ SO ₄ , H ₃ O ₄ P	kg SO ₂ -Äquivalent
Eutrophierung <i>Eutrophication Potential</i>	EP	Übermäßige Nährstoffzufuhr „Überdüngung“	PO ₄ ³⁻ , N ₂ , NO ₂ , HNO ₃ , NH ₃ , H ₃ PO ₄ , COD	kg PO ₄ ³⁻ -Äquivalent
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial <i>Photochemical Ozon Creation Potential</i>	POCP	Bildung von reaktiven chemischen Verbindungen durch Einwirkung von Sonnenlicht auf primäre Schadstoffe „Sommersmog“	PAH, NO _x , NMVOC, CH ₄	kg C ₂ H ₄ -Äquivalent
Ozonabbaupotenzial <i>Ozon Depletion Potential</i>	ODP	Menge des zerstörten atmosphärischen Ozons „Ozonloch“	CFCs, HCFC, CH ₃ Br	kg CFC-Äquivalent
Humantoxisches Potenzial <i>Human Toxicity Potential</i>	HTP	Auswirkung toxischer Substanzen auf die menschliche Gesundheit	PM10, SO ₂ , NO _x , CH ₄ , CH ₂ O, C ₆ H ₆ , PAH, As, Cd, Dioxin	kg 1,4-DCB-Äquivalent
Frischwasser Ökotoxizitätspotenzial <i>Freshwater Aquatic Ecotoxicity Potential</i>	FAETP	Auswirkung toxischer Substanzen auf Frischwasser	Schwermetalle	kg 1,4-DCB-Äquivalent
Terrestrisches Ökotoxizitätspotenzial <i>Terrestrial Ecotoxicity Potential</i>	TETP	Auswirkung toxischer Substanzen auf Böden	Schwermetalle	kg 1,4-DCB-Äquivalent
Abiotischer Ressourcenverbrauch <i>Abiotic Resources Depletion Potential</i>	ADP	Abiotischer Ressourcenverbrauch zur Gewinnung von Rohstoffen		kg Sb-Äquivalent
Kumulierter Energieaufwand	KEA	Menge genutzter Energie		MJ

Quelle: [Guinee et al., 2002]

IEK-STE 2012

III.1 Technik-bedingte Unterschiede

III.1.1 Abscheidetechniken

Für alle drei Routen der Abscheidung existieren Studien, wobei Post-combustion-Verfahren nahezu immer untersucht werden. Neun Studien haben daneben noch Pre-combustion-Verfahren im Fokus, die Oxyfuel-Variante wird am seltensten betrachtet (5 Studien).

Als Post-combustion-Verfahren wird in allen Studien die MEA-Wäsche berücksichtigt, während nur 2 Studien auch andere Verfahren [D'Addario, 2003, Khoo & Tan, 2006] bzw. andere Waschsubstanzen [Muramatsu & Iijima, 2003] betrachten. Obwohl es bereits mehrere Demonstrationsanlagen mit MEA-Wäsche gibt, nutzen alle Studien bisher nur generische Daten. Tatsächliche Messergebnisse werden nicht berücksichtigt. Für die Oxyfuel-Route wird immer die kryogene Luftzerlegung zur Sauerstoffbereitstellung gewählt. Bei der Pre-combustion-Route werden verschiedene Waschsubstanzen berücksichtigt. Neue Prozesstechniken wie Carbonate Looping oder Membranen sind bisher noch nicht auf ihre ökologischen Effekte untersucht worden.

Als Brennstoff wird Steinkohle am häufigsten betrachtet (14 Studien). Braunkohle wird insbesondere bei Studien mit deutschem Bezug gewählt. Neuere Studien und solche mit einem weiteren europäischen bzw. weltweiten Fokus analysieren Gas-befeuerte Stromerzeugung.

In Tabelle 2 sind für die verschiedenen Studien die berücksichtigten Abscheiderouten und Brennstoffe in einer Übersicht zusammengefasst.

Da es sich bei allen CCS-Techniken um mehr oder weniger weit entwickelte zukünftige Techniken handelt, müssen die Entwicklungen von Wirkungsgraden der Stromerzeugungstechniken sowie zu erwartende Wirkungsgradverluste durch die CO₂-Abtrennung abgeschätzt werden. Bei genauem Vergleich ist zu erkennen, dass weder eine einheitliche Vorstellung über die Entwicklung von Wirkungsgraden noch von zu erwartenden Wirkungsgradverlusten existiert. Hinzu kommt, dass die einzelnen Studien unterschiedliche Zeithorizonte berücksichtigen. Jedoch ist oftmals nicht klar, welche technischen Annahmen, wie z.B. Stand der Kraftwerkstechnik oder welche Emissionsminderungsmaßnahmen, den Studien zugrunde liegen. Daher ist der erwartete Anstieg von Wirkungsgraden bei weiter in der Zukunft liegenden Technikdarstellungen nicht immer gegeben. Auch haben diese nicht zwangsläufig den niedrigsten Wirkungsgradverlust.

In Abbildung 2 sind für die jeweiligen Brennstoffe die Nettowirkungsgrade sowie die dazugehörigen Wirkungsgradverluste der jeweiligen Studien aufgetragen, unterteilt nach den drei Prozessrouten.

Tabelle 2: Berücksichtigte CCS-Systeme der einzelnen Studien

Studie	Region	Zeit	Abscheidung			Brennstoff		
			Post-comb.	Pre-comb.	Oxy-fuel	Steinkohle	Braunkohle	Erdgas
[D'Addario, 2003]	Italien	heute	X	X				X
[Doctor et al., 2001]	US	heute		X		X		
[IEA/GHG, 2006]	global	heute - 2050	X	X		X		X
[Khoo & Tan, 2006]	US	heute	X			X		
[Koornneef et al., 2008]	Niederlande	2000/ 2020	X			X		
[Korre et al., 2009]	global	k.a.	X			X		
[Nie et al., 2011]	global	k.a.	X		X	X		
[Lombardi, 2003]	hypothetisch	k.a.	X	X		X		X
[Modahl, 2009]	Norwegen	k.a.	X					X
[Muramatsu & Iijima, 2003]	Japan	heute	X			X		
[Bauer et al., 2009]/Needs-Studie	Europa	heute, 2025, 2050	X	X	X	X	X	X
[Odeh & Cockerill, 2008]	UK	2005	X	X		X		X
[Pehnt & Henkel, 2009]	Deutschland	2020	X	X	X		X	
[Schreiber et al., 2009]	Deutschland	2020	X			X	X	
[Singh et al., 2011]	global	k.a.	X	X	X	X		X
[Spath & Mann, 2004]	US	heute	X			X		X
[Viebahn et al., 2007]	Deutschland	2020	X	X	X	X	X	X

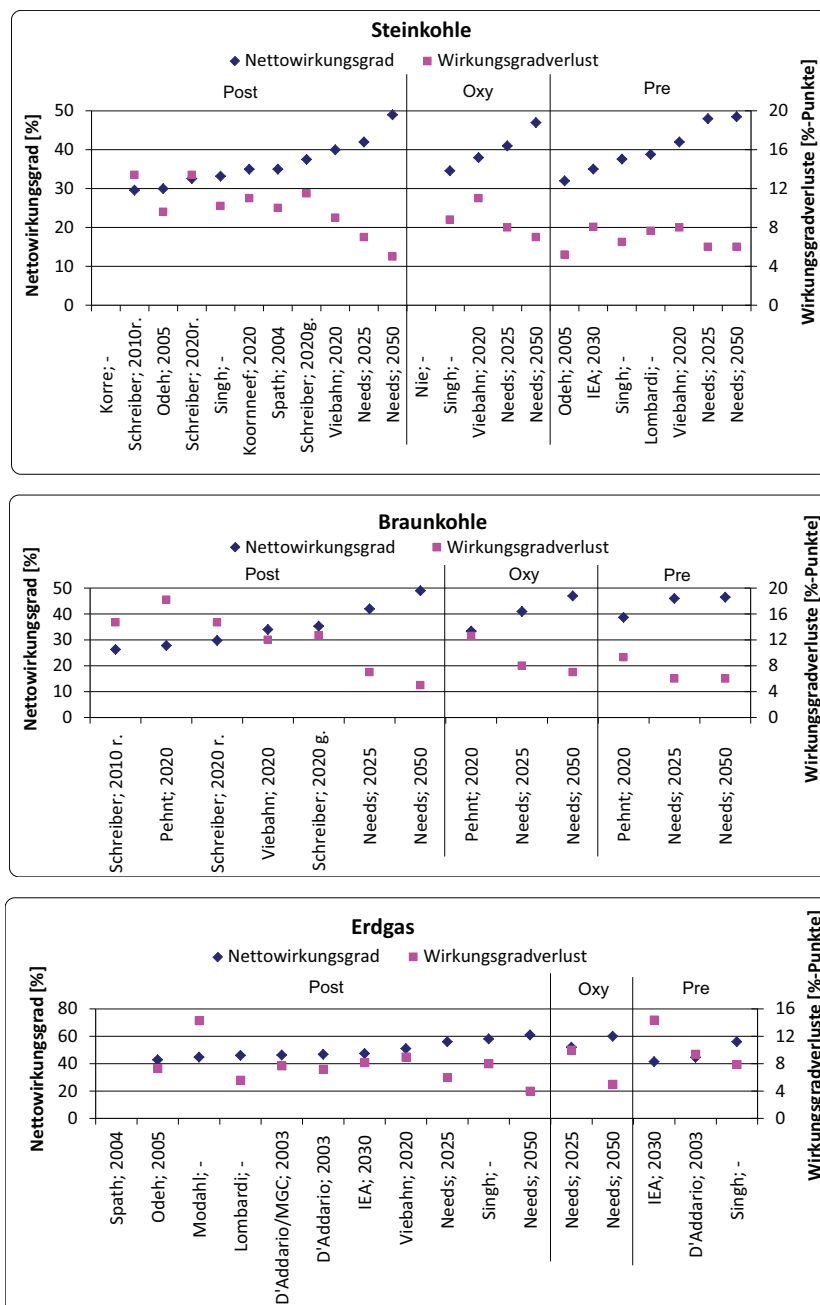
k.a. keine Angaben; * persönliche Mitteilung Bauer, 2009 basierend auf Needs Inventory

Quelle: eigene Darstellung IEK-STE 2012

Für Steinkohle-befeuerte Kraftwerke verringern sich die Wirkungsgrade durch die Post-combustion-Abscheidung auf 29,6% (Nachrüstvariante 2010 [Schreiber et al., 2009]) bis 49% (Werte für 2050 in der Needs-Studie [Bauer et al., 2009]). Bei Braunkohle ist die Differenz zwischen dem niedrigsten (26,3%, Nachrüstvariante 2010 [Schreiber et al., 2009]) und dem höchsten Wirkungsgrad (49%, Werte für 2050 [Bauer et al., 2009]) sogar noch größer. Beim Oxyfuel-Verfahren wird ein hoher Anteil der Energie für die Sauerstoff-Produktion benötigt. Hier weist die Needs-Studie mit dem größten Zeithorizont (2050, [Bauer et al., 2009]) die höchsten Nettowirkungsgrade auf. Generell sind die erwarteten Wirkungsgradverluste durch Pre-combustion am geringsten, für Post-combustion dagegen am höchsten.

Die CO₂-Abtrennrage ist ein weiterer wichtiger technischer Parameter. Odeh & Cockerill [Odeh & Cockerill, 2008] zeigen in ihrem Bericht, dass eine Reduktion der Rate um 5% zu einer Erhöhung des Treibhauspotenzials (Global Warming Potential, GWP) von 11,3% - 25,6% führt. Koornneef et al. [Koornneef et al., 2008] beziffern die Veränderung der GWP-Werte mit ±20% bei einer Variation der CO₂ Abtrennrage von ±5%.

Abbildung 2: Nettowirkungsgrade und Wirkungsgradverluste durch die Abscheidung



Werte für [Korre et al., 2009, Nie et al., 2011, Spath & Mann, 2004] nicht verfügbar; r = retrofit, g = greenfield, Needs-Studie wird zitiert als [Bauer et al., 2009]

Quelle: Abbildung nach [Schreiber et al., 2012]

IEK-STE 2012

CO₂ wird durch die verschiedenen Abscheidetechniken in unterschiedlicher Reinheit und unterschiedlichem Aggregatzustand produziert (siehe Beitrag CO₂-Transport). Diese unterschiedlichen Eigenschaften von CO₂ haben einen Einfluss auf den benötigten Energieaufwand und die entstehenden Emissionen. Unterschiedliche Qualitätsanforderungen an CO₂ führen zwangsläufig zu unterschiedlichen Prozessanforderungen bei der CO₂-Abscheidung und sollten in den Analysen beachtet werden. Bisher sind diese jedoch nicht berücksichtigt.

III.1.2 CO₂-Transport und -Speicherung

Die Auswirkungen des CO₂-Transports und der -Speicherung an den gesamten Umweltauswirkungen werden als relativ gering bewertet, wenn auch der Anteil in Abhängigkeit der CO₂-Abtrennrates und des verwendeten Brennstoffes deutlich variiert (1% - 10%). Große Mengen CO₂, z.B. bei alten Braunkohlkraftwerken oder bei hohen CO₂-Abtrennrates, führen zu erhöhten Aufwendungen bei Transport und Speicherung.

Weiterhin beeinflussen die Art der Speicherstätte (Gasfeld, Aquifer), die Tiefe der Injektionen, die Transportdistanz sowie die Anzahl der Rekompensationsschritte die Ergebnisse. Beispielsweise ermittelt Wildbolz [Wildbolz, 2007] einen dreifach höheren Energiebedarf bei der Injektion und Speicherung in ein ausgedientes Gasfeld von 2500 m Tiefe als in ein 800 m tiefes salines Aquifer.

Nur geringe Auswirkungen auf die Umwelteffekte hat die Länge der CO₂-Pipeline [Odeh & Cockerill, 2008, Schreiber et al., 2009, Wildbolz, 2007]. Spath und Mann [Spath & Mann, 2004] berechnen den Anstieg des CO₂-Transport bedingten Anteils am gesamten GWP von 0,1% für eine 300 km lange Pipeline auf 1% für 1800 km.

CO₂-Leckageraten während der Langzeitspeicherung werden nur in drei Studien am Rande betrachtet [Khoo & Tan, 2006, Nie et al., 2011, Viebahn et al., 2007] (eine detaillierte Darstellung zu Sicherheit und Risiken bei der Speicherung findet sich im Beitrag CO₂-Speicher).

III.1.3 Herkunft und Zusammensetzung der Brennstoffe

Art, Herkunft und Zusammensetzung der Brennstoffe haben einen sehr großen Einfluss auf die Ergebnisse der LCA-Studien [Odeh & Cockerill, 2008, Schreiber et al., 2009]. Emissionen ergeben sich direkt aus der Brennstoffzusammensetzung und dem Wirkungsgrad der Verbrennungsreaktion und können somit für gleiche Techniken variieren. Ohne Kenntnis aller Hintergrunddaten ist es jedoch nicht möglich zu beurteilen, wie groß dieser brennstoffbezogene Teil der Ergebnisse ist und welcher Teil auf unterschiedliche Techniken zurückzuführen ist. Die Herkunft des Brennstoffes bestimmt die Zusammensetzung, hat aber einen zusätzlichen Umwelteffekt durch die sich ergebende Transportentfernung. Transporte von Brennstoffen verursachen zusätzliche Emissionen (siehe auch Beitrag CO₂-Transport).

III.2 Unterschiede bedingt durch LCA-Methodik

Obwohl ein LCA-Standard definiert ist [DIN EN ISO 14040, 2006], ist die Flexibilität bei der Durchführung einer Ökobilanz immer noch relativ groß. Je nach Zielsetzung der Untersuchung bzw. Festlegung des betrachteten Systems fallen Entscheidungen zur Wahl von Para-

metern unterschiedlich aus. Einige Entscheidungen haben einen wesentlichen Einfluss auf das Gesamtergebnis eines LCA's.

III.2.1 Wirkungskategorien

Bei der Wirkungsabschätzung werden den Emissionen aus der Sachbilanz Umwelteffekte zugewiesen. Für einige Wirkungskategorien gibt es jedoch verschiedene Charakterisierungsmodelle und Indikatoren zur Beschreibung. So kann es sein, dass verschiedene Studien nicht direkt miteinander vergleichbar sind, obwohl sie die gleichen Wirkungskategorien untersuchen. Typische Wirkungskategorien, die in vielen Studien zu CCS adressiert werden, sind das Treibhauspotenzial (GWP), die Versauerung (AP), die Eutrophierung (EP), das Photochemische Oxidantienbildungspotenzial (POCP), die Humantoxizität (HTP), Frischwasser- und terrestrische Toxizität (FAETP, TETP) sowie der kumulierte Energieaufwand (KEA) (siehe auch Tabelle 1). Nach der Zuordnung und Auswertung der Wirkungskategorien sollte das Impact Assessment durch eine Normalisierung vervollständigt werden, um die relative Bedeutung der analysierten Umwelteffekte besser einordnen zu können. Dazu wird jeder Effekt in Bezug gesetzt zu den Werten eines Vergleichssystems, z.B. denen einer bestimmten Region oder eines Bürgers eines Landes. In vielen Studien wird diese Analyse nicht vorgenommen.

III.2.2 Zeithorizont

Der Zeithorizont hat einen wesentlichen Einfluss auf die Festlegung zukünftiger technischer Parameter sowohl für CCS-Systeme als auch für die konkurrierenden Technologien. Es werden fast immer gegenwärtige und zukünftige Kraftwerke und CCS-Anlagen bis zum Jahr 2020 betrachtet. Nur in zwei Studien [Bauer et al., 2009, IEA/GHG, 2006] wird bis zum Jahr 2030 bzw. 2050 extrapoliert, was zu besseren Wirkungsgradannahmen bei der Technikbeschreibung führt (siehe auch Kapitel III.1.1).

Die Wahl des Zeithorizonts spielt auch eine wichtige Rolle bei der CO₂-Speicherung und damit einhergehender Leckagen. In Ökobilanzen werden Langzeitemissionen normalerweise nicht analysiert sondern werden durch das Cut-off-Kriterium abgeschnitten [DIN EN ISO 14040, 2006]. Ein „fairer“ Vergleich zwischen gegenwärtigen Emissionen und Langzeitemissionen ist eine offene Frage in der LCA-Methodik [Hellweg et al., 2003]. Aufgrund unterschiedlicher Vorstellungen über zukünftige klimatische Bedingungen, wie z.B. die CO₂-Pufferkapazität von Ozeanen oder der Biosphäre, ist es nicht ratsam, die heute negativen Effekte von CO₂-Emissionen in die Zukunft zu extrapolieren. Umweltwirkungen möglicher Leckagen, die nach 100 oder mehr Jahren auftreten, können somit nicht quantifiziert werden. Um sie dennoch bei der Speicherung nicht zu unterschätzen, betrachten Khoo und Tan [Khoo & Tan, 2006] und Viebahn et al. [Viebahn et al., 2007] CO₂-Leckagen in einer Sensitivitätsanalyse.

III.2.3 Räumliche Darstellung

Manche Abschnitte der Prozesskette sind in besonderem Maße orts- bzw. raumspezifisch. Ein Beispiel hierfür ist wieder die CO₂-Speicherung. Bis auf Transportentfernungen, Angaben zum Energieverbrauch durch Rekompresseion oder für die CO₂-Injektion und Daten über die

Anzahl der Bohrlöcher werden bisher jedoch kaum ortsspezifische Angaben zu den CO₂-Speichern gemacht.

Darüber hinaus sind die Prozessketten der vorgelagerten Brennstoffbereitstellung bzw. Elektrizitätserzeugung stark regionalisiert und beeinflussen die Ergebnisse erheblich (siehe auch Kapitel III.1.3). Da die ortsspezifischen Besonderheiten oft nicht explizit ausgewiesen werden oder auf verallgemeinerte Daten zurückgegriffen wird, ist es in der Regel schwierig, die damit verbundenen Auswirkungen zu bewerten.

Die verschiedenen Umwelteffekte wirken unterschiedlich. So wirken der Treibhauseffekt und der Ozonabbau global, während Eutrophierung und Versauerung regional oder lokal auftreten. Je nach geographischer Lage und Art des betroffenen Ökosystems sind die Effekte recht unterschiedlich zu bewerten. Obwohl es seit einiger Zeit methodische Ansätze gibt, unterschiedliche regionale Besonderheiten in LCAs zu integrieren ([Posch et al., 2008], [Seppälä et al., 2006]), werden diese im Bereich LCA/CCS bisher nicht angewandt. Ein erster Schritt zur Einbeziehung regionaler Effekte ist die Normalisierung. Dort kann jeder durch eine Technik hervorgerufene Umwelteffekt ins Verhältnis zur jährlichen Summe dieses Effekts der gesamten Region gesetzt werden. Studien, die eine Normalisierung durchführen [Koornneef et al., 2008, Modahl, 2009, Schreiber et al., 2009], benutzen denselben Ansatz (CML 2001 [Guinee et al., 2002]), aber Referenzdaten zu unterschiedlichen Ländern.

III.2.4 Vor- und nachgelagerte Prozessketten

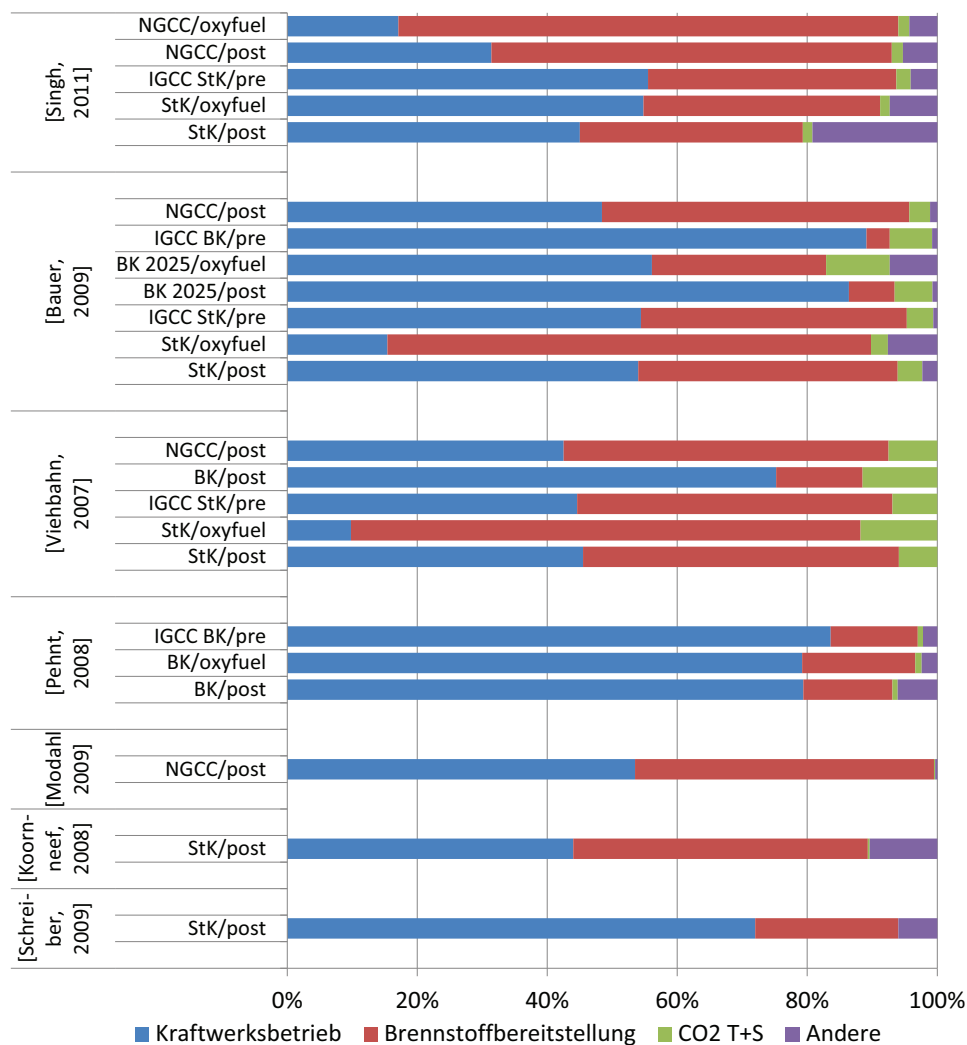
Alle Untersuchungen zeigen einen deutlichen Anteil der vor- und nachgelagerten Prozessketten an den Umweltwirkungen der gesamten Prozesskette. Für CCS-Kraftwerke ist dieser Anteil noch höher als für die konventionellen Kraftwerke. Dies liegt insbesondere am Wirkungsgradverlust, der durch vermehrten Brennstoffinput pro erzeugter kWh ausgeglichen werden muss. Für die einzelnen Wirkungskategorien variiert jedoch der Anteil der vor- und nachgelagerten Prozessketten.

Am Beispiel des Treibhauspotenzials sind in Abbildung 3 die Anteile der Prozesskettenabschnitte Emissionen am Kraftwerk während des Betriebes, Brennstoffbereitstellung, CO₂-Transport und -Speicherung sowie weitere vor- und nachgelagerte Prozessketten (z.B. Bereitstellung von Betriebsmittel oder Abfallbehandlung) für verschiedene CCS-Techniken dargestellt. Die Unterschiede zwischen den jeweiligen Studien sowie den verschiedenen Brennstoffen sind deutlich. Der Anteil aller vor- und nachgelagerten Ketten variiert zwischen ca. 10% bei einem Braunkohle-befeuerten Pre-combustion-Kraftwerk der Needs-Studie [Bauer et al., 2009] und 90% für ein Steinkohle-befeuertes Oxyfuel-Kraftwerk in [Viebahn et al., 2007].

Bei den Brennstoffen haben die Vorketten für Braunkohle den niedrigsten Anteil, da hier die Effekte durch Brennstoffbereitstellung aufgrund kurzer Transportdistanzen gering ausfallen. Die höchsten Anteile der vor- und nachgelagerten Prozessketten weist die Stromerzeugung aus Erdgas auf. Es ist darauf hinzuweisen, dass diese Reihenfolge nicht unbedingt auch für die Absolutwerte gilt. Dies zeigt auch, dass eine Optimierung am Kraftwerk für Braunkohle-

befeuerte Anlagen vielversprechend ist, während bei Steinkohle und Erdgas eine Verbesserung der Bereitstellung sinnvoll ist.

Abbildung 3: Prozesskettenanteile am Beispiel GWP



Quelle: [Zapp et al., 2012]

IEK-STE 2012

Innerhalb einer Brennstoffklasse sind die Emissionen direkt am Kraftwerk während des Betriebes bei Oxyfuel-Kraftwerken mit Abstand am geringsten. Post-combustion- und Pre-combustion-Anlagen folgen dann mit ähnlicher Größenordnung.

Die Steinkohlebereitstellungskette hat auch auf andere Wirkungskategorien (AP, EP, POCP) einen starken Einfluss. Insbesondere der Überseekohletransport ist mit ca. 30%igem Anteil am gesamten AP ein Hauptverursacher von Versauerung. Grund dafür ist die Nutzung von schwerem schwefelhaltigem Heizöl bei Überseefrachtern.

Die Produktion der MEA-Waschflüssigkeit beim Post-combustion-Verfahren ist verantwortlich für einen extrem hohen Anstieg der toxischen Werte in Luft und Wasser, da bei der MEA-Produktion toxische Ethylenoxid-Emissionen auftreten. Im Gegensatz dazu hat die Entsorgung der Reclaimerböden-Abfälle nur einen sehr geringen Einfluss auf das HTP (0,005%) [Koornneef et al., 2008]. Die Auswirkung von direkten MEA-Emissionen bzw. möglichen Degradationsprodukten während der CO₂-Abscheidung sind Inhalt jüngerer Studien [Knudsen et al., 2009], die diese Effekte umfassend analysieren. So könnte in Zukunft ein höherer Effekt darstellbar sein.

Die Prozessketten der vor- und nachgelagerten Prozessschritte werden oft nicht mit der gleichen Qualität analysiert wie die Hauptprozesskette. Zum Teil wird auf alte Daten (z.B. MEA-Produktion) zurückgegriffen oder es werden nur grobe Abschätzungen vorgenommen. Aufgrund des zum Teil erheblichen Einflusses der vor- und nachgelagerten Prozessketten auf das Gesamtergebnis sollten diese Daten besser verifiziert werden.

Es ist bekannt, dass die Bau- und Rückbauphase von konventionellen Kraftwerken in Bezug auf die Umweltwirkungen vernachlässigt werden kann. Koornneef et al. [Koornneef et al., 2008] und Pehnt und Henkel [Pehnt & Henkel, 2009] geben den GWP-Anteil dafür mit weniger als 0,2% am gesamten GWP an. In CCS-Kraftwerken steigt der prozentuale Anteil der Umweltwirkungen für Bau und Rückbau, weil sich die absoluten Kraftwerksemissionen durch die CO₂-Abscheidung reduzieren, die Emissionen für den Bau aber ungefähr gleich bleiben. Man findet GWP-Werte zwischen 0,34% für ein Steinkohle-befeuertes IGCC-Kraftwerk [Lombardi, 2003] bis hin zu 4,9% für ein Braunkohle-befeuertes Oxyfuel-Kraftwerk [Bauer et al., 2009]. Singh et al. [Singh et al., 2011] weisen vor allem deutlich höhere Eutrophierungs- und Toxizitätswerte für CCS-Kraftwerke aus. Diese sind auf erhöhte Schwermetallemissionen zurückgeführt, die durch den größeren Materialeinsatz (insbesondere Stahl) für die zusätzliche CCS-Infrastruktur entstehen.

III.3 CCS-Technologien und ihre Umweltwirkungen

Im Folgenden werden die CCS-Technologien je nach Abscheidetechnik bzw. Brennstoffart miteinander verglichen. Dazu werden zunächst im ersten Diagramm einer Abbildung (a) die Umwelteffekte eines Kraftwerks ohne CCS in absoluten Werten dargestellt, aufgeteilt nach Brennstoff. Die abgebildeten Werte bilden den arithmetischen Mittelwert aus den existierenden Studien ab und zeigen durch die Darstellung der Min- und Max-Werte zusätzlich die Streuung. Die darauf folgenden Grafiken (b) zeigen die relative Differenz eines Kraftwerks mit CO₂-Abscheidung zum Basiskraftwerk ohne CCS. Auch hier werden die Mittelwerte aufgeführt.

Die Darstellung der relativen Veränderungen kann dazu führen, dass Wirkungskategorien mit großen Veränderungen überbewertet werden, obwohl der Beitrag zu den gesamten Umweltwirkungen immer noch klein ist (siehe Kapitel III.2.3). Deshalb werden die Ergebnisse der einzelnen Umweltwirkungen in Bezug zu denen einer bestimmten Region gesetzt (Normierung). Weil die verschiedenen Studien unterschiedliche Regionen abdecken, wird der weltweite Durchschnitt für jede Umweltkategorie als Referenz angegeben. Basisjahr ist 2000, da hierfür die jüngsten Werte verfügbar sind. In einer umfassenden Studie haben Sleeswijk et al. [Sleeswijk et al., 2008] Referenzwerte zu vielen Wirkungskategorien für verschiedene Regionen zusammengestellt (Tabelle 3).

Aus Konsistenzgründen werden die Zahlen der weltweiten Stromerzeugung aus verschiedenen Energiequellen ebenfalls für das Jahr 2000 ausschließlich mittels CCS-Technologie angenommen (Steinkohle: 5.136 TWh, Braunkohle: 749 TWh, Erdgas: 2.677 TWh; [OECD/IEA, 2002]). Demzufolge sind in Abbildung 4 bis Abbildung 6 auf der rechten Achse zusätzlich die Umweltwirkungen aus einer angenommenen Stromproduktion mit CCS-Technik ins Verhältnis zu den weltweiten Gesamtemissionen im Jahr 2000 gesetzt, um die Bedeutung der verschiedenen Wirkungskategorien sichtbar zu machen.

Tabelle 3: Normalisierungsfaktoren Welt 2000

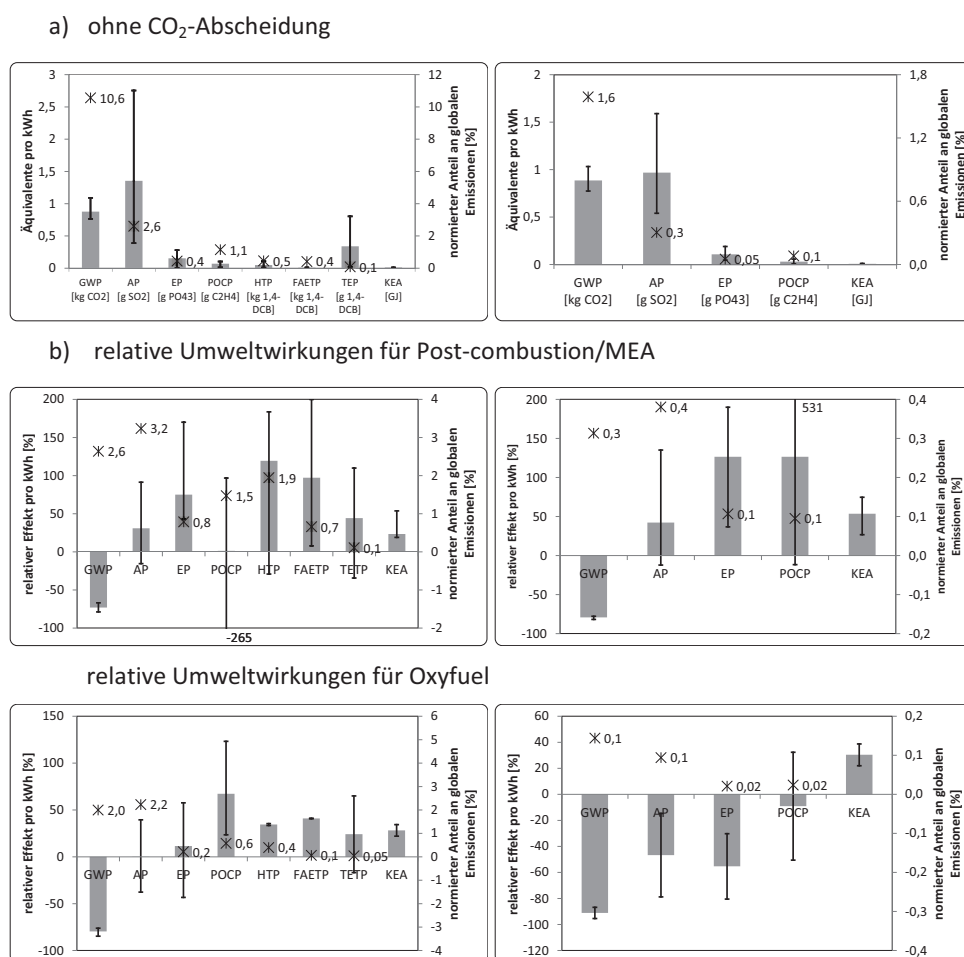
Wirkungskategorie	Welt 2000
Treibhauspotenzial (GWP)	4,18 E+13 kg CO ₂ -Äqu.
Versauerungspotenzial (AP)	2,39 E+11 kg SO ₂ -Äqu.
Eutrophierungspotenzial (EP)	1,58 E+11 kg PO ₄ ³⁻ -Äqu.
Photochemisches Oxidantienbildungspotenzial (POCP)	2,90 E+10 kg C ₂ H ₄ -Äqu.
Humantoxizitätspotenzial (HTP)	3,63 E+12 kg 1,4 DCB-Äqu.
Frischwasser Ökotoxizitätspotenzial (FAETP)	3,47 E+12 kg 1,4 DCB-Äqu.
Terrestrisch Ökotoxizitätspotenzial (TETP)	1,09 E+12 kg 1,4 DCB-Äqu.
Quelle: Sleeswijk et al. [Sleeswijk et al., 2008] IEK-STE 2012	

III.3.1 Steinkohle und Braunkohle

Das Treibhausgaspotenzial der Steinkohlekraftwerke ohne CO₂-Abscheidung variiert zwischen 765 g bis 1092 g CO₂-Äqu./kWh, abhängig vom Wirkungsgrad und der verwendeten Kohle (Abbildung 4a, links). Der Mittelwert ergibt sich zu 875,3 g CO₂-Äqu./kWh. Die Werte des Versauerungspotenzials streuen breiter, je nach unterstellter Rauchgasreinigung und Kohlezusammensetzung. So gehen Koornneef et al. [Koornneef et al., 2008] von einem sehr hohen Wert (2,8 g SO₂-Äqu./kWh) für ein "altes" Steinkohlekraftwerk aus dem Jahr 2000 aus, während der niedrigste Wert bei 0,4 g SO₂-Äqu./kWh [Korre et al., 2009] liegt. EP, POCP, KEA sowie die toxischen Werte (HTP, FAETP, TETP) variieren nicht sehr. Die Schwankungen hier sind direkt abhängig vom gewählten Wirkungsgrad.

Wie erwartet ist das GWP eines Braunkohlekraftwerks ohne CCS-Anlage aufgrund des niedrigeren Heizwertes (Abbildung 4a, rechts) etwas höher als das von Steinkohle (887 kg CO₂-Äqu./kWh). Die APs sind vergleichsweise niedrig und variieren zwischen 0,66 g und 1,6 g SO₂-Äqu./kWh. Ursache dafür ist der Bergbau vor Ort, bei dem die Braunkohle ohne lange Transportwege und den damit verbundenen NO_x- und SO₂-Emissionen verstromt wird.

Abbildung 4: Umweltwirkungen von Steinkohle- (links) und Braunkohlekraftwerken (rechts) für Post-combustion/MEA-Wäsche oder Oxyfuel-Technologie und normalisierte Umweltwirkungen bezogen auf weltweite Emissionen im Jahr 2000



Quelle: nach [Zapp et al., 2012]

IEK-STE 2012

Die Normalisierung zeigt, dass die Steinkohle-basierte Stromerzeugung ohne CCS mit mehr als 10% zu einem erheblichen Anteil an den gesamten weltweiten Treibhausgasemissionen beiträgt. Versauernd wirkende Emissionen der Kraftwerke haben einen Anteil von 2,6%. Noch geringer sind die Auswirkungen auf EP, POCP, HTP, FAETP und TETP. Durch die wesentlich geringere Menge an weltweiter Braunkohle-basierter Stromerzeugung (749 TWH) ist der Anteil ihrer ökologischen Auswirkungen an den weltweiten Umweltwirkungen im Vergleich zu Steinkohle viel geringer. Das GWP beträgt maximal 1,6% ohne CCS. Alle anderen Kategorien sind vernachlässigbar (< 1%).

Erwartungsgemäß zeigen die Ergebnisse für Stein- und Braunkohle-basierte Stromerzeugung mit CCS eine deutliche Verringerung des GWP. Diese Reduktion fällt jedoch nicht so hoch aus wie die CO₂-Abtrennraten von meist 90% erwarten lassen. Ursache für den reduzierten Effekt ist zum einen die größere Menge an produziertem CO₂ aufgrund des schlechteren Wirkungsgrades. Den weitaus größeren Einfluss haben aber zum anderen die erhöhten Methan- und CO₂-Emissionen während des Bergbaus und des Kohletransports. Alle anderen Wirkungskategorien (AP, EP, POCP, KEA, HTP, FAETP und TETP) erhöhen sich jedoch. Die Versauerungs- und Eutrophierungspotenziale steigen an, obwohl eine verbesserte Rauchgasreinigung für NO_x und insbesondere SO₂ für die MEA-Abscheidung unterstellt werden kann. Neben kleineren Mengen während der MEA-Herstellung ist die Freisetzung von SO₂ und NO_x während des Transportes von zusätzlicher Kohle hauptverantwortlich für diesen Anstieg. Hier wird eine regionale Verschiebung von Umwelteffekten deutlich. Während sich die lokalen Emissionen am Kraftwerksstandort reduzieren, treten sie vermehrt in anderen Teilen der Welt (z.B. Südamerika, Australien oder auf den Ozeanen) bei vorgelagerten Prozessketten auf.

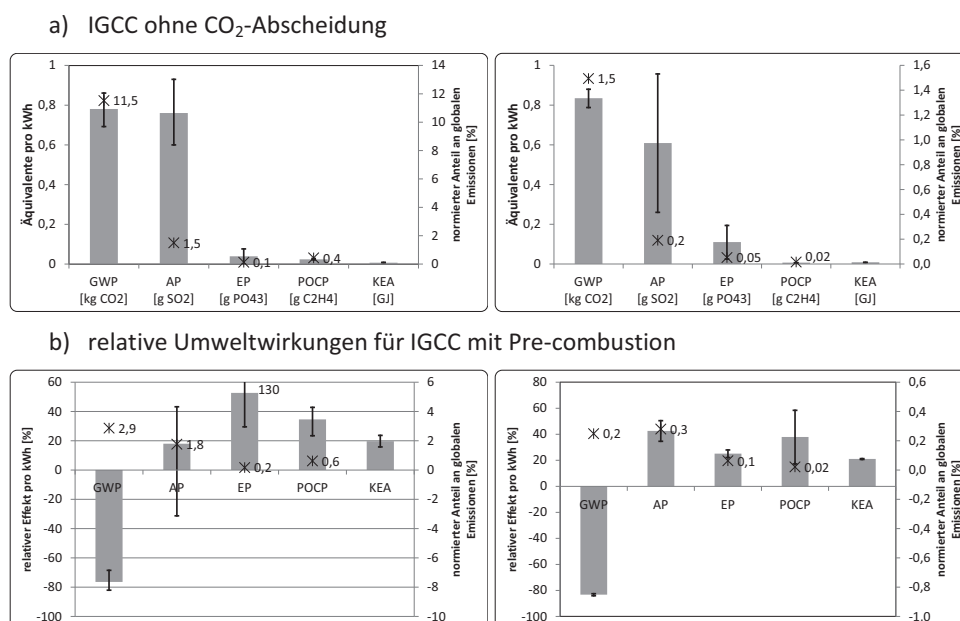
Ebenfalls durch die Brennstoffförderung und den -transport werden die POCP-Emissionen erhöht. Zusätzlich tragen noch Ethylenoxid-Emissionen während der MEA-Herstellung zu diesem Effekt bei. Die Freisetzung dieser Emissionen ist darüber hinaus auch ein wesentlicher Grund der deutlichen Erhöhung von toxischen Effekten in Wasser und Luft. Ein weiterer Aspekt ist die Belastung durch Schwermetalle und Phosphatmissionen während der Deposition von Sonderabfällen bzw. Kohleaschen. Ein implementiertes Abfallmanagement könnte bei großtechnischer Anwendung hier Entlastung bringen.

Die Normalisierung zeigt aber, dass der starke Anstieg bei den toxischen Effekten trotzdem nicht dazu führt, dass die Stromerzeugung die globalen Werte für FAETP und TETP deutlich erhöht (0,7% bzw. 0,1%). Bei den humantoxischen Emissionen kann dies jedoch beobachtet werden. Hier würde der Einsatz von CCS-Technik den Anteil an den weltweiten Emissionen von 0,5% deutlich auf 1,9% erhöhen. Die Anteile für Steinkohlekraftwerke mit CCS am weltweiten AP erhöhen sich von 2,6% (ohne CCS) auf 3,2%, für EP und POCP auf 0,8% bzw. 1,5%.

LCA-Analysen zu Steinkohle-befeuerten Oxyfuel-Kraftwerken zeigen bis auf die Reduktion der Treibhausgase keine konsistenten Ergebnisse. Die Werte für AP liegen zwischen -38% und 40%, für EP zwischen -43% und 58% und für POCP zwischen 23% und 123%. Für AP und EP erwartet die Hälfte der Studien eine Reduktion, die andere Hälfte einen Anstieg der Emissionen. Humantoxische und ökotoxische Effekte im Wasser werden einheitlicher gesehen

(ca. 34% bzw. 41%), wohingegen die Ansichten zu terrestrischen Ökotoxizitäten wieder divergieren (-17% - 65%). Grund für die unterschiedlichen Erwartungen könnten Unterschiede im berücksichtigten Wirkungsgrad bzw. Wirkungsgradverlust sowie eine Verbesserung der Rauchgasreinigung sein. Eine weitere Ursache könnte die unterschiedliche Zuordnung von SO_2 und NO_x bei der Kompression sein. Während einige Studien diese dem komprimierten CO_2 -Strom zuordnen, gehen andere davon aus, dass sie emittiert werden. Eindeutig ist dies jedoch nicht aus den Studien abzuleiten. Deshalb können bisher keine allgemeinen Schlussfolgerungen für die Umweltbewertung von Oxyfuel-Kraftwerken gezogen werden.

Abbildung 5: Umweltwirkungen von IGCC-Kraftwerken (Steinkohle links, Braunkohle rechts) und normalisierte Umweltwirkungen bezogen auf weltweite Emissionen im Jahr 2000



Quelle: nach [Zapp et al., 2012]

IEK-STE 2012

Bei den Braunkohle-befeuerten Oxyfuel-Kraftwerken verringern sich alle anderen Wirkungskategorien neben dem Treibhauseffekt ebenfalls, wenn auch das Ausmaß des Effekts in den zwei Studien unterschiedlich deutlich gesehen wird (AP, -15% bis -80%; EP, -30% bis -80%). Nur der KEA erhöht sich aufgrund der Wirkungsgradverluste. Die Verringerung von AP und EP im Gegensatz zu den Steinkohle-befeuerten Kraftwerken ist wieder auf die kurzen Transportwege zurückzuführen. Bei gleichbleibend geringem Einsatz von Braunkohle-befeuerten Kraftwerken, sind auch die Umweltauswirkungen durch AP, EP und POCP im Vergleich zu

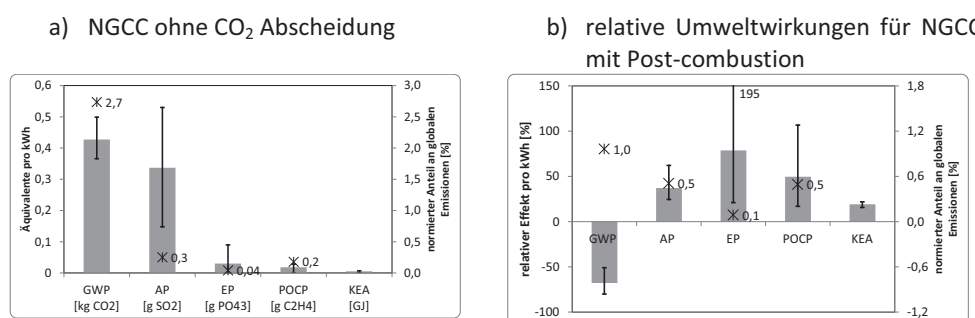
globalen Gesamtemissionen vernachlässigbar. Selbst eine Steigerung von mehr als 500% für POCP wird keinen spürbaren Effekt auf den weltweiten POCP-Wert haben.

Die absoluten Zahlen für die IGCC-Systeme ohne CCS sind in der Regel kleiner als für konventionelle Kohle-Kraftwerke (Abbildung 5). IGCC mit Pre-combustion zeigt die gleiche Tendenz wie Post-combustion, nur auf einem niedrigeren Niveau. Trotz Berücksichtigung verschiedener CO₂-Waschsubstanzen ist die Erhöhung von AP, EP, POCP und KEA meist kleiner als 40% und ist verglichen mit dem weltweiten EP und POCP sehr gering. Der Anteil am weltweiten AP erhöht sich von 1,5% auf 1,8%, das GWP sinkt von 11,5% auf 2,9%.

III.3.2 Erdgas

Für den Brennstoff Erdgas wurden bisher hauptsächlich Post-combustion-Anlagen untersucht. Singh et al. [Singh et al., 2011] haben als einzige eine Erdgas-betriebene Oxyfuel-Variante analysiert. Durch die höheren Wirkungsgrade der Erdgas-befeuerten Kraftwerke ohne Abscheidung fällt das GWP deutlich niedriger aus als für Kohle-befeuerte Anlagen. Weil zudem der Anteil der Erdgas-befeuerten Stromerzeugung nur etwa halb so groß ist wie der von Kohle-befeuerten Anlagen, trägt das GWP deutlich weniger (2,7%) zum weltweiten GWP bei (Abbildung 6). Mit CCS reduziert sich der GWP-Anteil auf 1,0%. Die Analysen zur Reduktion vom GWP sind auch bei Erdgas ziemlich einheitlich. Hinsichtlich der übrigen Wirkungskategorien sind die Schwankungen jedoch wieder größer. Die Erhöhung für AP, EP, POCP und KEA liegt zwischen 15% und 50%. Alle normalisierten Werte liegen deutlich unter 1%, auch wenn einige Umweltwirkungen in absoluten Zahlen stark zunehmen.

Abbildung 6: Umweltwirkungen eines NGCC und normalisierte Umweltwirkungen bezogen auf weltweite Emissionen im Jahr 2000



Quelle: nach [Zapp et al., 2012]

IEK-STE 2012

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass für alle Brennstoffe und Abscheidevarianten nur das GWP ein robuster Umwelteffekt ist, der zum Vergleich von Ökobilanzen untereinander herangezogen werden kann. Um zuverlässige Aussagen über andere Umwelt-

wirkungen von CCS-Systemen zu erhalten, sind mehr gut dokumentierte LCAs notwendig, da der Vergleich der bisherigen Studien problematisch ist.

IV Umweltaspekte zukünftiger Abscheideverfahren der 2. Generation

Um Umweltaspekte wie oben beschrieben zu verringern, werden Techniken erforscht, die geringere Wirkungsgradverluste haben oder ohne chemische Betriebsstoffe auskommen. Eine vielversprechende Option dieser sogenannten Techniken der 2. Generation ist die Membrantechnik. Für das Oxyfuel-Verfahren werden Hochtemperatur-Membranen aus $\text{Ba}_{0,5}\text{Sr}_{0,5}\text{Co}_{0,8}\text{Fe}_{0,2}\text{O}_{3-\delta}$ (BSCF)-Perowskit-Material entwickelt [Czyperek et al., 2010]. Sie stehen damit im direkten Vergleich zur kryogenen Luftzerlegungsanlage (siehe Beitrag CO_2 -Abscheidung). Ökologische Effekte des Einsatzes von Membranen wurden bisher nicht untersucht.

Wie vorher ausgeführt ist für einen Vergleich von Techniken die Wahl einheitlicher Rahmenparameter notwendig. Da für Oxyfuel-Systeme bisher keine einheitliche Vorstellung zu Umwelteffekten existiert (siehe Kapitel III.3.1) und die Wahl der Rahmenparameter entscheidend ist, werden im Weiteren die Umweltwirkungen von drei Steinkohle-befeuerten Kraftwerken einheitlich modelliert und dann miteinander verglichen. Basis für die Untersuchungen ist ein überkritisches (super critical, SC), deutsches Steinkohle-Kraftwerk (State-of-the-Art) ohne CO_2 -Abscheidung. Seine technischen Parameter dienen als Grundlage für die Modellierung der Kraftwerke. Dem gegenübergestellt werden die ökologischen Effekte eines herkömmlichen Oxyfuel-Kraftwerks mit kryogener Luftzerlegung (LZA) bzw. die Effekte eines möglichen zukünftigen Kraftwerks mit Membran-basierter Luftzerlegung.

IV.1 Kraftwerkskonzepte

Für alle Kraftwerkskonzepte werden die gleichen grundlegenden Annahmen verwendet. Es werden Systemkomponenten als sogenannte Unit-Prozesse definiert, für die Energie- und Materialströme erfasst werden. Abbildung 7 zeigt die festgelegte Prozesskettenstruktur und die Systemgrenzen. Die Prozesskette besteht in der Grobstruktur aus "Kohle-Konditionierung", "Stromerzeugung", "Entstickung", "Entstaubung" und "Entschwefelung".

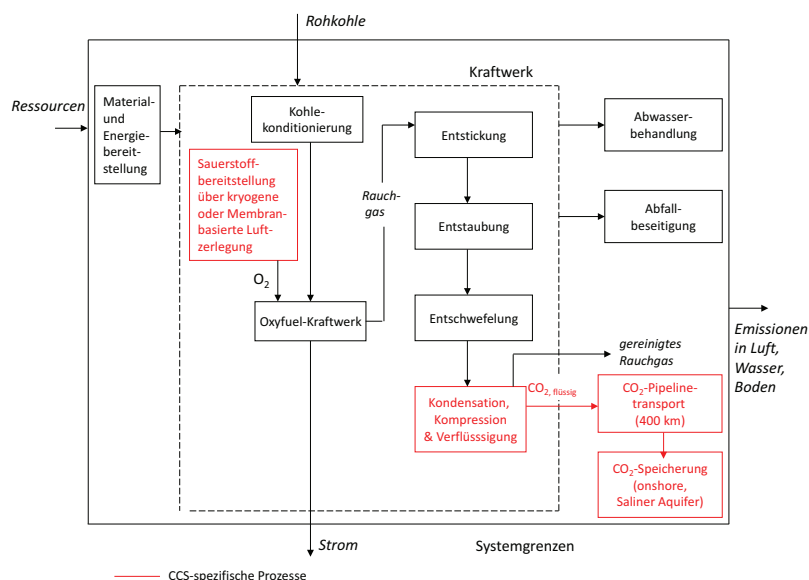
Referenzkraftwerk (RK SC) ohne CCS

Ein Konsortium aus Industrie und Wissenschaft hat grundlegende Parameter definiert [VGB-PowerTech, 2004], um ein SC-Kraftwerk für das Jahr 2004 zu beschreiben. Dieses theoretische SC-Kraftwerk erreicht einen Nettowirkungsgrad von fast 46%. Bei der Rauchgasreinigung werden Emissionswerte unterhalb der aktuellen Grenzwerte deutscher Gesetzgebung [13. BImSchV, 20.07.2004] erreicht (SOx : 150 mg/Nm^3 , NOx : 100 mg/Nm^3). Für die Analyse wird die südafrikanische Steinkohle "Kleinkopje" betrachtet, die über den Seeweg nach Deutschland transportiert wird.

Oxyfuel-Konzept

Zusätzlich zu den oben genannten Prozessen beinhaltet der Oxyfuel-Prozess noch die "Sauerstoff-Bereitstellung durch kryogene oder Membran-basierte Luftzerlegung", "H₂O-Kondensation, CO₂-Komprimierung und Verflüssigung", "CO₂-Transport per Pipeline (400 km onshore)" sowie "CO₂-Speicherung im salinen Aquifer (800 m)" (siehe auch Abb. 7). Der notwendige Sauerstoff wird entweder durch eine kryogene Luftzerlegungsanlage oder eine Membran-basierte O₂-Trennung geliefert.

Abbildung 7: LCA-Systemgrenzen für ein konventionelles Kraftwerk ohne CCS und Oxyfuel-Kraftwerke mit kryogener bzw. Membran-basierter LZA



Quelle: Eigene Abbildung

IEK-STE 2012

Kryogene Luftzerlegung (k-LZA)

Die kryogene Luftzerlegung stellt die State-of-the-Art-Technologie für eine großtechnische Sauerstoffproduktion für Kraftwerke dar. Während der Energieverbrauch der LZA mit höheren Anforderungen an die O₂-Reinheit steigt, senkt eine höhere O₂-Reinheit den Energiebedarf in der CO₂-Kompression und -Reinigung. Mehrere Studien [Castle, 2002, Dillon et al., 2005] geben eine O₂-Reinheit von 95% (mit 3,8% Ar und 1,2% N₂ [Hausen & Linde, 1985]) als optimalen Wert an. Dafür werden ca. 200 kWh/tO₂ elektrische Energie benötigt. Der Nettowirkungsgrad des kryogenen Oxyfuel-Kraftwerks beträgt 36,4%, somit ergibt sich ein Wirkungsgradverlust von 9,5%-Punkten.

Membran-basierte Luftzerlegung (HTM-LZA)

In den letzten Jahren wurden große Anstrengungen in Entwicklung und Integration von neuartigen Gasseparationsmembranen unternommen, um die Wirkungsgrade der Oxyfuel-Kraftwerke zu verbessern [Czyperek et al., 2010]. Eine Möglichkeit Sauerstoff abzutrennen, ist die Verwendung von keramischen Hochtemperatur-Membranen (HTM). Ein favorisiertes Membranmaterial ist $\text{Ba}_{0,5}\text{Sr}_{0,5}\text{Co}_{0,8}\text{Fe}_{0,2}\text{O}_{3-\delta}$ (BSCF), weil seine Permeationsrate aufgrund der hohen ionischen und elektronischen Leitfähigkeit sehr hoch ist [Engels et al., 2010]. Dieses Material weist jedoch Probleme der chemischen Stabilität bei den heißen CO_2 - und SO_2 -Umgebungen im Rauchgas auf, dass in einem Vier-End-Konzept im Kreislauf als Sweepgas auf der Permeatseite geführt wird [Castillo, 2011a]. Daher wird derzeit ein Drei-End-Konzept favorisiert, bei dem die Membran keinen direkten Kontakt zum Rauchgas hat und die Triebkraft durch eine zusätzliche Vakuumpumpe erzeugt wird. Die thermodynamische Modellierung eines hochintegrierten Membranmoduls ermittelt einen Nettowirkungsgrad von 39,6% [Castillo, 2011b]. Zusätzlich ergibt sich bei einer angenommenen Membrandicke von 0,6 mm und einer durchschnittlichen Sauerstoffpermeationsrate von $1,75 \text{ ml}/(\text{min} \cdot \text{cm}^2)$ eine erforderliche Membranfläche für dieses Kraftwerk von 254.000 m^2 . In einer ersten Analyse wird eine Lebensdauer von 40 Jahren für Membran und die dazugehörigen Module angenommen.

Für alle drei Kraftwerkstypen werden zusätzliche Upstream-Prozesse wie Brennstoff- oder Betriebsmittelbereitstellung und Downstream-Prozesse wie Abfallbehandlung berücksichtigt. Darüber hinaus wird die Konstruktion der Kraftwerke sowie der kryogenen bzw. Membran-basierten LZA mit einbezogen. In Tabelle 4 sind die gewählten Parameter der drei Kraftwerksvarianten aufgelistet.

Tabelle 4: Parameter der drei Kraftwerksvarianten

Parameter	RK SC	k-LZA	HTM-LZA
Nettoleistung [MW]	555,3	440,9	479,5
Nettowirkungsgrad LHV [%]	45,9	36,4	39,6
Wirkungsgradverluste [%-Punkte]	-	9,5	6,3
Membranfläche [Tausend m^2]	-	-	254
CO_2 -Abtrennrage [%]	-	90,2	90,1

Quelle: Eigene Darstellung

IEK-STE 2012

IV.2 Ergebnisse der Sachbilanz

Für die drei Kraftwerkskonzepte werden die Inputs und Outputs über den gesamten Lebenszyklus erhoben und aufsummiert und auf eine kWh produzierten Strom bezogen. Die Kraftwerksparameter sind aus detaillierten thermodynamischen Modellierungen [Castillo, 2011b] abgeleitet. Daten zur Membran entstammen dem MEM-BRAIN-Projekt, das die Entwicklung von Membranen zur Gasseparation in Kraftwerken zum Ziel hat [MEM-BRAIN, 2011]. Vor-

bzw. nachgelagerte Prozessketten wie z.B. Brennstoffbereitstellung oder Abfallbehandlung werden der ecoinvent-Datenbank [EcoinventCenter, 2007] entnommen. LCA-Informationen über CO₂-Transport und -Speicherung sind aus der Studie von Wildbolz [Wildbolz, 2007] abgeleitet.

Tabelle 5 zeigt die wichtigsten Inputs und Outputs für alle Kraftwerke bezogen auf 1 kWh Strom. Die CO₂-Emissionen sinken beim Einsatz von CCS-Technologie deutlich. Im Oxyfuel-Prozess verringern sich aufgrund des veränderten Prozess-Managements auch die NO_x-Emissionen einhergehend mit einer Reduzierung des Ammoniakbedarfs zur Entstickung. Aufgrund der Wirkungsgradeinbußen wird mehr Kohle benötigt, was auch zum Anstieg einiger Emissionen wie CO, Partikel oder Aschen führt. Eine Abnahme der SO₂-Emissionen wird durch einen höheren Einsatz von Kalkstein bei der Entschwefelung erreicht. Dies geht jedoch einher mit einem erhöhten Gipsanfall.

Tabelle 5: Spezifische Hauptinputs und -outputs (inkl. vor- und nachgelagerter Prozesse)

	RK SC	K-LZA	HTM-LZA
Input (g/kWh)			
Kohle	401	508	467
Kalkstein	5,2	7,1	6,6
Ammoniak	0,9	0,15	0,2
Output (g/kWh)			
CO ₂	803	165	151
CO ₂ abgeschieden	-	886,7	811,9
SO ₂	0,74	0,47	0,43
NO _x	0,91	0,86	0,79
CO	0,16	0,21	0,19
Partikel	1,17	1,49	1,37
Aschen (Kessel, E-Filter)	44	55,7	51,2
Gips	8,9	12,3	11,3

Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

IV.3 Ergebnisse der Wirkungsabschätzung

Bei den Umweltwirkungen werden in Abbildung 8 für die drei Kraftwerksvarianten die Ergebnisse jeweils unterschieden nach Effekten am Kraftwerk, der Kohlebereitstellung, anderen vor- bzw. nachgelagerten Ketten und dem Bau des Kraftwerkes. Für die Oxyfuel-Kraftwerke wird zusätzlich der Anteil des CO₂-Transports und der -Speicherung sowie der Herstellung der LZA inklusive der Membranherstellung für die HTM-LZA-Variante dargestellt.

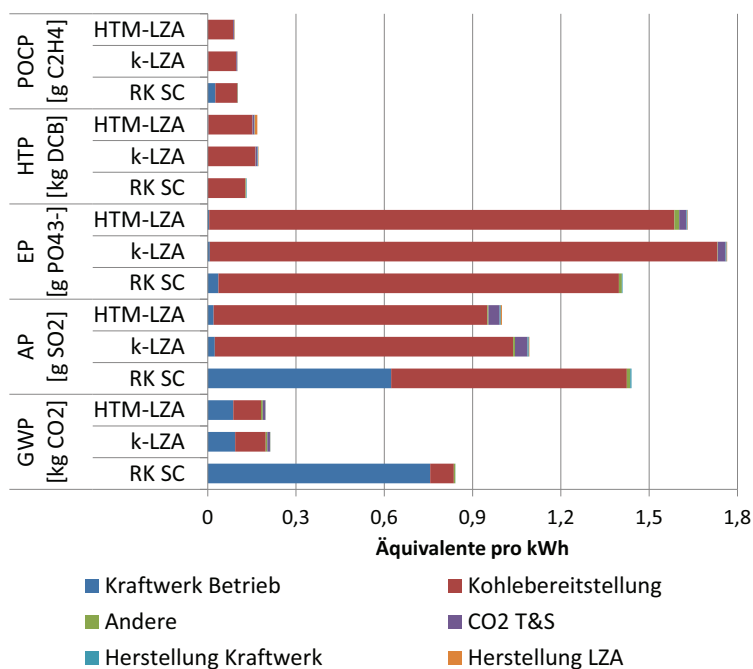
Die Ergebnisse zeigen, dass für beide Oxyfuel-Kraftwerke die Beiträge zum Treibhauseffekt und zur Versauerung im Vergleich zum Referenzkraftwerk ohne CCS sinken. Allerdings steigt

das Eutrophierungspotenzial um 25% für die kryogene und um 15% für die Membran-basierte LZA.

Das Humantoxizitätspotenzial erhöht sich ebenfalls von 132 g DCB-Äqu./kWh für die Referenzanlage auf 166 g DCB-Äqu./kWh für das Membran-basierte Oxyfuel-Kraftwerk. Das POCP bleibt nahezu unverändert (Referenz 0,103 g C₂H₄-Äqu./kWh, Membran 0,094 g C₂H₄-Äqu./kWh). Aufgrund geringerer Wirkungsgradverluste ist das Membran-basierte Oxyfuel-Kraftwerk jeweils besser als das kryogene.

Bei fast allen Umwelteffekten wird die Reduktion der Emissionen am Oxyfuel-Kraftwerk selbst gegenüber dem Referenzkraftwerk deutlich. Dafür steigen die Effekte durch die Brennstoffbereitstellung an, bei EP so drastisch, dass der Gesamtwert der Oxyfuel-Varianten höher ist. Ursache hierfür sind wieder Deponierungsprozesse beim Bergbau, höhere SO₂- und NO_x-Emissionen beim Kohletransport sowie die nachgelagerte Entsorgung der Kesselsche.

Abbildung 8: Ausgewählte Umweltwirkungen der Stromerzeugung für die drei Kraftwerke (inkl. vor- und nachgelagerter Prozesse) unterteilt nach Prozesskettenabschnitten



Anteile des CO₂-Transports und der -Speicherung sowie der Herstellung der Kraftwerke bzw. LZAs sind für alle Wirkungskategorien gering. Für HTP haben diese Prozesskettenabschnitte den größten Anteil mit 10% beim HTM-LZA-Kraftwerk. Das Humantoxizitätspotenzial wird hauptsächlich durch die Herstellung des Membranmoduls, insbesondere des Gehäuses mit hohen Mengen an Stahl, bestimmt. Die Sinterprozesse bei der Membranherstellung haben einen hohen Einfluss auf die POCP-Ergebnisse, da hier vermehrt NMVOC und andere organische Emissionen (Binder zur Membranherstellung) freigesetzt werden.

Daher hängen die Ergebnisse für die Membran-basierte Luftzerlegung stark von der angenommenen Lebensdauer des Moduls und der Membranen ab. Eine Analyse zeigt einen starken Anstieg des HTP, wenn sich die Lebensdauer des Membranmoduls von optimistischen 40 Jahren auf derzeit realistische 5 Jahre verringert (von 166 g DCB-Äqu./kWh bei 40 Jahren auf 230 g DCB-Äqu./kWh für eine Lebensdauer von 5 Jahren). Unter dieser Annahme würde das Membran-basierte Kraftwerk schlechter als die kryogene LZA abschneiden. Gleiches gilt für das POCP.

Um die Bedeutung der verschiedenen Umweltwirkungen zu bewerten, wird jeder ermittelte Umwelteffekt der Summe der weltweiten Umwelteffekte im Jahr 2010 gegenübergestellt. Dazu wird davon ausgegangen, dass die gesamte Steinkohle-basierte Stromproduktion (5790 TWh [OECD/IEA, 2012]) ausschließlich mit einem der drei Kraftwerkskonzepte erzeugt worden ist (Tabelle 6). Als Referenzsystem wird die Welt gewählt, da viele Umwelteffekte, wie vorher beschrieben, durch Vorketten entstehen, die nicht in Deutschland liegen. Nur das GWP wird bis 50% durch Emissionen an Kraftwerken in Deutschland erzeugt (132 TWh), weshalb in Tabelle 6 zusätzlich der deutsche GWP angezeigt ist.

Tabelle 6: Summe der deutschen Umweltwirkungen und Anteil der normalisierten Effekte für das Jahr 2010

	Summe der globalen Umweltwirkungen [kg-Äquivalent]	RK SC [%]	k-LZA [%]	HTM-LZA [%]
GWP	4,18 E13	11,6	2,9	2,7
GWP (Deutschland)	1,14 E12	9,7	2,5	2,3
AP	2,39 E11	3,5	2,6	2,4
EP	1,58 E11	5,2	6,4	6,0
HTP	3,63 E13	2,1	2,7	2,6
POCP	3,68 E10	1,6	1,6	1,5

Quelle: [GaBi, 2012]

IEK-STE 2012

Tabelle 6 zeigt, dass die Steinkohle-basierte Stromerzeugung einen deutlichen Anteil am globalen und deutschen Treibhauseffekt hat, der durch CCS deutlich verringert wird. Der Anteil an der Versauerung nimmt für Oxyfuel-Kraftwerke ab, wenn auch nicht so ausgeprägt

wie für GWP. Durch die Einführung von CCS steigt der Anteil an der Eutrophierung an. HTP steigt ebenfalls leicht an und POCP bleibt gleichbleibend unbedeutend.

IV.4 Interpretation

Die Oxyfuel-Technologie kann einen wichtigen Beitrag zu einer umweltfreundlicheren Stromerzeugung leisten. Allerdings wird aufgrund der Wirkungsgradeinbußen die Nachfrage nach Steinkohle um 25% für die kryogene Luftzerlegung und um 15% für die Membranbasierte Luftzerlegung erhöht. Der Beitrag der Stromerzeugung am GWP würde durch die Einführung von Oxyfuel-Techniken deutlich von über 10% auf ca. 2,5% gesenkt. Membranbasierte Luftzerlegungsprozesse zeigen dabei ein noch höheres Potenzial, da die Wirkungsgradverluste geringer sind. Allerdings besteht noch weiterer Forschungsbedarf. So müssen Langzeittests unter Betriebsbedingungen nachweisen, dass die modellierten Leistungsdaten in der Realität Bestand haben. Vor allem die Lebensdauer und die Gehäusegröße des Membranmoduls spielen eine entscheidende Rolle.

V Fazit

Die Einführung von CO₂-Abscheidetechniken zur Reduktion der weltweit steigenden Klimagasemissionen führt oftmals zur Verstärkung anderer Umwelteffekte. Daher ist eine umfassende Betrachtung notwendig. Auslöser für den Anstieg anderer Umwelteffekte ist meistens der Rückgang des Netto-Wirkungsgrads und der damit verbundene zusätzliche Bedarf an Brennstoffen und Betriebsmittel (z.B. Waschsubstanzen) sowie erhöhte Abfallmengen. Die detaillierte Analyse der Ursachen zeigt, dass eine Optimierung der Reduktion von Emissionen am Kraftwerk alleine nicht ausreicht, um den Anstieg zu verhindern. Insbesondere die Brennstoffbereitstellung hat oftmals einen hohen Anteil an den verschiedenen Umweltwirkungen. Werden zusätzlich Waschsubstanzen genutzt, steigt das Potenzial von Human- und Ökotoxizität im Wesentlichen aufgrund von Emissionen während der Herstellung. Schwermetallemissionen während der Deponierung von Sonderabfällen bzw. Aschen tragen ebenfalls zur Erhöhung der Toxizitäten bei. Im Vergleich von Studien sind die Prozesse der vor- oder nachgelagerten Ketten oftmals jedoch nicht mit der gleichen Detailtiefe abgebildet wie der Stromerzeugungs- und anschließende CO₂-Abscheidungsprozess. Eine genauere Untersuchung dieser Prozesse erscheint daher angeraten.

Die Betrachtung des gesamten Lebensweges zeigt auch, dass sich lokale oder regionale Umwelteffekte verlagern können. Während sich die Versauerung und Eutrophierung an Kraftwerksstandorten verringert, steigt sie in Regionen der Brennstoffförderung und der Transportwege an.

Das LCA hilft die verschiedenen Umwelteffekte aufzuzeigen und ihre Ursachen zu benennen. Ein Vergleich mit den Gesamteffekten einer Region hilft darüber hinaus, die unterschiedlichen Wirkungen in Relation zueinander zu setzen. Der gewünschte Effekt der Treibhausgasreduktion ist deutlich, Versauerungs- und Humantoxizitätsfördernde Emissionen müssen jedoch insbesondere bei Post-combustion-Anlagen genauer betrachtet werden.

Wichtigstes Ziel muss daher die Reduktion von Wirkungsgradverlusten sein. Neue technische Lösungen wie z.B. Membranen zeigen hier Potenziale. Dennoch sind weitere Analysen mit ausführlicher Beschreibung der Systemabgrenzung und der Rahmenparameter notwendig, um robuste Aussagen über die jeweiligen Umweltwirkungen der verschiedenen Techniken machen zu können.

VI Referenzen

13. BIMSCHV (20.07.2004) Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen – 13. BImSchV. http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/RECCS-Endbericht-lang.pdf.
- BAUER, C., HECK, T., DONES, R., MAYER-SPOHN, O. & BLES, M. (2009) *Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of advanced fossil power generation systems*. Paul Scherrer Institut (PSI) and Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Univ. Stuttgart (IER).
- CASTILLO, R. (2011a) Thermodynamic analysis of a hard coal oxyfuel power plant with high temperature three-end membrane for air separation. *Applied Energy*, 88:5, 1480-1493.
- CASTILLO, R. (2011b) Thermodynamic evaluation of membrane based oxyfuel power plants with 700°C technology. *Energy Procedia*, 4, 2026-2034.
- CASTLE, W. F. (2002) Air separation and liquefaction: recent developments and prospects for the beginning of the new millennium. *International Journal of Refrigeration*, 25:1, 158-172. doi: DOI: 10.1016/S0140-7007(01)00003-2
- CZYPEREK, M., ZAPP, P., BOUWMEESTER, H. J. M., MODIGELL, M., EBERT, K., VOIGT, I., MEULENBERG, W. A., SINGHEISER, L. & STÖVER, D. (2010) Gas separation membranes for zero-emission fossil power plants: MEM-BRAIN. *Journal of Membrane Science*, 359:1-2, 149-159. doi: DOI: 10.1016/j.memsci.2010.04.012
- D'ADDARIO, E., CLERICI, G., MUSICANTI, M., PULVIRENTI, G., SERENELLINI, S., VALDISERRI, MG. (2003) *Environmental analysis of different options of CO₂ capture in power generation from natural gas*. In GALE, J. & KAYA, Y. (Eds.) *Greenhouse gas control technologies* Elsevier Science Ltd.
- DILLON, D. J., WHITE, V., ALLAM, R. J., WALL, R. A. & GIBBINGS, J. (2005) *Oxy combustion processes for CO₂ capture from power plants*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme and Mitsui Babcock, 2005/9.
- DIN EN ISO 14040 (2006) Umweltmanagement - Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen. Berlin, Beuth Verlag GmbH.
- DIN EN ISO 14044 (2006) Umweltmanagement - Ökobilanz - Anforderungen und Anleitung. Berlin, Beuth Verlag GmbH.
- DOCTOR, R. D., MOLBURG, J. C., BROCKMEIER, N. F., MANFREDO, L., GOROKHOV, V., RAMEZAN, M. & STIEGEL, G. J. (2001) *Life-cycle analysis of a Shell gasification-based multi-product system with CO₂ recovery*. Argonne National Laboratory, W-31-109-Eng-38.
- ECOINVENTCENTER (2007) *Ecoinvent data v2.0, 2007*. www.ecoinvent.ch.
- ENGELS, S., BEGGEL, F., MODIGELL, M. & STADLER, H. (2010) Simulation of a membrane unit for oxyfuel power plants under consideration of realistic BSCF membrane properties. *Journal of Membrane Science*, 359:1-2, 93-101.
- GABI (2012) GaBi. 4.4 ed., PE International. <http://gabi-software.de>
- GUINEE, J., et al. (2002) *Handbook on life cycle assessment: Operational guide to the ISO standards*. Dordrecht (NL), Kluwer Academic publishers.
- HAUSEN, H. & LINDE, H. (1985) *Tiefemperaturtechnik: Erzeugung sehr tiefer Temperaturen, Gasverflüssigung u. Zerlegung von Gasgemischen*. Berlin, Springer.

- HELLWEG, S., HOFSTETTER, T. B. & HUNGERBÜHLER, K. (2003) Discounting and the environment - should current impacts be weighted differently than impacts harming future generations? *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 8:1, 8-18.
- IEA/GHG (2006) *Environmental impacts of solvent scrubbing of CO₂*. IEA Greenhouse R&D Programme, 2006/14.
- IEA/GHG (2010) *Environmental evaluation of CCS using life cycle assessment (LCA)*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2010/TR2.
- KHOO, H. H. & TAN, R. B. H. (2006) Life cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration. *Environmental Science & Technology*, 40:12, 4016-4024.
- KNUDSEN, S., KARL, M. & RANDALL, S. (2009) *Summary report: amine emissions to air during carbon capture; Phase I: CO₂ and amines screening study for effects to the environment*. Norwegian Institute for Air Research (NILU).
- KOORNNEEF, J., VAN KEULEN, T., FAATJ, A. & TURKENBURG, W. (2008) Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2:4, 448-467.
- KORRE, A., NIE, Z. & DURUCAN, S. (2009) Life cycle modelling of fossil fuel power generation with post combustion CO₂ capture. *Energy Procedia*, 1:1, 3771-3778.
- LOMBARDI, L. (2003) Life cycle assessment comparison of technical solutions for CO₂ emissions reduction in power generation. *Energy Conversion and Management*, 44:1, 93-108.
- MEM-BRAIN (2011). www.helmholtz.de/allianz-mem-brain
- MODAHL, I. S., NYLAND, C.A., RAADAL, H.L., KARSTAD, O., TORP, T.A., HAGEMANN, R. (2009) *LCA as an ecodesign tool for production of electricity, including carbon capture and storage – a study of a gas power plant case with post-combustion CO₂ capture at Tjeldbergodden*. Joint actions on climate change, Aalborg, Denmark, <http://ostfoldforskning.no/uploads/cvengelsk/23.pdf>.
- MURAMATSU, E. & IJIMA, M. (2003) *Life cycle assessment for CO₂ capture technology from exhaust gas of coal power plant*. In GALE, J. & KAYA, Y. (Eds.) *Greenhouse gas control technologies - 6th International Conference*. 57-62, Oxford, Pergamon.
- NIE, Z., KORRE, A. & DURUCAN, S. (2011) Life cycle modelling and comparative assessment of the environmental impacts of oxy-fuel and post-combustion CO₂ capture, transport and injection processes. *Energy Procedia*, 4:0, 2510-2517.
- ODEH, N. A. & COCKERILL, T. T. (2008) Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. *Energy Policy*, 36:1, 367-380.
- OECD/IEA (2002) *World energy outlook 2002*.
- OECD/IEA (2012) *Electricity information 2012*.
- PEHNT, M. & HENKEL, J. (2009) Life cycle assessment of carbon dioxide capture and storage from lignite power plants. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3:1, 49-66.
- POSCH, M., SEPPÄLÄ, J., HETTELINGH, J.-P., JOHANSSON, M., MARGNI, M. & JOLLIET, O. (2008) The role of atmospheric dispersion models and ecosystem sensitivity in the determination of characterisation factors for acidifying and eutrophying emissions in LCIA. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 13:6, 477-486.
- SCHREIBER, A., ZAPP, P. & KUCKSHINRICHS, W. (2009) Environmental assessment of German electricity generation from coal-fired power plants with amine-based carbon capture. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 14:6, 547-559.
- SCHREIBER, A., ZAPP, P. & MARX, J. (2012) Meta-analysis of life cycle assessment studies on electricity generation with carbon capture and storage. *Journal of Industrial Ecology*, 16, S155-S168.
- SEPPÄLÄ, J., POSCH, M., JOHANSSON, M. & HETTELINGH, J.-P. (2006) Country-dependent characterisation factors for acidification and terrestrial eutrophication based on accumulated

- exceedance as an impact category indicator. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 11:6, 403-416.
- SINGH, B., STRØMMAN, A. H. & HERTWICH, E. G. (2011) Comparative life cycle environmental assessment of CCS technologies. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5:4, 911-921.
- SLEESWIJK, A. W., VAN OERS, L. F. C. M., GUINÉE, J. B., STRUIJS, J. & HUIJBREGTS, M. A. J. (2008) Normalisation in product life cycle assessment: An LCA of the global and European economic systems in the year 2000. *Science of the Total Environment*, 390:1, 227-240.
- SPATH, P. & MANN, M. (2004) *Biomass power and conventional fossil systems with and without CO₂ sequestration comparing the energy balance, greenhouse gas emissions and economics*. National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.
- VGB-POWERTECH (2004) *VGB-PowerTech e.V. (ed). Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RWK NRW)*. 85.65.69-T-138, Essen.
- VIEBAHN, P., NITSCH, J., FISCHEDICK, M., ESKEN, A., PASTOWSKI, A. & SCHUWER, D. E. A. (2007) *RECCS Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS)*.
- WILDBOLZ, C. (2007) *Life cycle assessment of selected technologies for CO₂ transport and sequestration*. Zürich, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich (ETH), Institut für Umwelt-Engineering (IfU), Diplomarbeit.
- ZAPP, P., SCHREIBER, A., MARX, J., HAINES, M., HAKE, J.-F. & GALE, J. (2012) Overall environmental impacts of CCS technologies - A life cycle approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 8:0, 12-21.

B V

Sicherer Betrieb geologischer CO₂-Speicher am Beispiel des Pilotstandortes Ketzin

Michael Kühn, Axel Liebscher, Sonja Martens, Fabian Möller, Thomas Kempka, Martin Streibel

Zentrum für CO₂-Speicherung, Deutsches GeoForschungsZentrum GFZ Potsdam

Inhalt

I	Einleitung und Fragestellung	131
II	Rückhalte Mechanismen in Porenspeichern	132
III	Potenzielle Leckage von CO ₂ -Speichern	134
IV	Sicherheit geologischer CO ₂ -Speicher	136
V	Kontrollierbarkeit der CO ₂ -Speicherung	138
VI	Erfahrungen vom Pilotstandort Ketzin	140
VI.1	Speicherung von CO ₂ verläuft sicher und verlässlich	140
VI.2	Kombination geochemischer und geophysikalischer Überwachungsmethoden zur Detektion kleinster Mengen CO ₂	141
VI.3	Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein beeinflussen nicht die Integrität des Speichers	142
VI.4	Numerische Simulationen geben das zeitliche und räumliche Verhalten des injizierten CO ₂ wieder	142
VII	CO ₂ -Speicher als Komponente stofflicher Energiespeicherung für einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf	143
VIII	Fazit	145
IX	Literaturverzeichnis	146

I Einleitung und Fragestellung

Im Mittelpunkt der Forschung des Zentrums für CO₂-Speicherung am Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ steht die Frage, ob eine langfristige und sichere Speicherung von Kohlenstoffdioxid (CO₂) im Untergrund möglich ist und damit Treibhausgasemissionen in die Atmosphäre vermieden werden können. Dafür werden Technologien zur Überwachung und Prognose der Speicherung in porösen Gesteinen im tiefen Untergrund getestet und neu entwickelt. Nahe der Stadt Ketzin/Havel in Brandenburg wird seit 2004 als Pilotstandort das

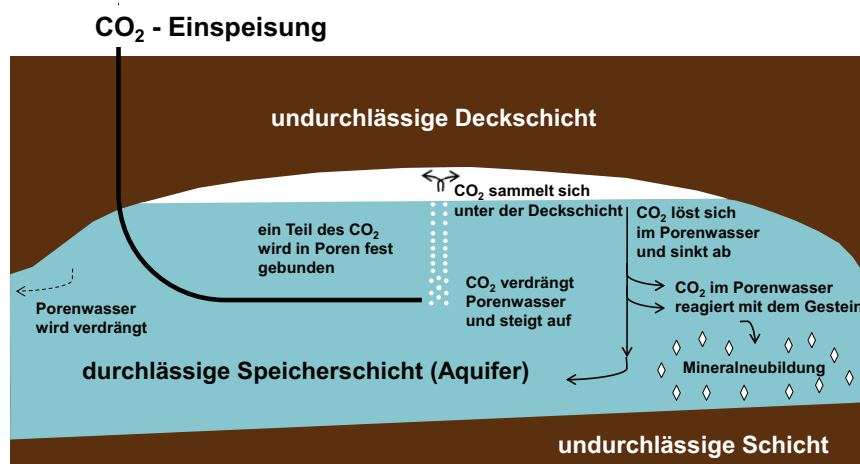
erste kontinentale europäische Feldlabor zur CO₂-Speicherung aufgebaut und betrieben, mit aktiver und kontinuierlicher Injektion seit Juni 2008.

II Rückhaltemechanismen in Porenspeichern

Bei den potenziellen Speichergesteinen handelt es sich im Wesentlichen um sogenannte Porenspeicher aus verfestigten Sedimenten (s. Kapitel Speicheroptionen). Die für die geologische CO₂-Speicherung wichtigsten Gesteine sind dabei Sandsteine, die sich dadurch auszeichnen, dass sie eine ausreichende Porosität und Permeabilität besitzen, so dass CO₂ effizient in diese Formationen eingebracht werden kann. CO₂ wird über Bohrungen mit Hilfe von Pumpen in das Gestein injiziert. Dafür wird der CO₂-Strom mit gerade soweit erhöhtem Druck in die Bohrung eingebracht, um den durch das Gestein bestehenden Fließwiderstand in Abhängigkeit der Permeabilität und weiterer Gesteinseigenschaften zu überwinden.

Die verschiedenen Prozesse, die nach Einbringung des CO₂ in das Speichergestein berücksichtigt werden müssen (Abbildung 1), sind auf einer logarithmischen Zeitskala (Abbildung 2) von unterschiedlicher Bedeutung [IPCC, 2005]. Auf der kürzesten Zeitskala von Jahren, während der Injektion und direkt danach, steigt das eingebrachte CO₂ nach oben, weil seine Dichte geringer ist als die des dort vorhandenen Formationswassers. Das CO₂ sammelt sich unterhalb des undurchlässigen Deckgesteins, das meistens aus Ton- bzw. Salzgestein besteht (Abbildung 1).

Abbildung 1: CO₂-Rückhaltemechanismen bei der geologischen Speicherung in einem tiefen, Salzwasser führenden Grundwasserleiter (saliner Aquifer)

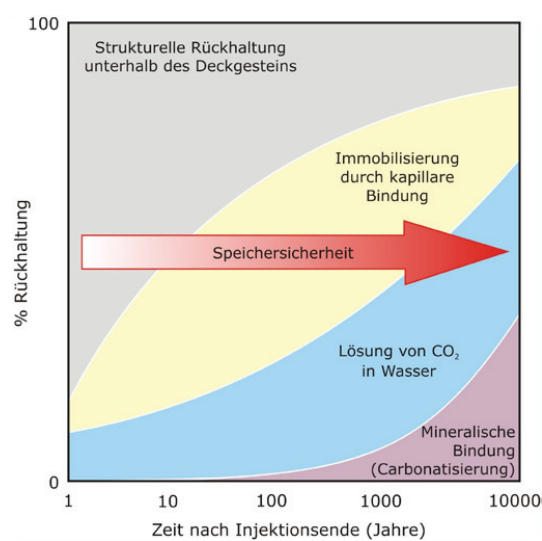


Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

Auf der Zeitskala von Zehnerjahren kommt es zur Rückhaltung des CO_2 durch Kapillarkräfte (Abbildung 1, Abbildung 2), wenn die Porenhlse einen so geringen Durchmesser haben, dass das CO_2 trotz der Dichtedifferenz zum Umgebungswasser nicht mehr aufsteigen kann. Das Gas kann in dem Fall nur durch andere Fluide verdrängt werden, wenn diese unter erhöhtem Druck in die Speicherformation einströmen.

Abbildung 2: Rückhaltemechanismen erhöhen die Speichersicherheit geologischer CO_2 -Speicher mit der Zeit (verändert nach [IPCC, 2005])



Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

Im Rahmen von hunderten von Jahren wird ein wesentlicher Teil des CO_2 im Wasser gelöst und Kohlensäure gebildet. Die Bindung von CO_2 an das Wasser bleibt so lange stabil, wie sich der Druck auf die Lösung nicht verringert bzw. sich die Temperatur nicht erhöht. Das so mit CO_2 angereicherte Wasser hat eine etwas höhere Dichte als das ursprüngliche Formationswasser und aufgrund der Gravitationskraft die Tendenz abzusinken (Abbildung 1).

Langfristig, in etwa auf der Zeitskala von tausend Jahren, werden Anteile des Kohlenstoffdioxids durch den Prozess der Mineralisierung, hier in Form von Karbonaten, gebunden. Die Karbonatisierung ist die chemische Umwandlung alkalischer Bestandteile des Gesteins mit Kohlensäure in einer Neutralisierungsreaktion, die einer gewöhnlichen und allgegenwärtigen Verwitterungsreaktion entspricht. Die Mineralisierung des CO_2 führt in Form von z.B. Kalzit, Dolomit und Siderit zu einer festen Ablagerung im Gestein und dadurch zu einer dauerhaften Bindung des CO_2 .

Insgesamt tragen so die vier Rückhaltemechanismen in den Schichten des Speichers zur dauerhaften und sicheren Speicherung bei. Denn nur das als freie Gasphase vorliegende CO_2

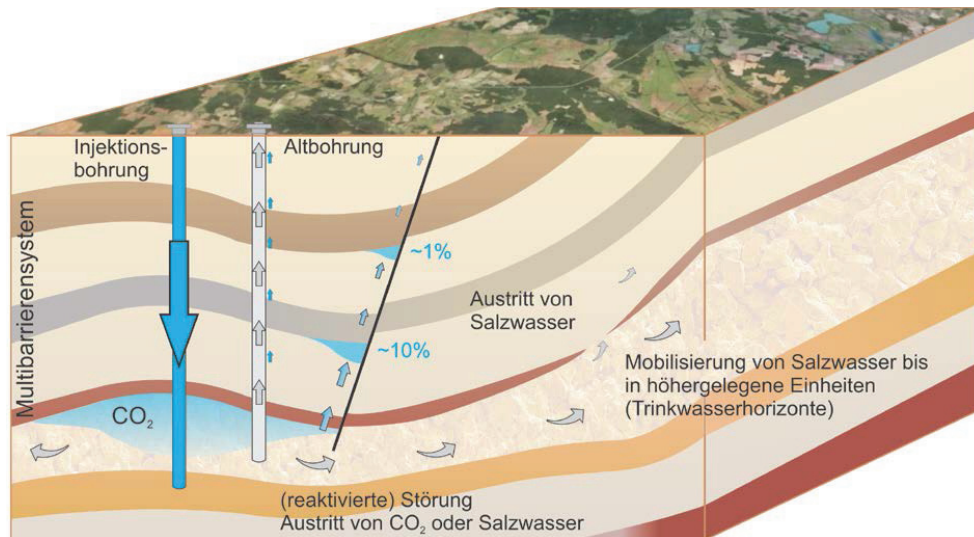
erfährt eine Auftriebskraft und könnte tendenziell den Speicher nach oben verlassen. Durch die zunehmende Wirkung der vier Rückhalte Mechanismen sinkt der Anteil der freien Gasphase im Speicher mit der Zeit stetig (Abbildung 2), was u.a. durch Untersuchungen an natürlichen CO₂-Lagerstätten belegt wird. Diese zeigen, dass ca. 18 % des CO₂ langfristig mineralisiert und sich der Großteil des CO₂ im Formationswasser gelöst findet [Gilfillan et al., 2009].

III Potenzielle Leckage von CO₂-Speichern

In Abbildung 3 sind das schematische Prinzip der geologischen CO₂-Speicherung sowie die potenziellen Risiken der Technologie dargestellt. Das CO₂ wird unterhalb des undurchlässigen Deckgesteins in die Speicherformation eingebracht (Abbildung 1). Abgebildet ist ein sogenanntes Multibarrierensystem, in dem sich auch oberhalb des Speicherkomplexes wiederum potenzielle Speichergesteine und Deckgesteine abwechseln (Abbildung 3). Das größte Potenzial für Leckage sind vorhandene Bohrungen. Sowohl aktive als auch stillgelegte Bohrungen können Migrationswege sein, weil sie erstens eine direkte Verbindung zwischen der Erdoberfläche und dem Speicher darstellen und zweitens künstliche Materialien enthalten (Verrohrung und Zementierung), die langfristig korrodieren können.

Unter Berücksichtigung eines Multibarrierensystems, in dem eine größere Anzahl passiver Bohrungen (Altbohrungen bzw. Observationsbohrungen) vorhanden ist, kann basierend auf statistischen Methoden mit Hilfe einer analytischen Lösung die mögliche Leckagerate abgeschätzt werden [Nordbotten et al., 2004]. Je mehr Barriereeinheiten vorhanden sind, desto geringer ist die kumulative Menge an CO₂, die entlang korrodierter Bohrungen bis an die Erdoberfläche migrieren kann, weil wesentliche Mengen CO₂ durch die oberhalb des Speicherkomplexes gelegenen Formationen aufgenommen werden. Die Berechnungen ergeben, dass es 10 % der insgesamt gespeicherten Menge bei einer Deckschicht wären, 1 % bei zwei Deckschichten (Abbildung 3) und 0,1 % bei dreien usw. [Nordbotten et al., 2004]. Ist nur eine Bohrung in 100 m Entfernung von der Injektionsbohrung vorhanden und ist diese undicht, dann sind zwischen 0,1 % bis 0,2 % der insgesamt eingespeicherten Menge im Aquifer darüber zu erwarten [Ebigbo et al., 2007]. Die mögliche Leckagerate ist also wesentlich von der Anzahl der (undichten) Bohrungen im Bereich des Speichers abhängig. Im Rahmen der Injektion von CO₂ in eine leergeförderte Öllagerstätte in Amerika (West Pearl Queen, New Mexico) wurde die tatsächliche Leckagerate im Umfeld der Injektionsbohrung mit Hilfe von Markierungsstoffen gemessen. Diese Untersuchungen ergaben umgerechnet 0,0085 % pro Jahr von der insgesamt eingespeicherten Menge an CO₂ [Wells et al., 2007]. In dem speziellen Experiment wurden ca. 2.000 Tonnen CO₂ in einer Periode von zwei Monaten eingebracht. Neben den direkten Messungen des CO₂ an der Oberfläche, bzw. in den Bohrungen, gibt es des Weiteren seismische Verfahren, die eingesetzt werden können, um Leckagen frühzeitig festzustellen und Gegenmaßnahmen zu ergreifen [Bohnhoff et al., 2010]. Da nachgewiesenermaßen Undichtigkeiten auftreten können und auch beobachtet werden, müssen CO₂-Speicher umfangreich überwacht werden.

Abbildung 3: Schematisches Prinzip der geologischen CO₂-Speicherung mit einem Multi-barrierensystem. Dargestellt sind außerdem potenzielle anthropogene und natürliche Leckagewege für das CO₂ sowie die Mobilisierung von Salzwasser.



Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

Außer den Bohrungen gibt es auch potenzielle natürliche Leckagewege. Dies sind Fließpfade entlang von Rissen und Trennflächen im Gestein, die als geologische Klüfte und Störungen bezeichnet werden (Abbildung 3). Sie können im Speichergestein und Deckgestein sowie in den darüber befindlichen Gesteinsschichten existieren und sind komplexer als Bohrungen, weil es sich um ungleichmäßige Flächen mit variabler Permeabilität handelt. Geologische Störungen können komplett dicht gegenüber Fluiden sein, aber wie natürliche CO₂-Quellen zeigen, können sie ebenfalls gasdurchlässig sein. Eine der größten gemessenen Ausgasungen einer natürlichen CO₂-Quelle wurde in Italien mit einer ausströmenden Menge von 2.000 Tonnen CO₂ pro Tag auf einer Fläche von ca. 0,5 km² gemessen [Chiodini et al., 2010]. Es handelt sich hierbei allerdings um ein System, das sich in einer Gebirgsregion befindet und deshalb einen deutlich anderen geologischen Aufbau aufweist als potenzielle CO₂-Speicher (s. Kapitel Speicheroptionen). Die Region wurde erheblich durch geologische Prozesse wie Erdbeben in der Erdgeschichte gestört und wäre aus diesem Grund kein Zielgebiet für einen CO₂-Speicher. Viele Kluft- und Störungssysteme in Sedimentbecken (z.B. norddeutsches Becken) sind dagegen undurchlässig für Fluide, wie Funde von Jahrtausenden alten Erdgas- und Erdöllagerstätten belegen. Wären diese Systeme nicht überwiegend dicht, dann fänden sich keine Kohlenwasserstofflagerstätten darin.

Ein weiterer Effekt, der sehr genau für jeden Standort untersucht werden muss, ist die Salzwasserverlagerung (Abbildung 3). Das in das Speichergestein eingebrachte CO₂ verdrängt das im Porenraum befindliche Salzwasser. Es muss sichergestellt werden, dass das Salzwasser

nicht über Migrationspfade in die Trinkwasserreservoirs der flachen Grundwasserleiter gelangt und dort das Trinkwasser in einem Maß versalzt, dass es für die Trinkwasserversorgung unbrauchbar wird. Dieses erfordert eine umfangreiche und gründliche Erkundung jedes potenziellen Standortes. Diese Datenerhebung ist dann die Basis für im Vorfeld durchzuführende Sicherheitsanalysen. Für ungestörte Systeme konnte in einer theoretischen Studie dargestellt werden, dass eine Gefährdung durch Salzwasseraufstieg in Trinkwasserreservoirs trotz des Druckanstiegs in bis zu 100 km Entfernung von der Injektionsstelle der geologischen Speicher nicht besteht [Birkholzer et al., 2009]. Entsprechende Untersuchungen für gestörte Systeme zeigen eine sehr niedrige Tendenz einer möglichen, zunehmenden Versalzung von oberflächennahen Grundwasserleitern bei Berücksichtigung sogar hochdurchlässiger Störungssysteme an [Tillner et al.].

Eine generelle Bewertung der Eignung von Standorten ist im Vorfeld ohne eine geologische Standortcharakterisierung nicht hinreichend realisierbar. Es ist daher sehr wesentlich, dass eine umfangreiche Erkundung durchgeführt wird. Diese Erkundung ist standortspezifisch und der wichtigste und einzig mögliche Schritt, um eine detaillierte Abschätzung der Risiken durchzuführen und zu entscheiden, ob eine langfristige und sichere geologische CO₂-Speicherung durchführbar ist.

IV Sicherheit geologischer CO₂-Speicher

Die wichtigste Frage bezüglich der CO₂-Speichertechnologie, die es zu beantworten gilt, ist die nach der Sicherheit für Mensch und Umwelt. Um die Sicherheit der geologischen CO₂-Speicherung zum jetzigen Zeitpunkt abzuschätzen, werden u.a. zwei sogenannte Analoge herangezogen. Zum einen sind dies natürliche CO₂-Lagerstätten bzw. -quellen und zum anderen Standorte, an denen Gasspeicherung in porösen Gesteinen durchgeführt wird [Kühn, 2011].

Die unterirdische, geologische Speicherung von CO₂ ist keine Erfindung des Menschen, sondern ein natürliches Phänomen. Es existieren weltweit viele natürliche CO₂-Lagerstätten seit Tausenden bis Millionen von Jahren, z.B. in Deutschland in der Rhön, in Südfrankreich oder in Italien. Diese natürlichen Speicherstätten belegen, dass Speichergesteine CO₂ für geologisch lange Zeiträume aufnehmen und Deckgesteine dieses zum größten Teil effizient zurückhalten können. Werden zukünftige CO₂-Speicher entsprechend ausgewählt und nach Stand von Wissenschaft und Technik erkundet, dann kann eine langfristige Speicherung des größten Teils des CO₂ vorausgesetzt werden. Natürliche CO₂-Vorkommen helfen die Bedingungen zu verstehen, unter denen das Gas zurückgehalten wird. Natürliche CO₂-Quellen zeigen, welche Auswirkungen zu erwarten sind, wenn CO₂ ausströmt. Roberts et al. untermauern mit ihrer Studie über insgesamt 286 natürliche CO₂-Quellen in Italien, dass mit dem notwendigen Risikomanagement im Vorfeld von industriellen CO₂-Speichern das Gesundheitsrisiko durch den ungeplanten Austritt von CO₂ minimiert werden kann [Roberts et al., 2011]. Das berechnete Risiko für Todesfälle im Umkreis der natürlichen Quellen in Italien liegt bei 10⁻⁸ pro Jahr und ist damit weit niedriger als andere in der Gesellschaft akzeptierte alltägliche Risiken, mit denen der Mensch umgeht. Die Wahrscheinlichkeit z.B. bei einem Autoun-

fall ums Leben zu kommen beträgt $1,8 \cdot 10^{-4}$ oder in Amerika vom Blitz getroffen zu werden $2,3 \cdot 10^{-5}$ [Roberts et al., 2011].

Auf der kürzeren technologischen Zeitskala liefern Erfahrungen aus der Gasspeichertechnik Erkenntnisse für die geologische CO₂-Speicherung, zum Beispiel über das Ausbreitungsverhalten von Gasen in porösen Gesteinen. Die Technik zur Speicherung großer Erdgas-mengen in tiefen unterirdischen Gesteinsformationen zum Ausgleich von saisonalen Bedarfs-schwankungen hat sich in vielen Teilen der Welt seit Jahrzehnten bewährt. Das Speicher-volumen der 23 Porengasspeicher in Deutschland beläuft sich auf ca. 12,5 Milliarden Kubik-meter Erdgas [Sedlacek, 2009]. Ein Beispiel für die erfolgreiche und sichere Erdgas-speicherung ist der Speicher unterhalb von Berlin, der seit 1992 in 800 Meter Tiefe betrieben wird. Dieser Speicher erstreckt sich teilweise unter einem Landschaftsschutzgebiet, liegt aber auch unmittelbar unter Wohnsiedlungen, Sportanlagen und Erholungsflächen.

Die beiden aufgeführten Analoge liefern wichtige Erkenntnisse für die geologische CO₂-Speicherung und machen deutlich, dass es möglich ist, die Verfahren technisch zu beherrschen und sicher zu betreiben, aber auch, dass CO₂ in großen Mengen langfristig in den Speichergesteinen verbleiben kann. Trotzdem muss man sich über mögliche Leckagewege und die mit der Technologie verbundenen Risiken im Klaren sein und sicherstellen, dass keine Gefahr für Mensch oder Umwelt durch die geologische CO₂-Speicherung verursacht wird.

Sollte CO₂ trotz aller Sicherheitsmaßnahmen dennoch an der Erdoberfläche entweichen, so sind die von ihm ausgehenden Gefahren gegenüber anderen Gasen (z.B. Erdgas) relativ gering, denn CO₂ ist ungiftig und weder brennbar noch explosiv. In Abhängigkeit der Randbedingungen wie Fließrate, Geländeform, Windgeschwindigkeit und -richtung wird entweichendes CO₂ schnell mit der Umgebungsluft vermischt und dadurch auf ein ungefährliches Maß verdünnt. Es muss jedoch beachtet werden, dass zu hohe Konzentrationen (MAK = maximale Arbeitsplatzkonzentration = 5.000 ppm), auf Dauer eingeatmet, ein gesundheitliches Risiko für den Menschen darstellen.

Eine Zusammenstellung der Erkenntnisse von natürlichen CO₂-Quellen sowie beobachtete Undichtigkeiten an Gasspeichern helfen das Gefährdungspotenzial abzuschätzen [Lewicki et al., 2007]:

- Kohlenstoffdioxid kann sich in primären und sekundären Speichergesteinen unterhalb undurchlässiger Deckschichten akkumulieren, kann diese aber unter bestimmten Umständen auch überwinden und an der Erdoberfläche austreten.
- Viele natürliche Freisetzungen sind direkt mit einem Ereignis verbunden, das zu der Freisetzung geführt hat (z.B. Erdbeben).
- Durchlässige Kluft- und Störungssysteme können als Migrationsweg für CO₂ dienen, so dass das Gas an der Erdoberfläche austritt.
- Fehlerhaft konstruierte Bohrungen können wesentliche Leckagewege für CO₂ darstellen.

- Die Art wie CO₂ über Leckagewege freigesetzt wird und die Menge variieren an den verschiedenen Orten, an denen CO₂-Quellen untersucht wurden. Es handelt sich also immer um ein standortspezifisches Phänomen.
- Das Gefährdungspotenzial für den Menschen ist zumeist gering, u.a. aufgrund der Aufklärung der betroffenen Bevölkerung und der Implementierung von Überwachungssystemen. Es ist bei verschiedenen natürlich bedingten Ereignissen aber auch schon zu Todesfällen gekommen z.B. in Wohnhäusern durch zu hohe CO₂-Konzentrationen [Lewicki et al., 2007, Chiodini et al., 2010].
- In Verbindung mit CO₂-Freisetzungen wurde die Veränderung der Grundwasserqualität beobachtet, wobei in den meisten Fällen Grenzwerte der entsprechenden Trinkwasservorgaben nicht überschritten wurden.

Wie bei jeder Technologie existiert auch bei der geologischen CO₂-Speicherung ein technologisches Risiko. Dieses erscheint aber beherrschbar [Roberts et al., 2011], speziell durch den Einsatz von modernen Überwachungssystemen.

V Kontrollierbarkeit der CO₂-Speicherung

Bei der Beurteilung der Kontrollierbarkeit des im Rahmen der geologischen CO₂-Speicherung injizierten CO₂ ist zu bedenken, dass es sich um eine neue Technologie handelt, die sich noch in der technischen und wissenschaftlichen Erprobungsphase befindet. Erfahrungswerte liegen zurzeit nur von wenigen Pilotstandorten vor. Die meisten dieser Standorte sind zudem rein wissenschaftliche Projekte mit vergleichsweise geringen Mengen injizierten CO₂. Erfahrungen aus CO₂-Speicherprojekten im kommerziellen Maßstab stammen aus dem Sleipner-Projekt (Norwegen), das seit 1996 mehr als 1 Mio. t CO₂ pro Jahr injiziert, dem In Salah-Projekt (Algerien), das seit 2004 etwa 0,7 Mio. t CO₂ pro Jahr injiziert, dem Snøhvit-Projekt (Norwegen), das etwa 0,5 Mio. t CO₂ pro Jahr injiziert, und dem Weyburn-Midale-Projekt (Kanada), das seit 2000 etwa 2,8 Mio. t CO₂ pro Jahr im Rahmen der sogenannten EOR („enhanced oil recovery“, verstärkte Erdölgewinnung) injiziert. Neben diesen Projekten kann, wie erwähnt, auf Erfahrungen aus der Gasspeichertechnik zurückgegriffen werden. Hierbei ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich das gespeicherte Erdgas hinsichtlich seiner chemischen und physikalischen Eigenschaften von CO₂ unterscheidet. Auch sind die Volumina und Zielsetzungen unterschiedlich. Während bei der Gasspeicherung eine möglichst gute Rückholbarkeit, d.h. ein hoher Anteil an Arbeitsgas, angestrebt wird, steht bei der CO₂-Speicherung ein möglichst guter Rückhalt des injizierten CO₂ im Reservoir im Vordergrund. Hierdurch können sich unterschiedliche geologische Charakteristika der jeweiligen Reservoirs ergeben. Eine direkte Übertragung der Erfahrungen ist deshalb eingeschränkt möglich.

Insgesamt steht eine Vielzahl von direkten und indirekten Überwachungsmethoden zur Kontrolle des injizierten CO₂ zur Verfügung. Die meisten dieser Methoden basieren auf etablierten geophysikalischen und geochemischen Verfahren, die im Einzelfall jedoch den Anforderungen der CO₂-Speicherung angepasst werden müssen. Jeder Speicherstandort stellt ganz spezifische Anforderungen an die Überwachung des injizierten CO₂, die im Vorfeld der Speicherung im Rahmen einer Bedarfs- und Risikoanalyse genau definiert werden müssen. Diese

Definition erfordert die Erstellung eines umfassenden geologischen, hydraulischen und geomechanischen Modells der Speicherstätte. Basierend auf diesen Anforderungen muss dann ein Überwachungskonzept in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden erstellt werden, das die verschiedenen Überwachungsmethoden sinnvoll kombiniert.

Bei einem solchen, auf die jeweilige Speicherstätte individuell zugeschnittenen Überwachungskonzept ist nach derzeitigem Kenntnisstand davon auszugehen, dass eine Überwachung und Kontrolle des eingebrachten CO₂ sichergestellt werden kann. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass mit den beschriebenen Methoden eine qualitative Beschreibung der CO₂-Ausbreitung möglich ist, eine Quantifizierung der CO₂-Mengen aber nicht oder nur sehr eingeschränkt möglich sein wird.

Ein zentraler Punkt bei der Kontrollierbarkeit des injizierten CO₂ sowie der damit verbundenen Risikoanalyse ist der Einsatz numerischer Simulationen. Modellierung und Speicherüberwachung sind ein iterativer Prozess, bei dem sowohl Modellierungsergebnisse als auch Überwachungskonzepte im Verlauf der Speicherung gegenseitig angepasst und validiert werden. Während Überwachungsmethoden nur den Ist-Zustand darstellen können, ist es mit Hilfe der numerischen Modellierung grundsätzlich möglich, das mittel- bis langfristige Verhalten des Speichers zu prognostizieren. Diese Prognosen ermöglichen dann die Entwicklung eines adaptiven Überwachungssystems und die Optimierung des Speicherbetriebs.

Bei der räumlichen Eingrenzung der Speicherstätte und der damit einhergehenden Bestimmung der räumlichen Verbreitung potenzieller Unregelmäßigkeiten im Speicherbetrieb muss zwischen der Ausbreitung des injizierten CO₂ selbst und der Ausbreitung der durch die Injektion hervorgerufenen Druckerhöhung im Reservoir unterschieden werden. Letztere kann eine signifikant größere räumliche Ausdehnung erreichen als die CO₂-Ausbreitung selbst. Während die Ausbreitung des CO₂ maßgeblich für den möglichen Austritt des CO₂ aus dem Speicher ist, ist die räumliche Ausbreitung der Druckerhöhung maßgeblich für potenziell aufsteigendes, verdrängtes salines Formationswasser. Zudem muss in beiden Fällen zwischen der Ausbreitung in Reservoirtiefe und der räumlichen Verbreitung an der Oberfläche unterschieden werden. Während des Aufstieges von CO₂ bzw. von verdrängtem salinen Formationswasser kann es in höher gelegenen Gesteinseinheiten zu einer horizontalen Migration kommen, die möglicherweise weit über die räumliche Ausdehnung auf Reservoirtiefe hinausreicht. Eine direkte Übertragung der unterirdischen Ausbreitung des CO₂ sowie der Druckerhöhung auf die entsprechende Verbreitung an der Oberfläche ist daher nicht möglich. Die Bestimmung der räumlichen Ausbreitung sowohl des CO₂ als auch der Druckerhöhung auf Reservoirtiefe kann mit den derzeitig vorhandenen Überwachungs- und Simulationsmethoden gewährleistet werden. Die sich aus dieser räumlichen Ausbreitung ergebende potenzielle räumliche Ausbreitung an der Oberfläche muss im Rahmen einer Risikoanalyse für jeden Speicherstandort individuell ermittelt werden.

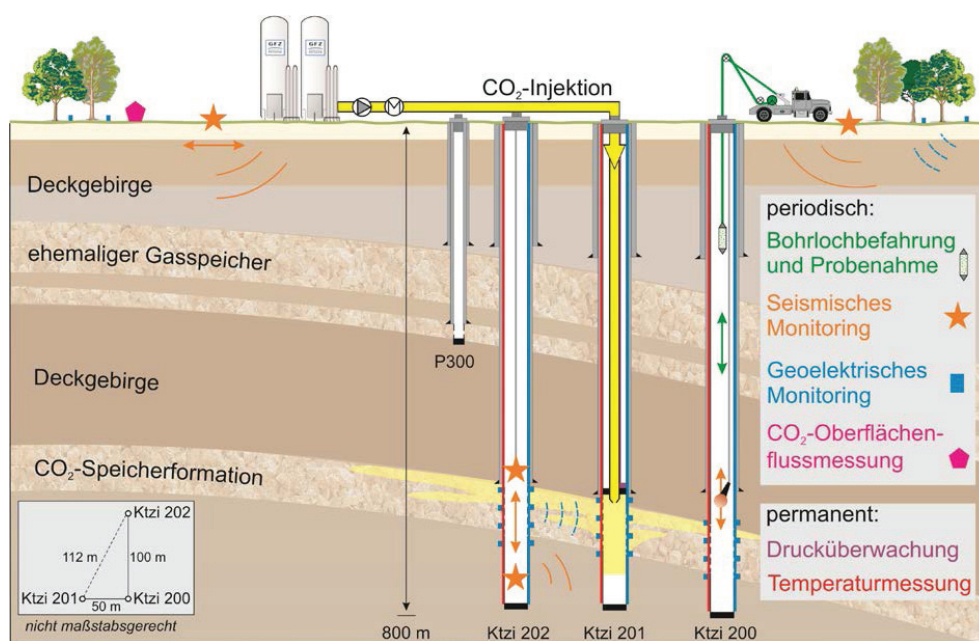
Nicht nur das Überwachungskonzept und die räumliche Ausdehnung bzw. Begrenzung müssen für jeden Speicherstandort spezifisch erstellt bzw. definiert werden, sondern auch eine Risikoanalyse kann nur individuell erstellt werden. Jeder Speicherstandort ist durch ganz

spezifische geologische Gegebenheiten charakterisiert, die zum Teil extrem unterschiedlich sein können. Aufgrund dieser unterschiedlichen geologischen Gegebenheiten können keine generalisierbaren, auf alle Speicherstandorte übertragbaren Kriterien zur Risikobeurteilung aufgestellt werden. Ausschlusskriterien für einen Speicherstandort sind zum einen unvollständig ausgebildete Deckgesteine und zum anderen Wegsamkeiten und damit hydraulische Verbindungen zwischen den Speicherformation und oberhalb des Deckgesteins befindlichen Grundwasserleitern.

VI Erfahrungen vom Pilotstandort Ketzin

Die unterirdische, geologische Speicherung von CO₂ wird nahe der Stadt Ketzin/Havel (Brandenburg) ca. 40 km westlich von Berlin erforscht [Martens et al., 2012]. Die geologischen Zielhorizonte für die CO₂-Speicherung am Pilotstandort Ketzin sind poröse Sandsteinschichten in 630 m bis 650 m Tiefe [Förster et al., 2006, Norden et al., 2010] (Abbildung 4).

Abbildung 4: Darstellung des Pilotstandortes Ketzin in einem schematischen Profilschnitt mit allen vier Bohrungen und einer Übersicht der Überwachungsmethoden



Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

Die Speichersandsteine werden von mehr als 210 m mächtigen abdichtenden Tonsteinen überlagert. Bis ins Jahr 2000 wurde am Standort Ketzin seit den 60er Jahren ein Untergrundspeicher für zunächst Stadtgas und dann Erdgas in einer flacheren Sandsteinformation in

etwa 280 m Tiefe betrieben. Daher ist der Standort gut erkundet. Basierend auf den Vorkenntnissen sowie ergänzend durchgeführten Untersuchungen wurden für die geologische CO₂-Speicherung im Jahr 2007 drei neue Bohrungen bis in eine Tiefe von jeweils etwa 800 m niedergebracht. Eine dieser Bohrungen (Ktzi 201) dient zur Beobachtung und Injektion des CO₂, die beiden anderen (Ktzi 200 und Ktzi 202) werden zur Beobachtung der Injektion und der CO₂-Ausbreitung eingesetzt [Prevedel et al., 2009]. Im Sommer 2011 wurde am Pilotstandort eine weitere, 446 m tiefe Bohrung (P300) zur Beobachtung der geochemischen und hydrogeologischen Verhältnisse im ersten Grundwasserleiter oberhalb der Speicherformation niedergebracht (Abbildung 4).

VI.1 Speicherung von CO₂ verläuft sicher und verlässlich

Seit Juni 2008 wird am Standort Ketzin zumeist lebensmittelreines CO₂ über die Injektionsbohrung in den Untergrund eingespeist. Die Injektion verlief über den gesamten Zeitraum sicher und verlässlich. Die Injektionsbedingungen am Injektionsbohrlochkopf betragen etwa 62 bar und 35 °C. Das jeweilige Injektionsregime wird gemäß den wissenschaftlichen Aufgaben und Anforderungen festgelegt. Seit Beginn der Injektion am 30. Juni 2008 wurden bis Mai 2012 mehr als 61.000 t CO₂ injiziert [Möller et al., 2012].

Im Rahmen der Injektion stieg der Lagerstättendruck von ursprünglich 62 bar auf zunächst 76 bar an. Kontinuierliche Druckmessungen zeigen, dass sich seit Frühjahr 2009 stabile Druckbedingungen zwischen 72 und 76 bar in der Lagerstätte eingestellt haben [Möller et al., 2012]. Der im Eignungsnachweis für die Speicherung definierte und vom brandenburgischen Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR) akzeptierte maximale Lagerstättendruck von 85 bar wurde zu keiner Zeit der Injektion erreicht oder gar überschritten. Insgesamt belegen die Messungen einen stabilen und zuverlässigen Speicherbetrieb.

VI.2 Kombination geochemischer und geophysikalischer Überwachungsmethoden zur Detektion kleinster Mengen CO₂

Am Pilotstandort in Ketzin steht die Entwicklung, Erprobung und Anwendung geophysikalischer und geochemischer Überwachungsmethoden im Fokus. Sie sollen generelle Erkenntnisse zur Überwachung von CO₂-Speicherstätten erbringen, um so die Überwachung der räumlichen Ausdehnung des injizierten CO₂ im Untergrund zu gewährleisten. In diesem Rahmen wird am Standort Ketzin eines der weltweit umfangreichsten Überwachungsprogramme durchgeführt ([Giese et al., 2009], Abbildung 4). Es beinhaltet sowohl permanente Überwachungsmethoden wie Druck- und Temperaturmessungen [Möller et al., 2012] als auch periodische Methoden wie Oberflächenmessungen von CO₂-Flüssen in den oberen Bodenschichten [Zimmer et al., 2011], Bohrlochmessungen [Henninges et al., 2011], Tiefenprobenahmen [Morozova et al., 2011], geoelektrische [Kiessling et al., 2010, Labitzke et al., 2012, Schmidt-Hattenberger et al., 2011] sowie aktive und passive seismische Überwachung

[Bergmann et al., 2011, Kazemeini et al., 2009, Lüth et al., 2011, Yordkayhun et al., 2009b, Yordkayhun et al., 2009a].

Insbesondere die Ergebnisse der Geoelektrik und der Seismik zeigen, dass bereits sehr geringe Mengen CO_2 mit diesen Methoden im Untergrund hinreichend genau abgebildet werden können. Bei der Geoelektrik sind dies mit Sicherheit ca. 5.000 t CO_2 und die Seismik zeigt die räumliche Ausdehnung des CO_2 bei einer injizierten Menge von etwa 22.000 t CO_2 . Beide Methoden zeigen zudem eine gute Übereinstimmung ihrer Ergebnisse untereinander.

VI.3 Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein beeinflussen nicht die Integrität des Speichers

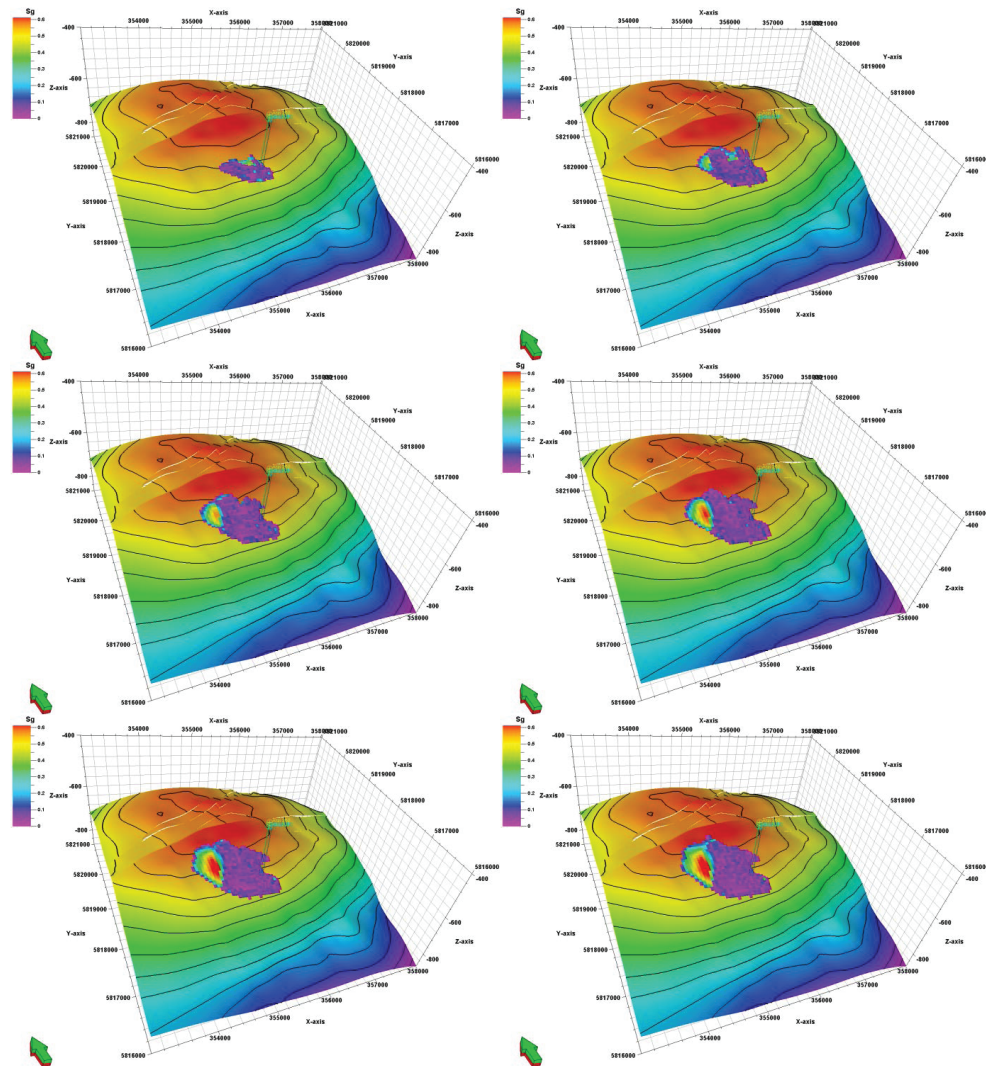
Sandsteinproben der Ketziner Speicherformation wurden im Labor unter in-situ-Bedingungen (55 bar und 40 °C) mit CO_2 und Salzwasser behandelt. Zum Vergleich wurden Proben mit und ohne CO_2 im Kontakt mit Salzwasser untersucht. Insgesamt wird vor allem die Lösung von kalziumreichen Plagioklasen, Kalifeldspat und Anhydrit beobachtet, während es auch zur Fällung von Albit kommt [Fischer et al., 2011]. Die petrophysikalischen Eigenschaften der Sandsteinproben zeigen ebenfalls Veränderungen, wobei sich die Porosität leicht erhöht [Zemke et al., 2010]. Die beobachteten chemischen Reaktionen finden aber nur in einem so geringen Maßstab statt, dass Reservoirgestein und Deckschicht nicht in ihrer Integrität gefährdet sind.

VI.4 Numerische Simulationen geben das zeitliche und räumliche Verhalten des injizierten CO_2 wieder

Statische und dynamische Modellierungen ergänzen die Überwachungsmethoden am Standort Ketzin und unterstützen mithilfe von Prognosen die Betriebsführung. Dynamische Modellierungen sind die einzige Möglichkeit, das Langzeitverhalten eines Speichers auf der Grundlage der bekannten hydraulischen, thermischen, chemischen und mechanischen Prozesse zu prognostizieren [Bergmann et al., 2010, Kempka et al., 2010, Lengler et al., 2010].

Basierend auf den im bisherigen Verlauf des Injektionsbetriebes neu gewonnenen Erkenntnissen wurde und wird das zugrundeliegende geologische Modell kontinuierlich weiterentwickelt und angepasst [Liebscher et al., 2012, Martens et al., 2012]. Die auf Basis des geologischen Modells bisher durchgeführten numerischen Simulationen zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen Simulationsergebnissen und Überwachungsmessungen. Es ist deshalb davon auszugehen, dass die für den Standort abgeleiteten Prognosen für den weiteren Injektionsbetrieb verlässlich sind (Abbildung 5).

Abbildung 5: Simulierte Ausbreitung des gasförmigen CO₂ in der Speicherformation (Modellgröße 5 km x 5 km) nach 1, 2, 3 und 4 Jahren (von oben links nach unten rechts) sowie 5 und 6 Jahren (unten links und rechts, Prognose)



Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

VII CO₂-Speicher als Komponente stofflicher Energiespeicherung für einen geschlossenen Kohlenstoffkreislauf

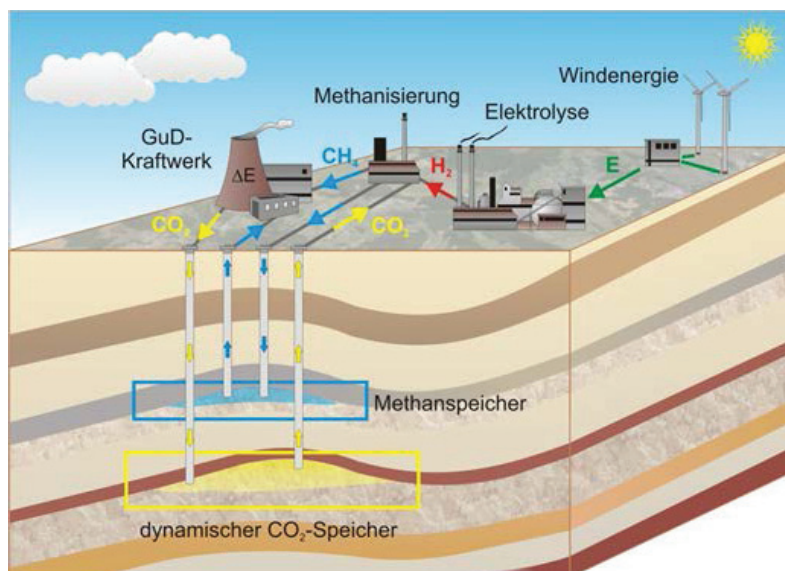
Die geologische Speicherung von CO₂ spielt jedoch nicht nur für die langfristige Vermeidung von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre eine zentrale Rolle sondern kann als „dynamische“

Speicherung auch ein zentraler Baustein einer Wasserstoffwirtschaft werden, wie sie z.B. im Konzept von „Power-to-Gas“ in Erwägung gezogen wird (vgl. Kapitel CO₂-Nutzung).

Soll verfügbarer Überschussstrom in Methan umgewandelt und gespeichert werden, wird eine CO₂-Quelle benötigt. Gemäß den Klimaschutzzielen des Bundes soll der CO₂-Ausstoß um mindestens 80 % reduziert werden. Um dieses Ziel zu erreichen müsste man auf CO₂ aus der Biogasproduktion zurückgreifen, da dieses CO₂ nicht als zusätzliches CO₂ betrachtet wird und dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf zugerechnet wird. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung von CO₂ aus industriellen Prozessen, das prozessbedingt anfällt.

Geht man einen Schritt weiter, so könnte man das Power-to-Gas-Konzept um die Abscheidung, Speicherung, Rückförderung und Wiederverwertung des im Energiebereitstellungsprozess (z.B. über ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk = GuD) entstehenden CO₂ erweitern. Vereint man die Komponenten an einem Ort ergibt sich lokal ein geschlossener Kohlenstoffzyklus. So wäre langfristig die Möglichkeit gegeben den Vorteil von fossilen Brennstoffen - Speicherbarkeit in großen Mengen und damit auch die Versorgung von sehr energieintensiven Industrien - zu gewährleisten. Gleichzeitig schafft die Speicherung von CO₂ aus der Biogasverbrennung negative CO₂ Emissionen und trägt zur Stabilisierung der atmosphärischen CO₂-Konzentration bei. Abbildung 6 zeigt schematisch den Zusammenschluss der einzelnen Komponenten.

Abbildung 6: Geschlossener Kohlenstoffkreislauf durch die Kopplung von einem CO₂- und einem Methangasspeicher zur Speicherung von regenerierbarer Überschussenergie aus Wind und Sonne



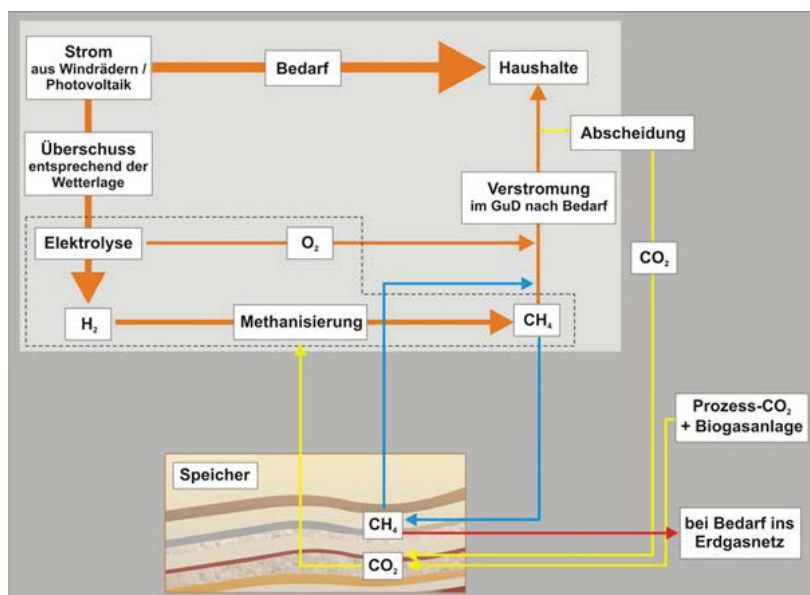
Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

Dieser Kreislauf besitzt fünf Schritte ([Kühn, 2012], Abbildung 7). Die treibende Kraft, die dabei die wiederholte Umwandlung des CO₂ ermöglicht, ist der Wasserstoff, der aus dem Überschussstrom der erneuerbaren Energien gewonnen wird:

1. Darstellung von Wasserstoff in einer Elektrolyse.
2. Reaktion von Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid aus einem Reservoir.
3. Methan wird in einer geologischen Formation zwischengelagert.
4. Bei Bedarf an Elektrizität wird das Methan rückgeführt und in einem GuD verbrannt.
5. Das bei der Verbrennung im GuD entstehende CO₂ wird abgetrennt und eingelagert.

Abbildung 7: Der geschlossene Kohlenstoffkreislauf



Quelle: Eigene Darstellung

GFZ 2012

VIII Fazit

Die Arbeiten am Pilotstandort Ketzin belegen die Sicherheit und Verlässlichkeit der CO₂-Speicherung auf der Forschungsskala und stellen damit einen wichtigen Meilenstein auf dem Weg zur Dekarbonisierung der Gesellschaft dar und liefern einen Beitrag zur umweltverträglichen Nutzung des Untergrundes.

Potenzielle Speichergesteine sind im Wesentlichen Sandsteine, die sich durch ausreichende Porositäten und Permeabilitäten auszeichnen, so dass CO₂ effizient in diese Formationen eingebracht werden kann. Insgesamt tragen vier Rückhalte Mechanismen in den Schichten des Speichers zur dauerhaften und sicheren Speicherung bei: (i) Strukturelle Rückhaltung

unterhalb eines undurchlässigen Deckgesteins, (ii) Immobilisierung durch kapillare Bindung im Porenraum, (iii) Lösung von CO₂ im Formationswasser und (iv) mineralische Bindung durch Karbonatisierung.

Da nachgewiesenermaßen Undichtigkeiten auftreten können und auch beobachtet werden, müssen CO₂-Speicher umfangreich überwacht werden. Eine generelle Bewertung der Eignung von Standorten ist im Vorfeld ohne eine geologische Standortcharakterisierung nicht hinreichend realisierbar. Es ist daher sehr wesentlich, dass eine umfangreiche Erkundung im Vorfeld eines Projektes durchgeführt wird. Wie bei jeder Technologie existiert auch bei der geologischen CO₂-Speicherung ein technologisches Risiko. Dieses erscheint aber beherrschbar, speziell durch den Einsatz von modernen Überwachungssystemen.

Nahe der Stadt Ketzin/Havel in Brandenburg wird seit 2004 als Pilotstandort das erste kontinentale europäische Feldlabor zur CO₂-Speicherung aufgebaut und betrieben, mit aktiver und kontinuierlicher Injektion seit Juni 2008 mit einer nunmehr eingespeicherten Menge CO₂ von mehr als 58.000 t. Der Pilotstandort Ketzin ist damit das erste und bisher einzige aktive CO₂-Speicherprojekt in Deutschland. Die Injektion von CO₂ wird von einem der weltweit umfangreichsten wissenschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsprogrammen begleitet. Die Ergebnisse zeigen, dass: (i) die geologische Speicherung von CO₂ am Pilotstandort Ketzin sicher und verlässlich ist und ohne Gefährdung von Mensch und Umwelt, (ii) eine sinnvoll eingesetzte Kombination verschiedener geochemischer und geophysikalischer Überwachungsmethoden in der Lage ist, bereits kleinste Mengen CO₂ zu detektieren und ihre räumliche Ausdehnung abzubilden, (iii) die durch das injizierte CO₂ induzierten Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein am Standort Ketzin keine signifikanten Auswirkungen haben und die Integrität der Speicher- und Deckgesteine nicht beeinflussen, und (iv) numerische Simulationen das zeitliche und räumliche Verhalten des injizierten CO₂ wiedergeben können.

Darüber hinaus bildet die Arbeit in Ketzin die Basis für ein neues integriertes Konzept der CO₂-Vermeidung und Nutzung im Zusammenhang mit dem Power-to-Gas-Konzept, das auf dem Ansatz eines geschlossenen Kohlenstoffkreislaufes basiert.

IX Literaturverzeichnis

- BERGMANN, P., LENGLER, U., SCHMIDT-HATTENBERGER, C., GIESE, R. & NORDEN, B. (2010) Modelling the geoelectric and seismic reservoir response caused by carbon dioxide injection based on multiphase flow simulation: Results from the CO2SINK project. *Chemie der Erde*, 70:3, 173-183.
- BERGMANN, P., YANG, C., LÜTH, S., JUHLIN, C. & COSMA, C. (2011) Time-lapse processing of 2D seismic profiles with testing of static correction methods at the CO₂ injection site Ketzin (Germany). *Journal of Applied Geophysics*, 75:124 - 139.
- BIRKHOLZER, J. T., ZHOU, Q. & TSANG, C.-F. (2009) Large-scale impact of CO₂ storage in deep saline aquifers: A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 3:181- 194.
- BOHNHOFF, M., ZOBACK, M. D., CHIARAMONTE, L., GERST, J. L. & GUPTA, N. (2010) Seismic detection of CO₂ leakage along monitoring wellbores. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 687-697.

- CHIODINI, G., GRANIERI, D., AVINO, R., CALIRO, S., COSTA, A., MINOPOLI, C. & VILARDO, G. (2010) Non-volcanic CO₂ earth degassing: Case of Mefite d'Ansanto (southern Apennines), Italy. *Geophysical Research Letters*, 37, L11303.
- EBIGBO, A., CLASS, H. & HELMIG, R. (2007) CO₂ leakage through an abandoned well: problem-oriented benchmarks. *Computational Geoscience*, doi: 10.1007/s10596-006-9033-7.
- FISCHER, S., ZEMKE, K., LIEBSCHER, A., WANDREY, M. & CO₂SINK GROUP (2011) Petrophysical and petrochemical effects of long-term CO₂-exposure experiments on brine-saturated reservoir sandstone. *Energy Procedia*, 4, 4487-4494.
- FÖRSTER, A., et al. (2006) Baseline characterization of the CO₂SINK geological storage site at Ketzin, Germany. *Environmental Geosciences*, 133, 145.
- GIESE, R., et al. (2009) Monitoring at the CO₂SINK site: A concept integrating geophysics, geochemistry and microbiology. *Energy Procedia*, 1:1, 2251-2259.
- GILFILLAN, S. M. V., et al. (2009) Solubility trapping in formation water as dominant CO₂ sink in natural gas fields. *Nature*, 458:614-618.
- HENNINGES, J., LIEBSCHER, A., BANNACH, A., BRANDT, W., HURTER, S., KÖHLER, S., MÖLLER, F. & CO₂SINK GROUP (2011) P-T-p and two-phase fluid conditions with inverted density profile in observation wells at the CO₂ storage site at Ketzin (Germany). *Energy Procedia*, 4:6085-6090.
- IPCC (2005) *Special Report on Carbon dioxide Capture and storage*. IPCC, <http://www.ipcc.ch/activity/srccs/index.htm>.
- KAZEMEINI, H., JUHLIN, C., ZINCK-JORGENSEN, K. & NORDEN, B. (2009) Application of the continuous wavelet transform on seismic data for mapping of channel deposits and gas detection at the CO₂SINK site, Ketzin, Germany. *Geophysical Prospecting*, 57:1, 111-123.
- KEMPKA, T., KÜHN, M., CLASS, H., FRYKMAN, P., A., K., NIELSEN, C. M. & P., P. (2010) Modelling of CO₂ arrival time at Ketzin - Part I. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4:6, 1007-1015.
- KIESSLING, D., SCHMIDT-HATTENBERGER, C., SCHUETT, H., SCHILLING, F., KRÜGER, K., SCHÖBEL, B., DANCKWARDT, E., KUMMEROW, J. & CO₂SINK GROUP (2010) Geoelectrical methods for monitoring geological CO₂ storage: First results from cross-hole and surface-downhole measurements from the CO₂SINK test site at Ketzin (Germany). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4:5, 816-826.
- KÜHN, M. (2011) Chancen und Risiken - CO₂-Speicherung. *Chemie in unserer Zeit*, 45:2, 126-138.
- KÜHN, M. (2012) Anlage und Verfahren zur ökologischen Erzeugung und Speicherung von Strom. Patentanmeldung DE10 2012 103 458.3.
- LABITZKE, T., BERGMANN, P., KIEßLING, D. & SCHMIDT-HATTENBERGER, C. (2012) *3D surface-downhole electrical resistivity tomography data sets of the Ketzin CO₂ storage pilot from the CO₂SINK project phase*. Scientific Technical Report, Data: 12/05. doi: 10.2312/GFZ.b103-12051.
- LEGLER, U., DE LUCIA, M. & KÜHN, M. (2010) The impact of heterogeneity on the distribution of CO₂: Numerical simulation of CO₂ storage at Ketzin. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4:6, 1016-1025.
- LEWICKI, J. L., BIRKHOLZER, J. & TSANG, C.-F. (2007) Natural and industrial analogues for leakage of CO₂ from storage reservoirs: identification of features, events, and processes and lessons learned. *Environmental Geology*, 52, 457-467.
- LIEBSCHER, A., MARTENS, S., MÖLLER, F., LÜTH, S., SCHMIDT-HATTENBERGER, C., KEMPKA, T., A, S. & M., K. (2012) Überwachung und Modellierung der geologischen CO₂-Speicherung - Erfahrungen vom Pilotstandort Ketzin, Brandenburg (Deutschland). *Geotechnik*, 35:3, DOI: 10.1002/gete.201200005.

- LÜTH, S., et al. (2011) Time-lapse seismic surface and down-hole measurements for monitoring CO₂ storage in the CO₂SINK project (Ketzin, Germany). *Energy Procedia*, 4, 3435-3442.
- MARTENS, S., et al. (2012) Europe's longest-operating on-shore CO₂ storage site at Ketzin, Germany - Progress report after three years of injection. *Environmental Earth Sciences*, doi: 10.1007/s12665-012-1672-5.
- MÖLLER, F., LIEBSCHER, A., MARTENS, S., SCHMIDT-HATTENBERGER, C. & KÜHN, M. (2012) *Yearly operational datasets of the CO₂ storage pilot site Ketzin, Germany*. Scientific Technical Report, Data: 12/06. DOI: 10.2312/GFZ.b103-12066.
- MOROZOVA, D., ZETTLITZER, M., LET, D., WÜRDEMAN, H. & CO₂SINK GROUP (2011) Monitoring of the microbial community composition in deep subsurface saline aquifers during CO₂ storage in Ketzin, Germany. *Energy Procedia*, 4, 4362-4370.
- NORDBOTTEN, J. M., CELIA, M. A. & BACHU, S. (2004) Analytical solutions for leakage rates through abandoned wells. *Water Resources Research*, 40, W04204, doi: 10.1029/2003WR002997.
- NORDEN, B., FÖRSTER, A., VU-HOANG, D., MARCELIS, F., SPRINGER, N. & LE NIR, I. (2010) Lithological and petrophysical core-log interpretation in CO₂SINK, the European onshore research storage and verification project. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 13:2, 179-192.
- PREVEDEL, B., WOHLGEMUTH, L., LEGARTH, B., HENNINGES, J., SCHÜTT, H., SCHMIDT-HATTENBERGER, C., NORDEN, B., FÖRSTER, A. & HURTER, S. (2009) The CO₂SINK boreholes for geological CO₂-storage testing. *Energy Procedia*, 1:1, 2087-2094.
- ROBERTS, J. J., WOOD, R. A. & HASZELDINE, R. S. (2011) *Assessing the health risks of natural CO₂ seeps in Italy*. PNAS Early Edition: www.pnas.org/cgi/doi/10.1073/pnas.1018590108
- SCHMIDT-HATTENBERGER, C., BERGMANN, P., KIEßLING, D., KRÜGER, K., RÜCKER, C., SCHÜTT, H. & KETZIN GROUP (2011) Application of a Vertical Electrical Resistivity Array (VERA) for monitoring CO₂ migration at the Ketzin site: First performance evaluation. *Energy Procedia*, 4, 3363-3370.
- SEDLACEK, R. (2009) Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. *Erdgas Erdöl Kohle*, 125:11, 412-426.
- TILLNER, E., KEMPKA, T., NAKATEN, B. & KÜHN, M. Brine migration through fault zones studied in 3D numerical simulations for a prospective CO₂ storage site in Northeast Germany. *International Journal of Greenhouse Gas Control, Special issue: CO₂ Storage at EGU 2012, (submitted)*.
- WELLS, A. W., DIEHL, J. R., BROMHAL, G., STRAZISAR, B. R., WILSON, T. H. & WHITE, C. M. (2007) The use of tracers to assess leakage from the sequestration of CO₂ in a depleted oil reservoir, New Mexico, USA. *Applied Geochemistry*, 22, 996-1016.
- YORDKAYHUN, S., IVANOVA, A., GIESE, R., JUHLIN, C. & C., C. (2009a) Comparison of surface seismic sources at the CO₂SINK site, Ketzin, Germany. *Geophysical Prospecting*, 57, 125-139.
- YORDKAYHUN, S., JUHLIN, C. & NORDEN, B. (2009b) 3D seismic reflection surveying at the CO₂SINK project site, Ketzin, Germany: A study for extracting shallow subsurface information. *Near Surface Geophysics*, 7, 75-91.
- ZEMKE, K., LIEBSCHER, A., WANDREY, M. & CO₂SINK GROUP (2010) Petrophysical analysis to investigate the effects of carbon dioxide storage in a subsurface saline aquifer at Ketzin, Germany (CO₂SINK). *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4:6, 990-999.
- ZIMMER, M., PILZ, P. & ERZINGER, J. (2011) Long-term surface carbon dioxide flux monitoring at the Ketzin carbon dioxide storage test site. *Environmental Geosciences*, 18, 119-130.

C Ökonomische und gesellschaftliche Perspektiven

C I

Energiewirtschaftliche Analyse der CO₂-Abscheidung

Wilhelm Kuckshinrichs, Stefan Vögele

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung und Fragestellung	151
II	Demonstrationsanlagen	152
	II.1 Demonstrationsanlagen zur Stromerzeugung	152
	II.2 Lernraten	153
III	Kommerzieller Einsatz von CCS	155
	III.1 Kosten- und Prozessparameter	155
	III.2 Stromgestehungs- und CO ₂ -Vermeidungskosten	158
	III.3 Sensitivitätsrechnungen	161
IV	Stromproduktion und Börsenstrompreise beim Einsatz von CCS-Kraftwerken in Deutschland	164
	IV.1 Preisbildung am Strommarkt	164
	IV.2 Einsatz von CCS-Kraftwerken	165
V	Zusammenfassung	169
VI	Literatur	171
VII	Anhang	174

I Einleitung und Fragestellung

Der Schwerpunkt des folgenden Beitrags liegt auf der ökonomischen Analyse des Einsatzes von CCS in der Stromwirtschaft. Im Vordergrund stehen Kostenprojektionen für CO₂-Abscheidetechniken, da die Kosten für CCS maßgeblich im Rahmen der Abscheidung von CO₂ und in geringerem Umfang durch Transport und Speicherung von CO₂ entstehen. Für wirtschaftliche Überlegungen spielt der CO₂-Preis eine maßgebliche Rolle, da er die relativen Kosten der einzelnen Technologien in Abhängigkeit von technischen Spezifikationen verändert, und da sich erst dadurch der Einsatz von CCS-Technologien wirtschaftlich darstellen

lässt. Neben Investitionskosten und Wirkungsgrad stellt die Volllaststundenzahl einen weiteren relevanten Parameter dar.

Der Reifegrad von CO₂-Abscheidetechniken erfüllt bisher nicht die Anforderungen eines kommerziellen Einsatzes in der Stromwirtschaft. Im Rahmen der Weiterentwicklung der Techniken über den Bau von Demonstrationsanlagen hin zu kommerziellen Anlagen gibt es eine Reihe von Unsicherheiten technisch-wirtschaftlicher Natur wie z.B. Integration in den Kraftwerksprozess, Höhe der Investitionskosten und Skaleneffekte. Es liegen daher auch keine empirisch belegten Kostendaten für einen kommerziellen Einsatz vor. Im Mittelpunkt einer Reihe von Untersuchungen stehen Expertenschätzungen zu den Technologiekosten für Demonstrationsanlagen bzw. für erste kommerzielle Kraftwerke. Im Rahmen der Kommerzialisierung vorhandene Potenziale zur Senkung insbesondere der Investitionskosten werden mittels Lernkurven diskutiert.

Im gegenwärtigen Strommarktdesign (energy-only) ist für die Preisbildung am Großhandelsmarkt die Merit-order, eine Angebotsfunktion entlang der variablen Kosten von Kraftwerken, relevant. Hier ist von zentraler Bedeutung, ob und wie CCS-Kraftwerke zur Preisfindung am Großhandelsmarkt beitragen, und welche Implikationen für die Refinanzierung der Investition in CCS-Kraftwerke möglich sind.

Die Gliederung folgt dem dargestellten Ansatz. Nach der Einleitung werden im Kapitel II Prozess- und Kostenparameter sowie Lernkurvenprojektionen diskutiert. Im Kapitel III werden Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten präsentiert und Kostenprojektionen für Deutschland dargestellt. Mittels Sensitivitätsrechnungen werden zentrale Parameter wie z.B. der CO₂-Preis oder die Volllaststundenzahl hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen Bedeutung analysiert. Vor dem Hintergrund der Diskussion um die zukünftige Ausgestaltung der Stromversorgung wird abschließend im Kapitel IV eine energiewirtschaftliche Einordnung der CCS-Technologien im Rahmen des Strommarktdesigns vorgenommen. Kapitel V schließt mit einem Resümee ab.

II Demonstrationsanlagen

II.1 Demonstrationsanlagen zur Stromerzeugung

Vor dem Hintergrund der EU-Anstrengungen zur Demonstration von CCS-Technologien wurde im Rahmen der SET-Plan-Initiative¹ ein Informationssystem für Energietechnologien (SETIS²) aufgebaut. In einer Untersuchung hat Tzimas [Tzimas, 2009] Kostendaten aus 13 unterschiedlichen Quellen analysiert und harmonisiert (Tabelle 1). Diese Quellen umfassen Pre-feasibility-Studien, Kostenmodelle, Literaturübersichten und Expertenmeinungen aus Industrie und anderen Organisationen und geben somit in unterschiedlicher Weise und mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad Kostenprojektionen für CCS-Anlagen wieder. Tzimas

¹ SET-Plan: European Strategic Energy Technology Plan.

² SETIS: SET-Plan Information System.

identifiziert Pre-feasibility-Studien für konkrete Anlagenplanungen als diejenigen Datenquellen mit dem höchsten Grad an Datenrobustheit.

Tabelle 1: Referenzwerte für Prozess- und Kostenparameter für CCS-Demonstrationskraftwerke (~ 2015)

Schwankungsbreiten für Kostendaten lt. Tzimas $\pm$ 30%.		Referenz- anlagen		CCS-Demonstrationsanlagen			
		PF	NGCC	IGCC-CCS	PF-CCS	Oxyfuel	NGCC-CCS
Technische Daten							
Netto-Kapazität	MW _e	400	400	400	400	400	400
Wirkungsgrad	%	46	58	35	35	35	46
CO ₂ -Abscheidegrad	%	-	-	85	85	85	85
Kostendaten							
Investition	€ ₂₀₁₁ /kW	1546	776	2833	2614	3032	1359
FOM*	€ ₂₀₁₁ /kW	67	28	78	68	94	40
VOM*	€ ₂₀₁₁ /MWh	0,9	0,05	2,2	4,7	0,9	0,9

FOM: fixe Betriebs- und Wartungskosten, VOM: variable Betriebs- und Wartungskosten, PF: Pulverized Fuel, NGCC: Natural Gas Combined Cycle, IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle; FOM: Fixe Betriebskosten; VOM: Variable Betriebskosten
Verfügbarkeit: 85%.
Kostendaten sind mit 1,5%/Jahr von €₂₀₀₈ auf €₂₀₁₁ hochgerechnet.

Quelle: angepasst nach Tzimas [Tzimas, 2009] IEK-STE 2012

Hinsichtlich der technischen und wirtschaftlichen Parameter muss zwischen Demonstrationsvorhaben und dem kommerziellen Einsatz von CCS-Kraftwerken unterschieden werden. Demonstrationsvorhaben dienen dem Nachweis der großtechnischen Einsetzbarkeit einer Anlage und verfolgen explizit den Zweck, hinsichtlich des Einsatzes der Technologie Erfahrungen zu sammeln und erste Lerneffekte zu induzieren. Weitere Lerneffekte werden sich beim kommerziellen Betrieb von Anlagen einstellen.

Für die mit Kohle befeuerten Anlagen ist kein signifikanter Unterschied in den Investitionskosten der verschiedenen Technologielinien feststellbar, auch wenn die absolute Differenz der dargestellten Werte 400 €₂₀₀₈/kW beträgt. Ausgehend vom ermittelten Referenzwert 2823 €₂₀₁₁/kW beträgt die Abweichung nur $\pm$ 7%. Auf der Basis einer Datenungenauigkeit von ca. 30% [Tzimas, 2009] ist dies ein relativ geringer Wert.

Für die fixen (FOM) und variablen Betriebskosten (VOM) liegen nur wenig Information vor. Dennoch liegen die Literaturdaten für IGCC-, PF- und NGCC-Anlagen mit CCS in guter Übereinstimmung. Die Kosten für Transport und Speicherung sind projektspezifisch hinsichtlich des Standorts der Umwandlungsanlage, der Speicherung, der Pipelinerouten und des Typs der Speicherstätte. Sie variieren zwischen 5 €/2011/t und 42 €/2011/t. Der Durchschnitt der Transport- und Speicherkosten beträgt etwa 20 €/2008/t CO₂. IPPC [IPCC, 2005] und MIT [MIT, 2007] bilden dagegen wesentlich niedrigere Kostenprojektionen ab. Im Mittel fallen für CCS-Anlagen Investitionskosten von rund 1900 €/2011/kW_e³ an (vgl. Zusammenstellung in [Lohwasser & Madlener, 2009]). Die niedrigen Kosten müssen vor dem Hintergrund der ursprünglich optimistischeren Kostenschätzungen interpretiert werden.

II.2 Lernraten

Eine empirische Analyse zeigt, dass der spezifische Kapitaleinsatz für Energieumwandlungsanlagen mit der gesamten installierten Leistung über lange Zeiträume mit beträchtlichen Raten sinkt [Rubin et al., 2004, McDonald & Schrattenholzer, 2001]. Im Vergleich zu Technologien wie Windenergie oder Photovoltaik liegt für fossil befeuerte Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung nur eine relativ geringe Anzahl von Publikationen zu Lernkurven vor. In Analogie zu Technologieentwicklungen wie z.B. zur Entschwefelung und zur Entstickung von Kraftwerken werden teilweise auch Erfahrungswerte herangezogen. Erfahrungsgemäß werden Lernraten von 10-12% auch für Anlagen zur CO₂-Abscheidung genannt. Lediglich für Photovoltaik werden deutlich höhere Raten (ca. 20%), dagegen für Kernenergie deutlich niedrigere, teilweise sogar negative, Raten genannt [Al-Juaied & Whitmore, 2009].

Eine detaillierte Darstellung in [Van den Broek et al., 2009] differenziert Lernraten für Abscheide-Technologien (ohne Transport und Speicherung) nach Anlagenkomponenten und Parametern wie Wirkungsgrad und Verfügbarkeit. Für die Anlagenkomponenten rangieren mittlere Lernraten zwischen 0% für die CO₂-Kompression bis zu 11% für CO₂-Abscheidung durch Aminwäsche und 12% für Selexol-Konzepte bei IGCC-Anlagen. Die mittleren Lernraten decken eine Bandbreite mit Abweichungen von 50% nach unten und nach oben ab.

In [Neij, 2008] werden Lernraten von 5% für alle Typen von Kohle-gefeuerten Kraftwerken inklusive CCS-Technologien angenommen. Für Gas-gefeuerte Anlagen wird eine Lernrate von 10% angenommen. Weiterhin wird vorgeschlagen, für die Berücksichtigung von Unsicherheiten Sensitivitäten von ± 2% zu rechnen. Eine eher pessimistische Einschätzung von weniger als 5% Kostenreduktion beim Übergang von FOAK (first-of-a-kind) auf NOAK (nth-of-a-kind) vertritt das GCCS Institute [Global CCS Institute, 2011] mit der Begründung, dass eine Reihe wesentlicher Komponenten der CO₂-Abscheidung bereits erprobte Technologie darstellt und Reifegrade mit zunehmender Kapazität nur noch wenig zunehmen, so dass keine wesentlichen Kostensenkungspotenziale zu erwarten sind. Mit Blick auf die Einführung von Technolo-

³ Unterschiedliche Jahresbezüge für €-Angaben.

gien einer nächsten Generation sind aber größere Potenziale zur Kosteneinsparung zu erwarten [Rubin et al., 2007a].

Rubin et al. [Rubin et al., 2007b] ermitteln für die Investitionskosten Lernraten von 2,1% (PC), 5,0% (IGCC), 2,8% (Oxyfuel) und 2,2% (NGCC). Bei einem Kapazitätsaufbau auf 100 GW (was in den Analysen etwa 3,5 – 4,5 Verdopplungen der Kapazitäten entspricht) resultieren daraus prozentuale Reduktionen der Investitionskosten in Höhe von 15% (PC + IGCC), 13% (Oxyfuel) und 20% (NGCC). Für die Betriebs- und Wartungskosten werden entsprechende Lernraten von 5,7%, 4,8%, 3,5% und 3,9% ermittelt.

Zwischenfazit

- Der Grad an Unsicherheiten bzgl. Kosten ist für Demonstrationskraftwerke hoch.
 - Für Demonstrationsanlagen werden folgende Referenzwerte für die Investitionskosten vorgeschlagen (Umrechnung aus Tzimas [Tzimas, 2009]):
 - IGCC-CCS: 2833 €₂₀₁₁/kW
 - PF-CCS: 2614 €₂₀₁₁/kW
 - Oxyfuel: 3032 €₂₀₁₁/kW
 - NGCC-CCS: 1359 €₂₀₁₁/kW
 - Die Kostenunsicherheit wird mit $\pm 30\%$ veranschlagt. Bezogen auf einen mittleren Wert von 2823 €₂₀₁₁/kW weisen die auf Kohle basierenden Techniklinien daher keine signifikanten Unterschiede in den Investitionskosten auf.
 - Für CO₂-Abscheidung liegt nur wenig Erfahrung und Wissen zu Lernkurven vor. Erste Analysen ermitteln für Investitionskosten Lernraten von 2,1% (PC), 5,0% (IGCC), 2,8% (Oxyfuel) und 2,2% (NGCC) [Rubin et al., 2007b].
-

III Kommerzieller Einsatz von CCS

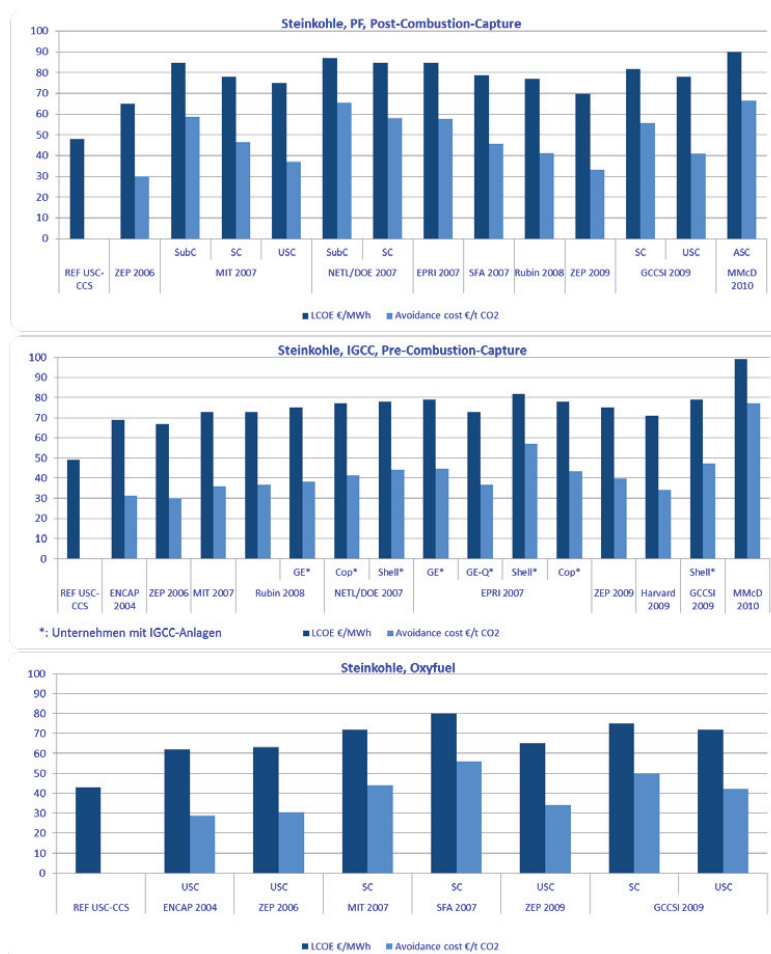
III.1 Kosten- und Prozessparameter

In den vergangenen Jahren wurde eine Reihe von Kostenanalysen zu Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung veröffentlicht (z.B. [ETP ZEP, 2011, Global CCS Institute, 2011, IEA NEA OECD, 2010, IPCC, 2005, McKinsey, 2008, MIT, 2007]). Im Kontext einer zunehmenden Zahl von Pilot- und Demonstrationsvorhaben werden Kenntnisse über die technischen Prozesse verbessert und insbesondere für die Investitionen höhere Kosten angenommen. Dennoch bleibt eine Reihe von Unsicherheitsfaktoren, die für Kosten- und Prozessparameter in Rechnung gestellt bleiben müssen. Die Erwartungen sind daher z.T. nach wie vor sehr unterschiedlich.

Die Ergebnisse der einzelnen Kostenanalysen entziehen sich einem einfachen direkten Vergleich aufgrund der unterschiedlichen Annahmen zu Referenzjahr, Anlagengrößen und -konfigurationen, Brennstoffpreisen, Zinssatz, usw. [Rubin, 2012]. Die jüngste ZEP-Studie [ETP ZEP, 2011] stellt einen Ergebnisvergleich auf der Basis von harmonisierten Referenzparametern.

tern vor. Die Abbildung 1 zeigt beispielhaft die Ergebnisse für Steinkohle-Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung.

Abbildung 1: Stromgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten für Steinkohle-Anlagen mit CO₂-Abscheidung aus verschiedenen Studien



Brennstoffpreis: 2,42 €/GJ.

Für IGCC sind Anlagenkonzepte der Unternehmen dargestellt.

Folgende Studien sind angesprochen: [Al-Juaied & Whitmore, 2009, ENCAP, 2008, ENCAP, 2009, Global CCS Institute, 2009, Holt & Booras, 2007, McKinsey, 2008, MIT, 2007, MMcD, 2010, NETL, 2007, Rubin et al., 2007a, SFA Pacific Inc., 2007, ZEP, 2008]

Quelle: Eigene Darstellung nach ETP ZEP [ETP ZEP, 2011]

IEK-STE 2012

Für Post-Combustion-Anlagen ist für die Stromgestehungskosten kein klarer Trend erkennbar. Die Bandbreite reicht von ca. 65 bis deutlich über 80 €/MWh. Für IGCC-Pre-Combustion-

und für Oxyfuel-Anlagen ist die Bandbreite der Stromgestehungskosten mit 60 bis knapp 80 €/MWh ähnlich hoch.

Hinsichtlich der CO₂-Vermeidungskosten ist die Bandbreite bei Post-Combustion-Anlagen mit 30 bis ca. 65 €/t CO₂ groß. Für IGCC-Pre-Combustion- und für Oxyfuel-Anlagen ist die Bandbreite geringer, mit ca. 30 bis ca. 55 €/t CO₂ aber immer noch beträchtlich. Ein eindeutiger Vorzug für eine der dargestellten Technologien lässt sich daraus nicht ableiten. Für Braunkohle-Anlagen liegen die Kostenwerte niedriger, während sie für Erdgas-Anlagen erwartungsgemäß höher liegen.

Im Vergleich der Demonstrationsanlagen (Tabelle 1) mit ersten kommerziellen Anlagen in 2020 nach Tzimas & Georgakaki⁴ [Tzimas & Georgakaki, 2010] und ETP ZEP [ETP ZEP, 2011] zeigt sich ein deutlicher Anstieg der erwarteten Investitionskosten. Dieser Anstieg ist für PF-CCS und IGCC-CCS besonders hoch bei Braunkohle und weniger hoch bei Steinkohle. Für Oxyfuel-Anlagen sind die Erwartungen der ETP ZEP dagegen sehr optimistisch: Die erwarteten spezifischen Investitionskosten sinken. Für Erdgas-Anlagen wird dagegen eher von einem Anstieg der spezifischen Investitionskosten ausgegangen.

Im Vergleich zu früheren Analysen für den kommerziellen Einsatz in Deutschland [Hake et al., 2009] sind ebenfalls deutliche Änderungen für einzelne Kostenkomponenten sichtbar. Die spezifischen Investitionskosten sind tendenziell sehr viel höher, sowohl für die jeweilige Referenz-Anlage als auch für die Anlagen mit CO₂-Abscheidung: für Braunkohle-Anlagen zwischen 50 und 75%, für Steinkohle-Anlagen zwischen 40 und 55% und für Erdgas zwischen 60 und 100%. Eine Ausnahme bildet hier insbesondere die Oxyfuel-Technologie, deren spezifischen Investitionskosten für Steinkohle um 25% und für Braunkohle um lediglich 9% höher geschätzt werden als in [Hake et al., 2009]. Die fixen Betriebskosten sind mit Ausnahme der Erdgas-Referenz-Anlage durchweg höher, während die variablen Betriebskosten ebenfalls mit Ausnahme der Erdgas-Referenz-Anlage tendenziell sehr viel niedriger geschätzt werden. Insgesamt ist eine deutliche Veränderung der Kostenstruktur hin zu fixen Kosten sichtbar (s. a. [Lohwasser & Madlener, 2009]). Der Kapitalkostenanteil nimmt deutlich zu und auch der Anteil der fixen Betriebskosten steigt. Damit geht ein Verlust an wirtschaftlicher Flexibilität der Anlagen einher, die wegen der hohen Fixkostenanteile auf hohe Jahresnutzungsgrade angewiesen sind. In einem zukünftigen Energieversorgungssystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energie und zunehmenden Anforderungen an einen flexiblen Einsatz von fossil betriebenen Kraftwerken erweist sich dieser Umstand als wenig vorteilhaft.

Die Tabelle 2 zeigt wichtige Prozess- und Kostenparameter auf der Basis von Hake et al. [Hake et al., 2009] und ETP ZEP [ETP ZEP, 2011], die für Anlagenkonzepte in Deutschland angenommen werden und die den folgenden Berechnungen zugrunde liegen.

Die Investitionskosten von Braunkohlekraftwerken sind tendenziell höher als diejenigen von Steinkohlekraftwerken. Für Erdgasanlagen sind die Investitionskosten sehr viel niedriger, jedoch sind hier die Brennstoffkosten wesentlich höher. Im Vergleich zu den jeweiligen Referenz-

⁴ Die Kostendarstellung in Tzimas & Georgakaki gibt etwa den Stand bis 2007 an.

renzanlagen sind die Investitionskosten der Kraftwerke mit CO₂-Abscheidung um ca. 70-90% höher.

Tabelle 2: Prozess- und Kostenparameter für erste kommerzielle CCS-Kraftwerke

		Braunkohle				Steinkohle				Erdgas	
		REF	PF-CCS	IGCC-CCS	Oxy-fuel	REF	PF-CCS	IGCC-CCS	Oxy-fuel	REF GuD	CCGT-CCS
Technische Daten											
Kapazität	MW _{el}	1100	1100	900	900	1100	1100	900	900	400	400
Lebensdauer	a	40	40	40	40	40	40	40	40	25	25
Wirkungsgrad	%	46,5	34,9	39,8	38,5	49,5	37,8	41,8	41,5	61,0	52,5
CO ₂ -Abscheidungsgrad	%	-	90	90	90	-	90	90	90	-	90
Kostendaten											
Investition	€ ₂₀₁₁ /kW	1700	2950	3200	2900	1600	2800	3100	2800	700	1250
Fixe Kosten	€ ₂₀₁₁ /kW	29	58	70	58	28	54	66	54	19	37
Variable Kosten	€ ₂₀₁₁ /MWh	3	5	5	5	3	5	5	5	1	3

Quelle: Umrechnung nach Hake et al. und ETP ZEP [Hake et al., 2009, ETP ZEP, 2011]

IEK-STE 2012

III.2 Stomgestehungs- und CO₂-Vermeidungskosten

Für eine Projektion der Kosten von CCS-Technologien sind mit Blick auf die Erzeugung der Stromgestehungskosten [€/MWh] und hinsichtlich der Reduktion der CO₂-Emissionen die CO₂-Vermeidungskosten [€/t CO₂] relevant.

Die Stromgestehungskosten geben die Kosten der Umwandlung von Primärenergieträgern bzw. Brennstoffen in Elektrizität entlang der Prozesskette Kraftwerk ohne oder mit CO₂-Abscheidung an. Die Kosten für die Abscheidung von CO₂ erhöhen die gesamten Anlagenkosten in dreifacher Hinsicht: (1) Kosten zusätzlicher Anlagenkomponenten wie z.B. Kompression von CO₂; (2) Kosten zusätzlicher Anlagenkapazität bedingt durch den Wirkungsgradverlust, wenn die Nettokapazität gleich bleiben soll; (3) Kosten für den zusätzlichen Brennstoff bedingt durch den Wirkungsgradverlust. Im System fallen zusätzlich Kosten für den Transport und die Speicherung von CO₂ an.

Dagegen geben die CO₂-Vermeidungskosten an, welche Kosten für die Mengen CO₂ anfallen, die nicht in die Atmosphäre abgegeben und damit ‚vermieden‘ werden. Die Vermeidungs-

kosten ergeben sich aus dem Vergleich einer Referenztechnik ohne CCS mit den entsprechenden Techniken mit CCS. Die CO₂-Vermeidungskosten sind zu unterscheiden von den CO₂-Abscheidekosten. Diese ergeben sich entsprechend der Menge CO₂, die am Kraftwerk abgeschieden wird. Die CO₂-Vermeidungskosten sind aufgrund der Wirkungsgradeinbuße und der notwendigen Kompensation durch eine höhere Leistung und einen höheren Brennstoffeinsatz immer höher als die CO₂-Abscheidekosten. Die CO₂-Vermeidungskosten errechnen sich aus der Differenz der Gesteungskosten [€/MWh] bezogen auf die Differenz der CO₂-Emissionen der Anlagen ohne und mit Abscheidung [t CO₂/MWh].

Für die wirtschaftliche Betrachtung wird im folgenden auf das Konzept der Levelised Cost of Electricity (LCOE) zurückgegriffen. Dieser Ansatz ermöglicht eine finanztechnische Analyse, in dessen Mittelpunkt eine Abschätzung der Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung der wichtigsten Kostenkomponenten wie Kapitalkosten, Brennstoffkosten oder Betriebskosten stehen. Der Ansatz gibt den Barwert der Kosten für Investition und Betrieb einer Anlage über die Lebensdauer umgerechnet in gleichbleibende periodische Zahlungen wieder.⁵ Die Stromgestehungskosten lassen sich in dieser Weise für Anlagen ohne und mit CO₂-Abscheidung errechnen.

Für die ökonomische Analyse spielt neben den Prozess- und Kostenparametern der Kraftwerke (Tabelle 2) eine Reihe von Parametern eine wichtige Rolle. Von besonderem Interesse sind hier neben den Investitionskosten und dem Wirkungsgrad der Anlagen die Transport- und Speicherkosten. Berry [Berry, 2008] nennt hier zusätzlich noch die Brennstoffkosten, für die im vorliegenden Ansatz mit Preiseskalation gerechnet wird (Tabelle 3). Für die weiteren Analysen gehen die in Tabelle 3 dargestellten energiewirtschaftlichen Grunddaten in die Berechnungen ein.

Die Brennstoffpreise steigen in Anlehnung an Lindenberger et al. [Lindenberger et al., 2010] real um ca. 1,2%/a. Transport- und Speicherkosten variieren in großer Bandbreite in Abhängigkeit von der Transportentfernung, der transportierten Menge, den räumlichen Bedingungen für eine Pipelinetrasse usw. In der Literatur variieren die Kostenangaben stark in Abhängigkeit der Pipelinelänge, des Terrains und des Gasvolumens sowie auch des Speichermediums (z.B. onshore-offshore, entleertes Gasfeld-saliner Aquifer) [Tzimas, 2009]. Die Bandbreite beträgt zwischen ca. 5 €/t CO₂ [Global CCS Institute, 2011] und 9-18 €/t CO₂ [McKinsey, 2008]. Auch spielt ein infrastruktureller Aspekt eine Rolle, da ein zukünftiges Transportnetz von der geografischen Verteilung der Speicher und der CO₂-Quellen abhängt. Für die folgende Analyse werden vereinfachend Transport- und Speicherkosten in Höhe von 5 €/t CO₂ in Rechnung gestellt.⁶ Die Anlagen werden annahmegemäß mit hoher Volllaststundenzahl eingesetzt.

⁵ Zu den mathematischen Grundlagen s. Anhang.

⁶ Für eine differenzierte Analyse von Transport- und Infrastrukturkosten siehe den Beitrag von Geske.

Tabelle 3: Energiewirtschaftliche Grunddaten

Brennstoffpreis	€ ₂₀₁₁ /GJ	
Braunkohle		1,52
Steinkohle		2,63*
Erdgas		6,39*
Transport- und Speicherkosten	€ ₂₀₁₁ /t CO ₂	5,00
Eskalation	%/a	
Brennstoffpreis		1,20*
Betriebskosten		1,50
Transport- und Speicherkosten		1,50
Volllaststunden	h/a	7500
Zinssatz	%	5,00

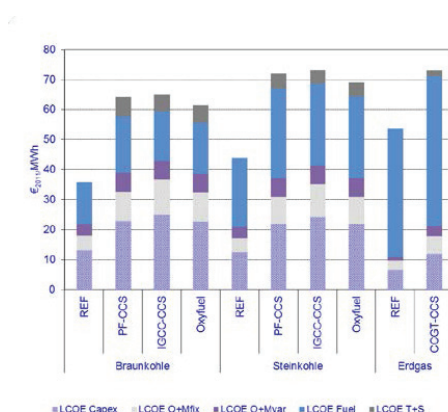
*: Umrechnung aus Lindenberger et al. [Lindenberger et al., 2010]

Quelle: eigene Zusammenstellung

IEK-STE 2012

Die Stromgestehungskosten bei hoher Auslastung sind in Abbildung 2 dargestellt. Für die Stromgestehungskosten (LCOE) ergibt sich daraus für CCS-Anlagen ein deutlicher Anstieg gegenüber der Referenzanlage: Für Braunkohle von 36 auf bis zu 65 €/MWh (IGCC-CCS), für Steinkohle von 44 auf bis zu ca. 73 €/MWh (IGCC-CCS) und für Erdgas von 54 auf 73 €/MWh (CCGT-CCS).

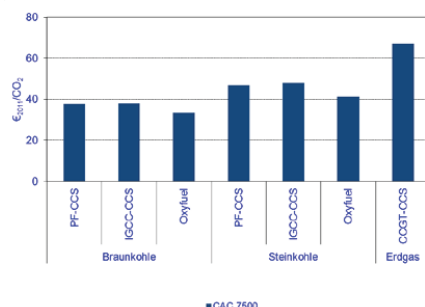
Die CO₂-Vermeidungskosten sind bei hoher Auslastung mit 34-38 €/t CO₂ bei den Braunkohle-Anlagen am niedrigsten und mit 67 €/t CO₂ bei Erdgas-Anlagen am höchsten. Bei den Kohlekraftwerken schneiden Oxyfuel-CCS-Anlagen vorteilhaft ab (Abbildung 3).

Abbildung 2: LCOE auf Basis der energiewirtschaftlichen Grunddaten*

*: Ohne Lernrateneffekt

Quelle: eigene Berechnung

IEK-STE 2012

Abbildung 3: CO₂-Vermeidungskosten auf Basis der energiewirtschaftlichen Grunddaten*

*: Ohne Lernrateneffekt

Quelle: Eigene Berechnung

IEK-STE 2012

III.3 Sensitivitätsrechnungen

Vor dem Hintergrund der Unsicherheiten bezüglich Prozess- und Kostenparameter als auch energiewirtschaftlicher Grunddaten werden im Folgenden Sensitivitäten gerechnet, um die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten der CCS-Technologien darzustellen. Im Vordergrund stehen hier monetäre Parameter (Investition, Brennstoff, CO₂-Zertifikat) und Prozessparameter (Wirkungsgrad, Volllaststunden).

Die Investitionskosten stellen den höchsten Anteil an den fixen Kosten dar. Höhere Investitionskosten bewirken direkt eine Erhöhung der Gestehungskosten.

Um verschiedenen Entwicklungsmöglichkeiten des Strommarktes Rechnung zu tragen, werden im Folgenden die Volllaststundenzahlen modifiziert. Die Volllaststundenzahl ist signifikant für die Verrechnung der sonstigen Fixkosten und der Investitionskosten, die insbesondere bei Grundlastkraftwerken sehr hoch sind. Die Volllaststundenzahl wirkt auf die Umlage der Fixkosten ein, sodass eine höhere Volllaststundenzahl eine Degression der Gestehungskosten ermöglicht.

Die Brennstoff- und Zertifikatpreise hingegen wirken ein auf die variablen Kosten, sodass eine Erhöhung direkt zu einer Erhöhung der variablen Kosten führt.

Eine Veränderung des Wirkungsgrads hingegen wirkt auf die fixen als auch auf die variablen Kosten ein. Ein höherer Wirkungsgrad ermöglicht mehr Stromproduktion und damit eine verbesserte Umlage der Fixkosten. Gleichzeitig bewirkt eine Verbesserung des Wirkungsgrads eine verbesserte Brennstoffnutzung, einhergehend mit einer sinkenden CO₂-Intensität, und daraus folgend einen geringeren spezifischen Bedarf an CO₂-Zertifikaten. In der Folge sinken die variablen Kosten.

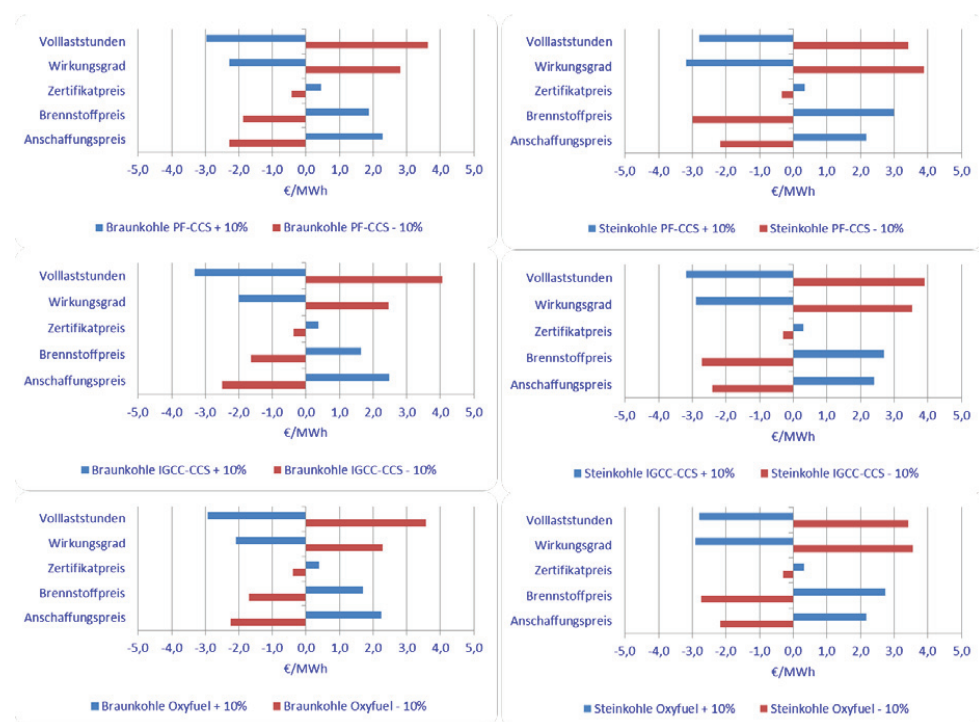
Der Zertifikatehandel bietet eine marktorientierte Lösung zur Preisfindung für CO₂. In [IEA NEA OECD, 2010] wird explizit der CO₂-Preis als Teil der variablen Kosten in die Berechnung der LCOE eingeführt. Diese erhöhen sich um einen Wert, der sich aus dem Zertifikatspreis [€/t CO₂] multipliziert mit der CO₂-Intensität [t CO₂/MWh] ergibt. Die Technologien sind in Ab-

hängigkeit von ihrer CO₂-Intensität unterschiedlich stark von der Höhe des CO₂-Preises betroffen. Generell gilt, dass je höher die CO₂-Intensität (bei CCS nach Abscheidung) ist, desto mehr schlägt der CO₂-Preis bei den Gestehungskosten durch.

Für Kohlekraftwerke ohne CCS ist dieser Aspekt insbesondere relevant. Die hohen CO₂-Emissionen müssen durch CO₂-Zertifikate gedeckt werden, während bei CCS-Anlagen nur für die verbliebenen CO₂-Emissionen Zertifikate zur Deckung benötigt werden. Den geringeren Zertifikatskosten stehen in diesem Fall aber die wesentlich höheren Investitionskosten gegenüber. Letztlich resultiert daraus eine Änderung der relativen Wettbewerbsfähigkeit der Umwandlungstechnologien [Nicholson et al., 2011]. Erst ab einer bestimmten Höhe des Zertifikatspreises kann der Einsatz von CCS-Kraftwerken induziert werden. Im Umkehrschluss kann es bei (dauerhaft) niedrigen Zertifikatspreisen kosteneffizient sein, Kraftwerke ohne CO₂-Abscheidung zu betreiben.

Abbildung 4 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen für CCS-Kraftwerke. Den Rechnungen liegt eine Variation der Parameter um $\pm 10\%$ des Ausgangswertes (Tabelle 2 und Tabelle 3) zugrunde. Der Basis-CO₂-Preis wird hier mit 30 €/t CO₂ angenommen.

Abbildung 4: Sensitivität der Stromgestehungskosten bei Parametervariation



Parameter jeweils um $\pm 10\%$ verändert; bei CO₂-Zertifikaten ausgehend von 30 €/t CO₂.

Quelle: eigene Berechnung

IEK-STE 2012

Die Reaktionsmuster sind bei allen Kohle-Technologien sehr ähnlich. Variationen von Volllaststunden, Wirkungsgrad, Brennstoff- und Anschaffungspreisen um $\pm 10\%$ bewirken Änderungen der Gestehungskosten zwischen ca. 2 bis 4 €/MWh. Diese Parameter sind bei den hier dargestellten Technologien in jedem Fall von großer Bedeutung, z.T. allerdings in unterschiedlicher Reihenfolge. Für Braunkohle ist die Volllaststundenzahl tendenziell zentral, während für Steinkohle der Wirkungsgrad tendenziell im Vordergrund steht. In beiden Fällen ist der Anschaffungspreis nicht erstrangig.

Eine sehr niedrige Volllaststundenzahl ($\sim 2500\text{h}$) führt tendenziell zu einer Verdopplung der CO_2 -Vermeidungskosten. Die Kosten sind dann tendenziell am höchsten für Erdgas-Anlagen (123 €/t CO_2), am niedrigsten bei Braunkohle-Anlagen (71-78 €/t CO_2). Bei geringer Volllaststundenzahl sind die Vermeidungskosten für Steinkohle-Anlagen mit 86-107 €/t CO_2 auf einem sehr hohen Niveau. Insgesamt zeigt sich, dass insbesondere bei niedriger Volllaststundenzahl ein relativ hoher CO_2 -Preis in Rechnung gestellt werden muss, um den Einsatz der hier beschriebenen CCS-Technologien zu rechtfertigen.

Eine Variation des CO_2 -Preises spielt eine vergleichsweise geringe Rolle. Eine Variation um $\pm 10\%$ bei einem Ausgangspreis von 30 €/t CO_2 resultiert in einer Veränderung der Gestehungskosten von ca. 0,5 €/MWh.

Zwischenfazit

- Die Kosten für die Abscheidung von CO_2 erhöhen die Anlagenkosten in dreifacher Hinsicht: (1) Kosten zusätzlicher Anlagenkomponenten wie z.B. Kompression von CO_2 ; (2) Kosten zusätzlicher Anlagenkapazität bedingt durch den Wirkungsgradverlust, wenn die Nettokapazität gleich bleiben soll; (3) Kosten für den zusätzlichen Brennstoff bedingt durch den Wirkungsgradverlust.
- Im System fallen zusätzlich Kosten für den Transport und die Speicherung von CO_2 an. Die Bandbreite beträgt zwischen ca. 5 €/t CO_2 [Global CCS Institute, 2011] und 9-18 €/t CO_2 [McKinsey, 2008].
- Für erste kommerzielle Anlagen werden deutlich höhere Investitionskosten erwartet als in früheren Studien. Investitionskosten für CCS-Kraftwerke sind tendenziell um ca. 70-90% höher als für konventionelle Anlagen ohne CCS.
- Im Vergleich zur Referenz-Anlage sind die Stromgestehungskosten für CCS-Anlagen bei hoher Auslastung um zwischen ca. 26% (Erdgas) bis 80% (Braunkohle) höher. Die CO_2 -Vermeidungskosten belaufen sich auf 34-38 €/t CO_2 bei Braunkohle-Anlagen, auf ca. 41-48 €/t CO_2 bei Steinkohle-Anlagen und auf ca. 67€/t CO_2 bei Erdgas-Anlagen.
- Erst ab einem Zertifikatspreis von ca. 34-38 €/t CO_2 ist der Einsatz von Braunkohle-CCS-Kraftwerken kosteneffizient. Kosteneffizienz erfordert für Steinkohle höhere und für Erdgas deutlich höhere Zertifikatspreise.

- Variationen von Volllaststunden, Wirkungsgrad, Brennstoff- und Anschaffungspreisen um $\pm 10\%$ bewirken Änderungen der Gestehungskosten zwischen ca. 2 bis 4 €/MWh. Eine entsprechende Variation des CO₂-Preises ist dagegen nicht signifikant.
- Eine sehr niedrige Volllaststundenzahl (~2500h) führt tendenziell zu einer Verdopplung der CO₂-Vermeidungskosten. Entsprechend müsste ein relativ hoher CO₂-Preis in Rechnung gestellt werden, um den Einsatz der hier beschriebenen CCS-Technologien zu rechtfertigen.

IV Stromproduktion und Börsenstrompreise beim Einsatz von CCS-Kraftwerken in Deutschland

Während im vorangegangenen Kapitel Technikkosten im Mittelpunkt standen, liegt der Fokus im Folgenden auf der Frage, ob und wie der Einsatz von CCS-Kraftwerken zur Preisfindung am Stromgroßhandelsmarkt beitragen und die Produzentenrente beeinflussen kann. Die Produzentenrente ergibt sich für die abgegebene Strommenge aus dem Abstand zwischen Strompreis und variablen Kosten der Kraftwerke. Die Produzentenrente ermöglicht Stromanbietern eine Refinanzierung von Kraftwerksinvestitionen. C.p. spielt hier die Höhe von CO₂-Zertifikat-Preisen eine besondere Rolle.

IV.1 Preisbildung am Strommarkt

Für die Preisbildung am Strommarkt ist die Merit-Order signifikant. Sie stellt eine Angebotsfunktion dar und gibt die Einsatzreihenfolge von Kraftwerkskapazitäten entlang der variablen Kosten an. Kraftwerke mit niedrigen variablen Kosten (z.B. Windenergie, PV, Braunkohlekraftwerke) werden zunächst eingesetzt, gefolgt von Kraftwerken mit nächsthöheren variablen Kosten (z.B. Steinkohlekraftwerke, dann Gaskraftwerke).⁷

Bei Berücksichtigung von CO₂-Zertifikaten entsteht ein Preiseffekt. Die variablen Kosten der fossil befeuerten Kraftwerke sind durch den CO₂-Zertifikatehandel beeinflusst. Entscheidend sind hier der Zertifikatspreis (€/t CO₂), der sich an der Börse bildet, und die spezifischen CO₂-Emissionen (t CO₂/MWh) der einzelnen Kraftwerke. Bei niedrigen CO₂-Preisen können konventionelle Kraftwerke ohne CCS trotz der relativ hohen spezifischen CO₂-Emissionen vorteilhaft gegenüber CCS-Kraftwerken sein, wenn die Brennstoffkosten von CCS-Kraftwerken entsprechend hoch sind. Dies hängt vom Wirkungsgradverlust der CCS-Kraftwerke ab. Dieses Bild kann sich bei höheren Zertifikatspreisen ändern, sodass CCS-Kraftwerke mit Blick auf die variablen Kosten relative Vorteile gewinnen und die Einsatzreihenfolge sich ändern kann. Als zusätzlicher Effekt kann ein Mengeneffekt entstehen, wenn der Stromaussenhandel sich infolge der Preiseffekte ändert. Unter Berücksichtigung des Strompreises und der Produktionsmenge können in der Folge veränderte Produzentenrenten resultieren.

⁷ Für erneuerbare Energien ist ohnehin ein Einspeisevorrang gesetzlich verankert ist.

IV.2 Einsatz von CCS-Kraftwerken

Für die Analyse wurden verschiedene Szenarien, differenziert nach CO₂-Zertifikatspreisen und dem Zubau an konventioneller bzw. Erneuerbarer Energie-Kapazität erstellt. Eine Übersicht hierzu zeigt Tabelle 4.

Ausgangspunkt für die Spezifizierung der Modellrechnungen bilden Studien von EURELECTRIC und ENTSO-E zur Entwicklung der zukünftigen Stromerzeugung in Europa [EURELECTRIC, 2010, ENTSO-E, 2011b, ENTSO-E, 2011a]. Der Studie von EURELECTRIC wurden Angaben zur installierten Kraftwerksleistung im Jahre 2030 entnommen. Zudem wurde die Studie genutzt, um für die berücksichtigten Kraftwerkstypen Jahrgangs-spezifische Wirkungsgrade abzuleiten. Des Weiteren wurden der Studie Angaben zur Entwicklung der Stromnachfrage entnommen. Da die Endnutzerpreise für Strom im Durchschnitt deutlich über den Preisen liegen, die sich an der Strombörse ergeben und somit (zu mindestens kurzfristig) Anpassungsreaktionen der Endnutzer an Preisveränderungen auf dem Spot-Strommarkt nicht zu erwarten sind, wurde von einer unelastischen Stromnachfrage ausgegangen.

Tabelle 4: Szenarienübersicht für Merit-Order-Analyse

Name des Szenario	Beschreibung
Referenzszenarien	Situation 2030
„REF20“	CO ₂ -Zertifikatspreise von 20 Euro/t CO ₂
„REF30“	CO ₂ -Zertifikatspreise von 30 Euro/t CO ₂
„REF40“	CO ₂ -Zertifikatspreise von 40 Euro/t CO ₂
„REF30+EE“	REF30 Szenario mit verstärktem Zubau Erneuerbarer Energien (+10 GW Wind, +20 GW PV, +10 GW Gas als Backup)
„REF30red+EE“	REF30 Szenario mit reduzierter Kohlekraftwerksleistung (-10 GW) und verstärktem Zubau Erneuerbarer Energien (+10 GW Wind, +20 GW PV, +10 GW Gas als Backup)
CCS-Szenarien	Im Gegensatz zur Referenzsituation werden GW Steinkohlekraftwerke und GW Braunkohle in Deutschland mit CCS ausgestattet.
„CCS20“	CO ₂ -Zertifikatspreise von 20 Euro/t CO ₂
„CCS30“	CO ₂ -Zertifikatspreise von 30 Euro/t CO ₂
„CCS40“	CO ₂ -Zertifikatspreise von 40 Euro/t CO ₂
EE-CCS-Szenarien	
„CCS30+EE“	CCS30-Szenario mit zusätzlichen 10 GW Wind und 20 GW PV (+10 GW Gas als Backup)
„CCSred30+EE“	CCS30-Szenario mit reduzierter CCS-Kapazität (anstelle von 28 GW nur 18 GW) dafür zusätzlich 10 GW Wind und 20 GW PV (10 GW Gas als Backup)

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

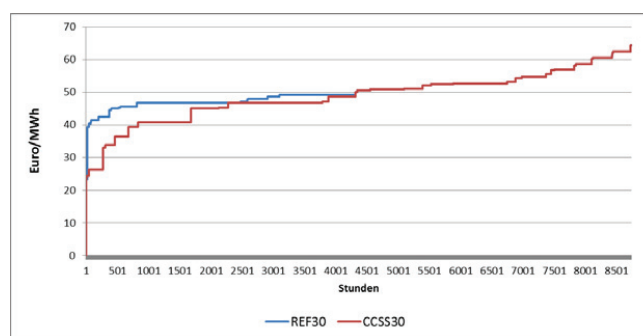
Die Daten zu den vorhanden bzw. zukünftig zu erwartenden Stromaustauschkapazitäten in Europa stammen u.a. von ENTSO-E [ENTSO-E, 2012, ENTSO-E, 2010]. Daten zu den spezifischen Betriebskosten von Kraftwerken wurden dem IEA-Outlook (2011) entnommen bzw. auf Basis von Angaben zu den kraftwerksspezifischen Wirkungsgraden und Brennstoffpreisen berechnet [IEA, 2011].

In den Referenzszenarien wird die Situation ohne CCS mit unterschiedlichen Zertifikatspreisen beschrieben. Den Referenzszenarien werden Szenarien gegenübergestellt, bei denen von einem Einsatz von CCS in Deutschland ausgegangen wird. Hierbei wird angenommen, dass 14,6 GW Steinkohlekraftwerke und 13,7 GW Braunkohle mit CCS betrieben werden. Davon handelt es sich bei 19 GW um Alt-Anlagen, die mit CCS nachgerüstet wurden.

Um die Effekte der Verfügbarkeit bzw. Nichtverfügbarkeit von Erneuerbaren Energien zu analysieren, werden die Berechnungen auf Stunden-Basis durchgeführt, d.h. für jede Stunde eines Jahres wird der optimale Einsatz der in den einzelnen Ländern Europas vorhandenen Kraftwerke berechnet. Die Berechnungen basieren auf einem Kraftwerkseinsatzmodell, das in Rübbelke & Vögele [Rübbelke & Vögele, 2012] beschrieben wird.

In den untersuchten Szenarien führt der Einsatz von CCS dazu, dass die Preise an der Strombörse im Jahresdurchschnitt sinken. Dies ist darauf zurückzuführen, dass durch den Einsatz von CCS die entsprechend ausgerüsteten Kohlekraftwerke weniger stark durch CO₂-Zertifikatspreise belastet werden und somit den Vorzug vor konventionellen Kohlekraftwerken erhalten. Ein Beispiel für die Entwicklung der Strompreise an der Strombörse zeigt Abbildung 5.

Abbildung 5: Verteilung Strompreise während eines Jahres nach der Höhe der Preise



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Aus dieser Grafik ist die Jahresverteilung der berechneten Strompreise in den Szenarien REF30 und CCS30 ersichtlich. An 4400 Stunden liegt der Strompreis im Szenario CCS30 aufgrund der Unterschiede in den Betriebskosten von CCS und konventionellen Kohlekraftwerken unter dem im Szenario REF30. Zu diesen Zeitpunkten wird der Strompreis durch

Kohlekraftwerke bestimmt. Zu anderen Zeitpunkten stellen i.d.R. Gaskraftwerke die Grenzkostenkraftwerke dar.

Aufgrund veränderter Betriebskosten nehmen in den Modellrechnungen die Stromimporte nach Deutschland ab und die inländische Produktion zu. Die Veränderungen in der Produktion führen zusammen mit den Preisänderungen und dem Verlauf der Merit-order-Kurve zu einer zusätzlichen Produzentenrente. Aus den zusätzlichen Erlösen ergeben sich spezifische Deckungsbeiträge in Höhe von 32 € pro kW installierte CCS-Leistung (Vergleich CCS20 mit REF20) bzw. 66 (Vergleich CCS30 mit REF30) und 89 (Vergleich CCS40 mit REF40).

Bei einem Deckungsbeitrag von 32 € werden beim Einsatz von Post-combustion-Anlagen unter günstigen Bedingungen ca. 14 Jahre und unter ungünstigen Bedingungen (d.h. in Falle hoher Investitionskosten) etwa 38 Jahre zur Amortisation der Mehr-Investitionen benötigt. Bei höheren Investitionskosten für Pre-combustion- und Oxyfuel-Anlagen verlängert sich die Amortisationszeit. Bei höheren Zertifikatspreisen verkürzt sich der Refinanzierungszeitraum entsprechend (Tabelle 5).

Tabelle 5: Auswirkungen des CCS-Einsatzes auf Strompreis und -produktion bei unterschiedlichen CO₂-Preisen

		CCS20 - REF20	CCS30 - REF30	CCS40 - REF40
Veränderung in den Preisen (Deutschland)		-2,2%	-3,7%	-6,4%
Veränderungen in der Stromproduktion (Deutschland)		+0,9%	+1,8%	+4,7
Spezifischer Deckungsbeitrag (Deutschland)		32 €/kW	66 €/kW	89 €/kW
Amortisationszeit für die Mehr-Investition	Post-combustion	14-38	7-18	5-13
	Pre-combustion	19-47	9-22	7-16
	Oxyfuel	22-38	10-18	8-13
Anmerkung: Abschätzung der benötigten Jahre auf Basis von [IEA, 2011], [Hake et al., 2009, ETP ZEP, 2011]				
Quelle: eigene Berechnungen				IEK-STE 2012

Tabelle 6 zeigt Ergebnisse aus dem Vergleich von CCS-Szenarien mit verstärktem Ausbau erneuerbarer Energien. In den Szenarien, in denen der Anteil Erneuerbarer gegenüber dem Referenzfall weiter ausgedehnt wird, ergibt sich im Jahresmittel ein niedrigerer Strompreis am Spot-Markt als ohne verstärkten Ausbau. Falls die Endkunden wie bisher die Investitionsmehrkosten für Erneuerbare Energien übernehmen und somit die erzielten Zusatzerlöse für

die Deckung der Mehr-Investitionskosten von CCS zur Verfügung stehen, ergeben sich spezifische Deckungsbeiträge für CCS in Höhe von 44 (Vergleich CCS30+EE/REF30+EE) bzw. 80 €/kW (Vergleich CCS30+EE/REF30). Der Einsatz von CCS führt in den Szenarien mit Ausbau Erneuerbarer Energien bei unveränderter Leistung im Bereich Kohle zu einer deutlichen Reduktion in den Preisen am Spot-Strommarkt und zu einem Anstieg der inländischen Produktion. Eine Reduktion des Einsatzes von Kohlekraftwerken bei gleichzeitigen verstärktem Ausbau Erneuerbarer Energie führt grundsätzlich zu höheren durchschnittlichen Strompreisen, da in diesem Fall verstärkt auf vergleichsweise teure Backupkapazitäten zurückgegriffen werden muss, um Fluktuationen bei der Stromerzeugung auszugleichen. In dem untersuchten Fall führen die höheren Kosten zu einer Ausweitung der Stromimporte. Der Einsatz von CCS wirkt hierbei dämpfend auf den Anstieg der Energieträgerpreise bzw. der Zunahme der Stromimporte. So fallen im Szenario CCSred30+EE die Strompreise im Vergleich zum Szenario REF30red+EE niedriger aus. Gleichzeitig steigt in diesem CCS-Szenario die inländische Produktion.

Tabelle 6: Auswirkungen des CCS-Einsatzes auf Strompreis und -produktion bei gegebenem CO₂-Preis und verstärktem Zubau Erneuerbarer Energien

	CCS30+EE		CCSred30+EE	
Vergleichsszenario	REF30	REF30+EE	REF30	REF30red+EE
Veränderung in den Preisen (Deutschland)	-9,4%	-5,5%	1,2%	-2,3%
Veränderungen in der Stromproduktion (Deutschland)	5,6%	2,7%	-3,8%	0,7%
Veränderung der Erlöse (Deutschland)	+ 2,3 Mrd. €	+1,3 Mrd. €	+2,4 Mrd. €	+1,4 Mrd. €
Quelle: eigene Berechnungen			IEK-STE 2012	

Bei weiter zunehmender Integration von Erneuerbarer Energie besteht im gegenwärtigen Strommarktdesign („energy only“) die Gefahr der potentiellen Unterauslastung von Kraftwerkskapazitäten in einem bestehenden Kraftwerkspark. Neben den Gestehungskosteneffekt verursacht durch eine geringe Volllaststundenzahl tritt dann mit dem Rückgang der residualen Nachfrage ein Merit-order-Effekt. In der Folge entsteht im Kraftwerksbestand ein kurzfristiges Kostendeckungsproblem für fossile Anlagen.

Der längerfristige Effekt liegt in der Verringerung der Investitionsanreize für den Bau von Kraftwerken. Dies gilt umso mehr für CCS-Anlagen mit vergleichsweise hohen Investitionskosten. Mit Kapazitätsmärkten wird angestrebt, eine Vergütung für die Bereithaltung von Kapazitäten zu ermöglichen. Die Kapitalkosten von Kraftwerken müssten sich dann nicht mehr ausschließlich aus den Erlösen für die erzeugte Energie decken lassen, sondern auch

aus den Erlösen für die Kapazitätsbereitstellung. Zudem wäre ein beständiger Kapitalrückfluss ermöglicht auch für die Zeitpunkte, zu denen das Kraftwerk keinen Strom produziert [Brunekreeft et al., 2011].

Für Deutschland und Europa ist die Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten entfacht [Achner et al., 2011, Böckers et al., 2012, Bode & Groscurth, 2011, Brunekreeft & Meyer, 2011, Cramton & Ockenfels, 2012, EWI, 2012, Siegmeier & von Hirschhausen, 2011]. Unabhängig von einer möglichen konkreten Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten verbleibt der vergleichsweise höhere Refinanzierungsbedarf gegenüber konventionellen Kraftwerken, falls Kapazitätserlöse dafür herangezogen werden müssten. Vor dem Hintergrund der Kostenstruktur von CCS-Kraftwerken werden tendentiell Braunkohle-CCS-Anlagen in der Grundlast eingesetzt, wie Analysen im Rahmen der Diskussion möglicher Kapazitätsmärkte zeigen [EWI, 2012]. Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit werden Gasturbinen als Back-up-Kraftwerke eingesetzt. Angesichts sehr geringer Volllaststunden ist in diesen Fällen die Amortisation der Investitionskosten tendentiell schwierig, sodass Erlöse aus einem möglichen Kapazitätsmarkt hier eher greifen.

Zwischenfazit

- Aufgrund geringer Belastung durch niedrige CO₂-Zertifikatspreise liegen die Betriebskosten von CCS-Kraftwerken (trotz Wirkungsgradverlusten) unter denen vergleichbarer Kohlekraftwerke. Der Einsatz von CCS-Kraftwerken führt entsprechend dazu, dass zu Zeiten niedriger Stromnachfrage bzw. zu Zeiten, in denen Wind und PV-Anlagen nur eingeschränkt einsetzbar sind, der Strompreis niedriger ausfällt als in der Referenzsituation. Zudem kommt es zu einem Merit-order Effekt, d.h. zu zusätzlichen Erlösen.
 - Unter Berücksichtigung der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Investitionsmehrkosten von CCS-Anlagen ist davon auszugehen, dass erst ab einem Zertifikatspreise von mindestens 40 €/t CO₂ CCS-Anlagen für Investoren interessant sein werden. Erst dann reichen die erzielbaren Erlöse aus, um die Investitionsmehrkosten der CCS-Kraftwerke in einem akzeptablen Zeitraum ausgleichen zu können.
 - Durch einen verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien werden Preiseffekte ausgelöst, durch die die Refinanzierung für CCS-Kraftwerke erschwert wird. Andererseits werden durch die Preiseffekte der CCS-Kraftwerke die Erlöse für Erneuerbare Energien geschmälert, was wiederum Rückwirkung auf die Höhe der EEG-Umlage hat.
-

V Zusammenfassung

Die Kosten für die Abscheidung von CO₂ erhöhen die Anlagenkosten in dreifacher Hinsicht: (1) Kosten zusätzlicher Anlagenkomponenten wie z.B. Kompression von CO₂; (2) Kosten zusätzlicher Anlagenkapazität bedingt durch den Wirkungsgradverlust, wenn die Nettokapazi-

tät gleich bleiben soll; (3) Kosten für den zusätzlichen Brennstoff bedingt durch den Wirkungsgradverlust.

Die Anlagenkosten für CCS-Kraftwerke sind weiterhin mit Unsicherheiten behaftet, auch wenn die Entwicklung von Demonstrationsanlagen vorangetrieben wird. Mit zunehmendem Kenntnisstand und technologischer Entwicklung werden die Investitionskosten erster kommerzieller CCS-Anlagen deutlich höher geschätzt als in früheren Studien. Tendenziell sind die Investitionskosten von CCS-Kraftwerken um ca. 70-90% höher als von konventionellen Anlagen ohne CCS. Kosten für Transport und Speicherung von CO₂ ergeben sich je nach Transportmenge, -entfernung sowie Art und Standort der geologischen Speicherung in einer großen Bandbreite. In jedem Fall überwiegen aber die Kosten der Abscheidung von CO₂.

Auch bei hoher Auslastung der Anlagen resultieren daraus deutlich höhere Stromgestehungskosten. Mit einem Anstieg von bis zu 80% (Braunkohle) sind davon insbesondere Kohle-basierte CCS-Anlagen betroffen. Die CO₂-Vermeidungskosten belaufen sich auf 34-38 €/t CO₂ bei Braunkohle-Anlagen, auf 41-48 €/t CO₂ bei Steinkohle-Anlagen und auf ca. 67 €/t CO₂ bei Erdgas-Anlagen. Erst ab einem Zertifikatspreis in dieser Höhe ist der Einsatz von CCS-Kraftwerken kosteneffizient.

Variationen einzelner Prozess- und Kostenparameter (Volllaststunden, Wirkungsgrad, Brennstoff- und Anschaffungspreisen) um $\pm 10\%$ bewirken moderate Änderungen der Gestehungskosten für CCS-Anlagen zwischen ca. 2 bis 4 €/MWh. Eine entsprechende Variation des CO₂-Preises ist dagegen aufgrund der geringen spezifischen CO₂-Emissionen nicht signifikant. Sehr niedrige Volllaststunden (~2500h) führen tendenziell zu einer Verdopplung der CO₂-Vermeidungskosten. Entsprechend müsste ein relativ hoher CO₂-Preis in Rechnung gestellt werden, um den Einsatz der hier beschriebenen CCS-Technologien bei niedriger Volllaststundenzahl zu rechtfertigen.

CCS-Kraftwerke müssen sich über den Strommarkt refinanzieren. Zudem kann der Einsatz von CCS-Kraftwerken sich unter bestimmten Bedingungen auf die Großhandelsstrompreise auswirken. Unter der Annahme eines perfekten Wettbewerbs wird der Preis an der Strombörse durch die Kosten des letzten eingesetzten Kraftwerks bestimmt, wobei die Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten zum Einsatz kommen (Merit-order) und die Kosten für Stromimporte zu berücksichtigen sind. Bei niedrigen Zertifikatspreisen (z.B. 20 €/t CO₂) liegen die Betriebskosten von CCS-Kraftwerken unter denen eines vergleichbaren Kohlekraftwerks. Insbesondere zu Zeiten niedriger Stromnachfrage wird der Strompreis durch die Kosten der Kohle-Kraftwerke bestimmt. Zu diesen Zeitpunkten wirkt der Einsatz von CCS dämpfend auf den Strompreis. Niedrigere Stromgestehungskosten im Inland führen zu einem Rückgang der Stromimporte bzw. Erhöhung der Stromexporte.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, inwieweit die höheren Erlöse aufgrund von Merit-order-Effekten die Investitionsmehrkosten der CCS-Kraftwerke decken. Aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich der Investitionsmehrkosten von CCS-Anlagen ist davon auszugehen, dass sie erst bei einem Zertifikatspreis von mindestens 40 €/t CO₂ für Investoren interessant sein werden. Zu beachten ist hierbei u.a. die Entwicklung im Bereich der Erneuerbarer Ener-

gien. Solange ausreichend „günstige“ Backup-Kapazitäten, d.h. Kraftwerke mit niedrigen Betriebskosten, vorhanden sind, führt der verstärkte Einsatz Erneuerbarer Energie zu einem Rückgang der Jahresdurchschnittspreise an der Strombörse. Zudem kommt es zu Merit-order-Effekten. Der Einsatz von CCS wirkt hierbei zusätzlich dämpfend auf Strompreise und unterstützend auf den Umfang der inländischen Produktion. Zu beachten ist, dass durch den verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien ausgelöste Preiseffekte die Refinanzierung für CCS-Kraftwerke erschweren werden bzw. durch die Preiseffekte der CCS-Kraftwerke die Erlöse für Erneuerbare Energien geschmälert werden, was wiederum Rückwirkung auf die Höhe der EEG-Umlage hat.

Bei weiter zunehmender Integration von Erneuerbarer Energie besteht im gegenwärtigen Strommarktdesign („energy only“) die Gefahr der potentiellen Unterauslastung von Kraftwerkskapazitäten in einem bestehenden Kraftwerkspark. Neben den Gestehungskosteneffekt, verursacht durch eine geringe Volllaststundenzahl, tritt dann mit dem Rückgang der residualen Nachfrage ein Merit-order-Effekt. In der Folge entsteht im Kraftwerksbestand ein kurzfristiges Kostendeckungsproblem für fossile Anlagen. Unabhängig von einer möglichen konkreten Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten verbleibt der vergleichsweise höhere Refinanzierungsbedarf gegenüber konventionellen Kraftwerken, falls Kapazitätserlöse dafür herangezogen werden müssten.

VI Literatur

- ACHNER, S., MICHELS, A., NAILIS, D., RITZAU, M. & SCHUFFELEN, L. (2011) *Kapazitätsmarkt. Rahmenannahmen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie im Auftrag des Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne)*. BET Aachen, Aachen, http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110907_bne_bet_studie_kapazitaetsmarkt_final.pdf, 15. Aug. 2012.
- AL-JUAIED, M. & WHITMORE, A. (2009) Realistic costs of carbon capture. Harvard Kennedy School, http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/19185/realistic_costs_of_carbon_capture.html, 15. Aug. 2012.
- BERRY, D. (2008) Investment risk of new coal-fired power plants. <http://iowa.sierraclub.org/Energy> 9. Aug. 2011.
- BÖCKERS, V., GIESSING, L., HAUCAP, J., HEIMESHOF, U. & RÖSCH, J. (2012) Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung *DICE Ordnungspolitische Perspektiven*, http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Ordnungspolitische_Perspektiven/024_OP_Bo_ckers_Giessing_Haucap-Heimeshoff_Ro_sch.pdf, 15. Aug. 2012, 24.
- BODE, S. & GROSCURTH, H.-M. (2011) *Die künftige Rolle von Gaskraftwerken in Deutschland*. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, <http://www.die-klima-allianz.de/wp-content/uploads/2011/10/Klima-Allianz-Studie-Gaskraftwerke-Okt-2011.pdf>, 15. Aug. 2012.
- BRUNEKREEFT, G., DAMSGAARD, N., DE VRIES, L., FRITZ, P. & MEYER, R. (2011) *A raw model for a North European capacity market*. <http://www.elforsk.se/Programomraden/Anvandning/MarketDesign/Publications/2011/>, 15. Aug. 2012.

- BRUNEKREEFT, G. & MEYER, R. (2011) Kapitalkosten und Kraftwerksinvestitionen bei zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energie - Die Diskussion um Kapazitätsmärkte. *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 60:1, 62-73.
- CRAMTON, P. & OCKENFELS, A. (2012) Economics and design of capacity markets for the power sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36. Jg.:2, 113-134.
- ENCAP (2008) *Reference cases and guidelines for technology concepts*. refman.et-model.com, 15. Aug. 2012.
- ENCAP (2009) *Power systems evaluation and benchmarking. Public version*. www.encapco2.org, 15. Aug. 2012.
- ENTSO-E (2010) *Ten-year network development plan 2010-2020*. Brussels, <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/>, 15. Aug. 2012.
- ENTSO-E (2011a) *Data portal CE - production* <http://www.entsoe.eu>, December 2011.
- ENTSO-E (2011b) *NTC values*. <https://www.entsoe.eu/resources/ntc-values/ntc-matrix>, 02/03/2011.
- ENTSO-E (2012) *Ten-year network development plan 2012 project for consultation*. Brussels, <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/>, 15. Aug. 2012.
- ETP ZEP (2011) The costs of CO₂ capture. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/165-zep-cost-report-summary.html>, 15. Aug. 2012, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP).
- EURELECTRIC (2010) *Power statistics 2010 edition*. Brussels, <http://www.eurelectric.org/PowerStats2010/>, 15. Aug. 2012.
- EWI (2012) *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Energiewirtschaftliches Institut, Universität Köln, Köln, www.ewi.uni-koeln.de, 15. Aug. 2012.
- GLOBAL CCS INSTITUTE (2009) *Strategic analysis of the global status of carbon capture and storage. Report 2: Economic assessment of carbon capture and storage technologies* <http://www.globalccsinstitute.com/>, 15. Aug. 2012, Global CCS Institute.
- GLOBAL CCS INSTITUTE (2011) *Economic assessment of carbon capture and storage technologies. 2011 update*. <http://www.globalccsinstitute.com/>, 15. Aug. 2012, Global CCS Institute
- HAKKE, J.-F., HANSEN, P., HECKLER, R., LINßEN, J., MARKEWITZ, P., MARTINSEN, D. & WEBER, K. (2009) Projektionsrechnungen bis 2050 für das Energiesystem von Deutschland im Rahmen des VDI-Projektes „Future Climate Engineering Solutions“. *STE Research Report*, 03/2009.
- HOLT, N. & BOORAS, G. (2007) *Updated cost and performance estimates for clean coal technologies including CO₂ capture - 2006*. EPRI, <http://my.epri.com>, 15. Aug. 2012.
- IEA (2011) *World energy outlook - investment costs*. <http://www.worldenergyoutlook.org/investments.asp>, 07/02/2012.
- IEA NEA OECD (2010) *Projected costs of generating electricity*. Paris, www.iea.org/speech/2010/Tanaka/iea_nea.pdf, 15. Aug. 2012, OECD.
- IPCC (2005) *Special report on carbon dioxide capture and storage*.
- LINDENBERGER, D., LUTZ, C. & SCHLESINGER, M. (2010) *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung EWI/GWS/PROGNOS*, Köln/Osnabrück/Basel, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energieszenarien_2010.pdf, 15. Aug. 2012.
- LOHWASSER, R. & MADLENER, R. (2009) Impact of CCS on the economics of coal-fired power plants - why investment costs do and efficiency doesn't matter. *FCN Working Paper, E.ON Research Center, Aachen*, http://www.eonerc.rwth-aachen.de/aw/cms/website/themen/home/~sxv/publications_eon/?scol=1&cat=aaaaaaaaaasqz&sasc=0&pl=24&pn=7&lang=en, 15. Aug. 2012, 7/2009.

- MCDONALD, A. & SCHRATTENHOLZER, L. (2001) Learning rates for energy technologies. *Energy Policy*, 29:4, 255-261.
- MCKINSEY (2008) *Carbon capture and storage: assessing the economics*. www.mckinsey.com.
- MIT (2007) *The future of coal*. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, <http://web.mit.edu>, 15. Aug. 2012.
- MMCD (2010) *UK electricity generation costs update*. Mott MacDonald, <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/statistics/projections/71-uk-electricity-generation-costs-update-.pdf>, 15. Aug. 2012.
- NEIJ, L. (2008) Cost development of future technologies for power generation - A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. *Energy Policy*, 36, 2200-2211.
- NETL (2007) *Cost and performance baseline for fossil energy plants* DOE/NETL, http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/baseline_studies.html, 15. Aug. 2012.
- NICHOLSON, M., BIEGLER, T. & BROOK, B. W. (2011) How carbon pricing changes the relative competitiveness of low-carbon baseload generating technologies. *Energy*, 36, 305-313.
- RÜBBELKE, D. & VÖGELE, S. (2012) Short-term distributional consequences of climate change impacts on the power sector: who gains and who loses? *Climatic Change*, Online first.
- RUBIN, E. (2012) Understanding the pitfalls of CCS cost estimates. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 10, 181-190.
- RUBIN, E., TAYLOR, M., YEH, S. & HOUNSHELL, D. (2004) Learning curves for environmental technology and their importance for climate policy analysis. *Energy*, 29:9-10, 1551-1559.
- RUBIN, E. S., CHEN, C. & RAO, A. B. (2007a) Cost and performance of fossil fuel power plants with CO₂ capture and storage. *Energy Policy*, 35:9, 4444-4454.
- RUBIN, E. S., YEH, S., ANTES, M., BERKENPAS, M. & DAVISON, J. (2007b) Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1, 188-197.
- SFA PACIFIC INC. (2007) *Gasification - critical analysis of technology, economics, and markets*. <http://www.sfapacific.com/gasification.shtml>, 15. Aug. 2012.
- SIEGMEIER, J. & VON HIRSCHHAUSEN, C. (2011) *Energiewende: Brauchen wir noch "Kapazitätsmärkte" für konventionelle Kraftwerke?* In SCHÜTZ, D. & KLUSMANN, B. (Eds.) *Die Zukunft des Strommarktes*. 109-131, Bochum, Ponte Press.
- TZIMAS, E. (2009) *The cost of carbon capture and storage demonstration projects in Europe*. European Commission, Luxembourg, <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/browse?type=author&value=TZIMAS+EVANGELIOS>, 15. Aug. 2012.
- TZIMAS, E. & GEORGAKAKI, A. (2010) A long-term view of fossil-fuelled power generation in Europe. *Energy Policy*, 38, 4252-4264.
- VAN DEN BROEK, M., HOEFNAGELS, R., RUBIN, E., TURKENBURG, W. & FAAIJ, A. (2009) Effects of technological learning on future cost and performance of power plants with CO₂ capture. *Progress in Energy and Combustion Science*, 35, 457-480.
- ZEP (2008) *EU demonstration programme for CO₂ capture and storage (CCS) - ZEP's proposal*. Brussels, <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/docs/ETP%20ZEP/EU%20Demonstration%20Programme%20for%20CCS%20-%20ZEP's%20Proposal.pdf>, 15. Aug. 2012.

VII Anhang

LCOE

LCOE nach [Global CCS Institute, 2009], ergänzt um einen Kostenterm für CO₂-Zertifikate [IEA NEA OECD, 2010]:

$$LCOE [\text{€} / MWh] = \frac{CRF \cdot I + F_{FOM} \cdot C_{FOM}}{CF \cdot E_{Annual}} + F_{VOM} \cdot C_{VOM} + F_{Fuel} \cdot C_{Fuel} + F_{Carb} \cdot C_{Carb}$$

$$CRF = \frac{i}{1 - (1+i)^{-n}} \quad (\text{Capital Recovery Factor})$$

$$F_j = \frac{K_j (1 - K_j^n)}{A (1 - K_j)} \quad (\text{Levelisation Factor});$$

$$A = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (\text{Present Value Factor}); \quad K_j = \frac{1+R_j}{1+i} \quad (\text{Escalation Factor})$$

mit i = Zins

und

F_{FOM} = Levelisation Factor fixe O + M

F_{VOM} = Levelisation Factor variable O + M

F_{Fuel} = Levelisation Factor Fuel

F_{Carb} = Levelisation Factor CO₂

CAC

$$CAC [\text{€} / t CO_2] = \frac{EGC_{CCS} - EGC_{REF}}{CO_{2,REF} - CO_{2,CCS}} + C_{Carb}$$

mit: EGC_{CCS} : Gestehungskosten der Anlage mit CO₂-Abscheidung, EGC_{REF} : Gestehungskosten der Anlage ohne CO₂-Abscheidung, $CO_{2,REF}$: spezifische CO₂-Emissionen ohne CO₂-Abscheidung, $CO_{2,CCS}$: spezifische CO₂-Emissionen mit CO₂-Abscheidung

Lernkurven

Lernkurve

$K = K_0 \cdot X^{-E}$ mit E : Lernindex; X : kumulierte Kapazität

Fortschrittsrate

$PR = 2^{-E}$ Kostenentwicklung bei Verdopplung der Kapazität

Lernrate

$LR = 1 - PR$

$$\Rightarrow E = -\frac{\ln(1-LR)}{\ln 2}$$

Methodischer Ansatz für Merit-order-Analysen

Ausgangspunkt für die Wahl des Methodischen Ansatzes ist die Annahme eines vollständigen Wettbewerbs an der Strombörse. Der Strompreis bildet sich dort durch Angebot und Nachfrage, Der Strompreis wird durch die Grenzkosten des teuersten Kraftwerks bestimmt, dass zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden muss. Die Zielfunktion des Optimierungsansatzes lautet entsprechend:

$$\min Z_t = \sum_n \sum_i c_i \cdot s_{i,n,t} \cdot X_{i,n} + \sum_n \sum_m c_l \text{imp}_{n,m,t}$$

mit

t : Zeitindex []

n, m : Länderindex

i : Index für den Kraftwerkstyp

c_i : Stromproduktionskosten von Kraftwerken des Typs i [Euro/MWh]

$s_{i,n,t}$: Auslastung der Kraftwerke des Typs i in Land n zum Zeitpunkt t , mit
 $0 \leq s_{i,n,t} \leq 1$ []

$X_{i,n}$: Installierte Leistung der Kraftwerks des Typs i im Land n [MW]

c_l : Kosten für Austausch von Strom [Euro/MWh]

$\text{imp}_{n,m,t}$: Netto-Importe von Strom von Land n zu Land m [Euro/MWh]

Ein Nebenbedingung ist hierbei, dass stets die Nachfrage deckt werden muss.

$$\sum_i s_{i,n,t} \cdot X_{i,n} + \sum_m \text{imp}_{n,m,t} \geq d_{n,t} \quad \forall n$$

Zusätzlich sind Stromim- und -exportkapazitäten zu berücksichtigen.

$$\text{imp}_{n,m,t} \leq NTC_{n,m} \quad \forall (n,m)$$

C II

Kostenanalyse von CCS für ausgewählte CO₂-intensive Industrieprozesse

Johannes Fleer, Wilhelm Kuckshinrichs

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung und Fragestellung	177
II	Methodik der Kostenanalyse	178
	II.1 Methodischer Ansatz	178
	II.2 Modellanlagen und Grunddaten für die Kostenanalyse	180
III	Ergebnisse	182
	III.1 Levelised Production Cost und CO ₂ -Vermeidungskosten	182
	III.2 Sensitivitätsrechnungen	183
IV	Zusammenfassung	185
V	Literatur	186

I Einleitung und Fragestellung

Neben fossil gefeuerten Kraftwerken tragen Industrieanlagen wie beispielsweise Zementwerke, Stahlwerke und Raffinerien einen bedeutenden Teil zum weltweiten CO₂-Ausstoß bei. Während in fossil gefeuerten Kraftwerken nur energiebedingte CO₂-Emissionen freigesetzt werden, entsteht in Industrieanlagen meist zusätzlich prozessbedingtes CO₂. Anders als die energiebedingten Emissionen kann dieses nicht durch einen Wechsel zu CO₂-ärmeren Energieträgern reduziert werden. Da viele Industrieanlagen – ebenso wie fossile Kraftwerke – als große CO₂-Punktquellen charakterisiert werden können, ist ein Einsatz von Carbon Capture and Storage (CCS) als großtechnische Minderungsmaßnahme realisierbar.

Der Schwerpunkt dieses Beitrags liegt auf der ökonomischen Analyse des Einsatzes von CCS in ausgewählten CO₂-intensiven Industriesektoren. Mit dem Zement- und dem Raffineriesektor werden zwei Bereiche untersucht, die zu den größten industriellen Emittenten gehören. Wie im vorangegangenen Kapitel stehen auch hier die Kostenprojektionen für die CO₂-

Abscheidetechniken im Vordergrund, da der Anteil von Transport und Speicherung an den CCS-Gesamtkosten vergleichsweise gering ist.

Der Reifegrad der Abscheidetechnologie erfüllt auch in der Industrie derzeit nicht die Bedingungen für einen kommerziellen Einsatz (vgl. Kap. B I). Daher liegen keine empirisch belegten Kostendaten vor. Die Kostenanalyse basiert stattdessen auf Expertenschätzungen und Projektionen von Energie- und Rohstoffpreisen, die aufgrund der Weiterentwicklung der Technik und der Entwicklung auf den Energie- und Rohstoffmärkten mit Unsicherheiten behaftet sind.

Die Methodik der Kostenanalyse wird aus dem vorhergehenden Beitrag (Kap. C I) übernommen und für eine Anwendung für Industrieprozesse angepasst (vgl. [Fleer, 2011]). Während in der Stromwirtschaft die Vergleichbarkeit verschiedener Kraftwerkstypen aufgrund eines einheitlichen Produkts (eine Megawattstunde Strom) gegeben ist, ist dies in der Industrie nicht der Fall. Die Produkte variieren je nach Industriesektor, teilweise sogar innerhalb eines Sektors (Raffinerien). Weiterhin spielen Parameter, die in der Energiewirtschaft relevant sind (z.B. Wirkungsgrad, Vollaststundenzahl), bei Industrieanlagen nur eine untergeordnete Rolle oder finden gar keine Anwendung.

Die Grundlage für die Kostenanalyse bilden Studien auf der Basis von Modellanlagen für die einzelnen Industrieprozesse mit festgelegten Randbedingungen. Diese Modellanlagen stellen keine Durchschnittsanlagen für den jeweiligen Industrieprozess dar, sondern zeigen mögliche Anlagenkonfigurationen, die auf realen europäischen Anlagen basieren. Ziel des Beitrags ist die Kostenbewertung der CCS-Technologie für ausgewählte Industriesektoren. Die Gliederung entspricht dem dargestellten Ansatz. Nach der Einleitung werden im Kapitel II die Methoden der Kostenanalyse erläutert und die Modellanlagen vorgestellt. Im Kapitel III werden Ergebnisse der Analyse dargestellt und mittels einer Sensitivitätsanalyse die wirtschaftliche Bedeutung wichtiger Parameter untersucht. Kapitel IV liefert eine abschließende Zusammenfassung.

II Methodik der Kostenanalyse

II.1 Methodischer Ansatz

Die Methodik der Kostenanalyse folgt dem Ansatz des Beitrags „Energiewirtschaftliche Analyse der CO₂-Abscheidung“. Im Rahmen der Kostenprojektion für CCS-Technologien werden dort zwei Kennzahlen ermittelt: die Levelised Cost of Electricity (LCOE) bzw. Stromgestehungskosten und die CO₂-Vermeidungskosten.

Da im Industriebereich kein einheitliches Endprodukt (wie die Megawattstunde elektrischer Strom in der Stromerzeugung) existiert, werden anstelle der Stromgestehungskosten die allgemeineren Herstell- oder Verarbeitungskosten eingeführt. In Anlehnung an das LCOE-Konzept werden diese hier auch als Levelised Production Cost (LPC) bezeichnet. Die LPC sind analog zu den LCOE definiert, statt auf eine Megawattstunde Strom werden sie jedoch auf ein für den jeweils betrachteten Industriesektor spezifisches Produkt normiert. Durch diesen

Ansatz wird zwar keine sektor-übergreifende Vergleichbarkeit erreicht, es wird jedoch eine Kennzahl geschaffen, die verschiedene Vermeidungsoptionen innerhalb eines Industriesektors wirtschaftlich vergleichbar macht und die kostenseitige Wirkung von CCS auf die Produktion der Güter darstellt. Während die Stromgestehungskosten/LCOE die Kosten der Umwandlung von Primärenergieträgern in das Endprodukt Elektrizität entlang der Prozesskette Kraftwerk angeben, zeigen die LPC die Kosten der Umwandlung von Rohstoffen und Energieträgern in ein prozessspezifisches Endprodukt entlang der Prozesskette Industrieanlage auf.

Für die Zementindustrie wird eine Tonne Zement als Endprodukt der Umwandlung festgelegt. Im Raffineriesektor ist die Festlegung eines Endproduktes problematisch. Erdölraffinerien stellen kein einheitliches Produkt, sondern eine Vielzahl unterschiedlicher Erzeugnisse (z.B. Benzine, Diesel, Schmierstoffe) in Koppelproduktion her. Jedoch liegt mit dem Rohöl, das in den Raffinerien verarbeitet wird, ein einheitlicher Ausgangsstoff vor. Um zu vermeiden, dass die Herstellkosten unterschiedlichen Outputs zugeordnet werden müssen, wird hier eine Tonne Rohöl als Bezugsgröße für die LPC gewählt.

Für einen interindustriellen Vergleich sind die CO₂-Vermeidungskosten (CAC, CO₂ Avoidance Cost) relevant. Sie geben an, welche Kosten das Vermeiden der Freisetzung einer Tonne CO₂ in die Atmosphäre verursacht, und ergeben sich aus dem Vergleich der Referenztechnik ohne CCS mit der entsprechenden Anlage mit CCS-Technik. In diesem Beitrag werden für die Bestimmung der Vermeidungskosten nur die direkt in der Anlage vermiedenen CO₂-Emissionen berücksichtigt. Mögliche Einspareffekte oder zusätzliche Emissionen, die durch das Einspeisen oder den Bezug von elektrischer Energie in das bzw. aus dem öffentlichen Stromnetz entstehen, werden nicht berücksichtigt.

Von besonderem Interesse bei der ökonomischen Analyse sind die Investitionskosten, die fixen Betriebskosten sowie die variablen Kosten für Energieträger und Rohstoffe. Der Barwert der Investitionskosten wird durch den LPC-Ansatz in gleichbleibende periodische Zahlungen über die Lebensdauer der Anlage umgerechnet. Der erwartete Anstieg der fixen Betriebskosten, der Rohstoff- und der Brennstoffpreise während der Lebensdauer wird durch einen jeweils spezifischen Eskalationsfaktor berücksichtigt.

Sämtliche verfügbaren Kostendaten werden von ihrem jeweiligen Basisjahr unter der Annahme einer durchschnittlichen Inflationsrate von 1,5 % auf das Referenzjahr 2020 umgerechnet und in realen Werten des Jahres 2011 ausgedrückt (€₂₀₁₁). Die Kosten für Energieträger (Kohle, Elektrizität) werden aus der Prognose von Lindenberger et al. [Lindenberger et al., 2010] übernommen. Die Angaben für Kosten, die für Transport und Speicherung des abgeschiedenen CO₂ aufgewendet werden müssen, schwanken über einen Bereich von etwa 5 €/t CO₂ [Global CCS Institute, 2011] bis 18 €/t CO₂ [McKinsey, 2008]. Im Einklang mit dem vorhergehenden Beitrag werden für die Kostenrechnung vereinfachend Transport- und Speicherkosten von 5 €/t CO₂ angenommen.

Aufgrund der Unsicherheiten in Bezug auf die Prozess- und Kostenparameter sowie der wirtschaftlichen Grunddaten werden Sensitivitäten gerechnet. Durch Variation der Parameter werden die Auswirkungen einer Änderung auf die Umwandlungskosten abgebildet. Variiert

werden sowohl Parameter, die Bestandteil des Fixkostenblocks sind (Investitionskosten, Zinssatz, fixe Betriebskosten), als auch Parameter, die zu den variablen Kosten beitragen (Energiepreise, Rohstoffpreise, Kosten für Transport und Speicherung, CO₂-Zertifikate).

Für die CO₂-Emissionen von großen Industrieanlagen müssen im Rahmen des European Union Emission Trading Scheme (EU ETS) Verschmutzungsrechte zugeteilt bzw. erworben werden. Jede emittierte Tonne Kohlendioxid erhält damit einen Preis, der durch den Zertifikatehandel festgelegt wird. In der Basisrechnung für diesen Beitrag wird ein CO₂-Preis von 0 €/t CO₂ berücksichtigt, um die CO₂-Vermeidungskosten berechnen zu können. In der Variationsrechnung wird jedoch auch der Einfluss des CO₂-Preises untersucht. Dazu wird ein Zertifikatspreis von 30 €/t CO₂ angenommen.

II.2 Modellanlagen und Grunddaten für die Kostenanalyse

Die ökonomische Analyse der CCS-Technik für den industriellen Einsatz basiert im Wesentlichen auf zwei Studien. Der Analyse der Zementindustrie liegt ein Bericht des IEA Greenhouse Gas Programms [IEA GHG, 2008] zugrunde. Für den Raffineriesektor existiert eine Studie zur Nachrüstung von Prozessöfen und Dampferzeugern einer Raffinerie mit Oxyfuel-Technologie [Allam et al., 2005]. Diese bildet die Grundlage für die Analyse des Raffineriesektors.

Beiden Studien liegt jeweils eine Modellanlage zugrunde, durch die die zentralen technischen Parameter vorgegeben sind. Im IEA GHG-Bericht handelt es sich dabei um ein europäisches Zementwerk mit einer Kapazität von 1 Mio. Tonnen Zement pro Jahr. Dieses Zementwerk entspricht der Besten Verfügbaren Technik gemäß der europäischen IVU-Richtlinie [European Commission, 2010]. Grundlage für die Raffinerie-Studie bildet die BP-Raffinerie in Grangemouth, Schottland, mit einer Verarbeitungskapazität von 10 Mio. Tonnen Rohöl jährlich. Wichtige Prozess- und Kostenparameter dieser beiden Anlagen werden in Tabelle 1 aufgelistet. Die Kosten für Rohstoffe, Energieträger und Transport und Speicherung des CO₂ sind unter den variablen Betriebs- und Wartungskosten zusammengefasst.

Weiterhin enthält die Kostenanalyse Annahmen zu den Energiepreisen, zu den Transport- und Speicherkosten und zum Zinssatz, mit dem die Investitionskosten verzinst werden. Diese Grunddaten sind in Tabelle 2 aufgelistet. Die Eskalationsfaktoren, mit denen der Preisentwicklung während der Betriebszeit der Anlagen Rechnung getragen wird, sind ebenfalls in Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 1: Prozess- und Kostenparameter für die Modellanlagen

		Referenzanlagen		CCS-Modellanlagen		
		Zement	Raffinerie	Zement Post-comb.	Zement Oxyfuel	Raffinerie Oxyfuel
Technische Daten						
Kapazität	Mio. t/Jahr	1	10	1	1	10
Produktion	Mio. t/Jahr	0,9	9,5	0,9	0,9	9,5
CO ₂ -Emissionen	Mio. t/Jahr	0,73	2,17	0,19	0,28	0,52
Abscheidegrad	%	-	-	85	62	78
Kostendaten						
Investition	Mio. € ₂₀₁₁	276	2536	585	341	3030
FOM*	€ ₂₀₁₁ /Jahr	20,1	91,5	37,2	23,9	97,4
VOM*	€ ₂₀₁₁ /Jahr	28,9	337,8	60,1	42,5	391,6

*FOM: fixe Betriebs- und Wartungskosten, VOM: variable Betriebs- und Wartungskosten; Kostendaten sind mit 1,5%/Jahr auf €₂₀₁₁ hochgerechnet.

Quelle: Umrechnung nach [IEA GHG, 2008, Allam et al., 2005, Favenec & Pigeyre, 2001, Fleer, 2011] IEK-STE 2012

Tabelle 2: Grunddaten für die Kostenrechnung

Brennstoffpreis Steinkohle		€ ₂₀₁₁ /t	147 ¹⁾
Petrolkoks			114 ²⁾
Strompreis	Ausspeisung Industrie	€ ₂₀₁₁ /MWh	109 ¹⁾
	Einspeisung KWK		40,39 ³⁾
Transport- und Speicherkosten		€ ₂₀₁₁ /t CO ₂	5,00
Eskalation	Brennstoffpreis	%/a	1,20 ¹⁾
	Rohstoff-		1,50
	Betriebs-		1,50
	Transport- und Speicherkosten		1,50
Zinssatz		%	5,00

¹⁾ aus [Lindenberger et al., 2010], ²⁾ Umrechnung aus [Energy Argus, 2011],

³⁾ aus [EEX, 2012]

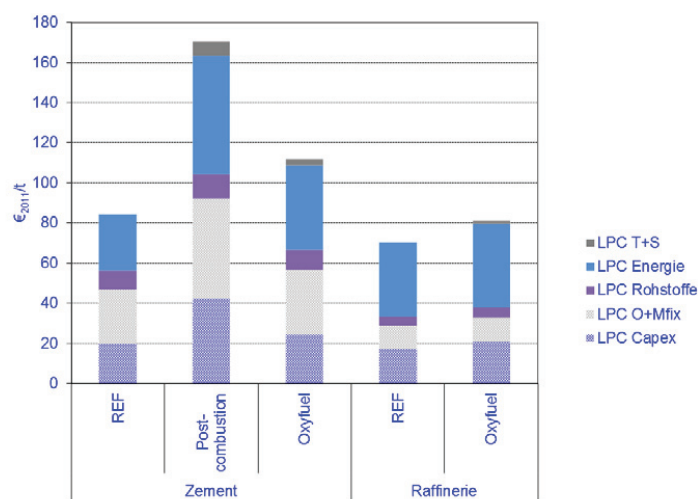
Quelle: eigene Zusammenstellung IEK-STE 2012

III Ergebnisse

III.1 Levelised Production Cost und CO₂-Vermeidungskosten

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse der Levelised Production Cost (LPC) für das Zementwerk (bezogen auf eine Tonne Zement) und für die Raffinerie (bezogen auf eine Tonne Rohöl). Das verarbeitete Rohöl selbst wird in den Rechnungen als Kostenfaktor nicht berücksichtigt.

Abbildung 1: Levelised Production Cost für Zement und Rohöl mit/ohne CCS



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

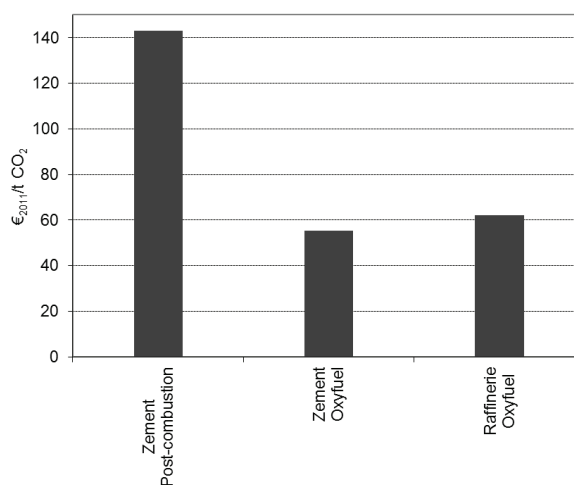
Es ist ersichtlich, dass in allen Fällen die Kapitalkosten (Capex), die fixen Betriebs- und Wartungskosten (O&M_{fix}) sowie die Kosten für Energieträger die jeweils größten Anteile an den Gesamt-LPC haben. Die Anteile der Kosten für Rohstoffe und Transport und Speicherung (T+S) sind deutlich geringer.

Bei den Zementwerken ergibt sich mit dem Übergang zur CCS-Technologie ein starker Anstieg der Herstellkosten. Diese steigen von 84 €/t im Basisfall auf 170 €/t für die Variante mit Post-combustion-Technologie. Das entspricht einem Anstieg um 102%. Der Einsatz von Oxyfuel-Technologie hat einen Anstieg auf 112 €/t zur Folge. Dies entspricht einer Zunahme um 32%.

Für die untersuchte Raffinerie stellt sich der Anstieg der Verarbeitungskosten weniger stark dar. Die LPC steigen von 70 €/t im Basisfall auf 81 €/t für die Oxyfuel-Variante, was einer Zunahme um 15% entspricht.

Abbildung 2 zeigt die CO₂-Vermeidungskosten für die drei CCS-Optionen. Die CO₂-Vermeidungskosten sind für das Zementwerk mit Post-combustion-Abscheidung mit 143 €/t CO_{2,verm} am höchsten. Die Vermeidungskosten in der Oxyfuel-Variante sind mit 55 €/t CO_{2,verm} deutlich geringer. Für die Oxyfuel-Raffinerie betragen sie 62 €/t CO₂.

Abbildung 2: CO₂-Vermeidungskosten



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Im Vergleich zu CCS für Kraftwerke (siehe Abb. 3 des Beitrags „Energiewirtschaftliche Analyse der CO₂-Abscheidung“, Kap. C I) sind die CO₂-Vermeidungskosten für das Oxyfuel-Zementwerk und die Oxyfuel-Raffinerie höher als für Braun- und Steinkohlekraftwerke, aber geringer als für die untersuchte Erdgasanlage (CCGT-CCS). Die Vermeidungskosten für das Zementwerk mit Post-combustion-Technologie liegen deutlich über denen für Kraftwerke.

III.2 Sensitivitätsrechnungen

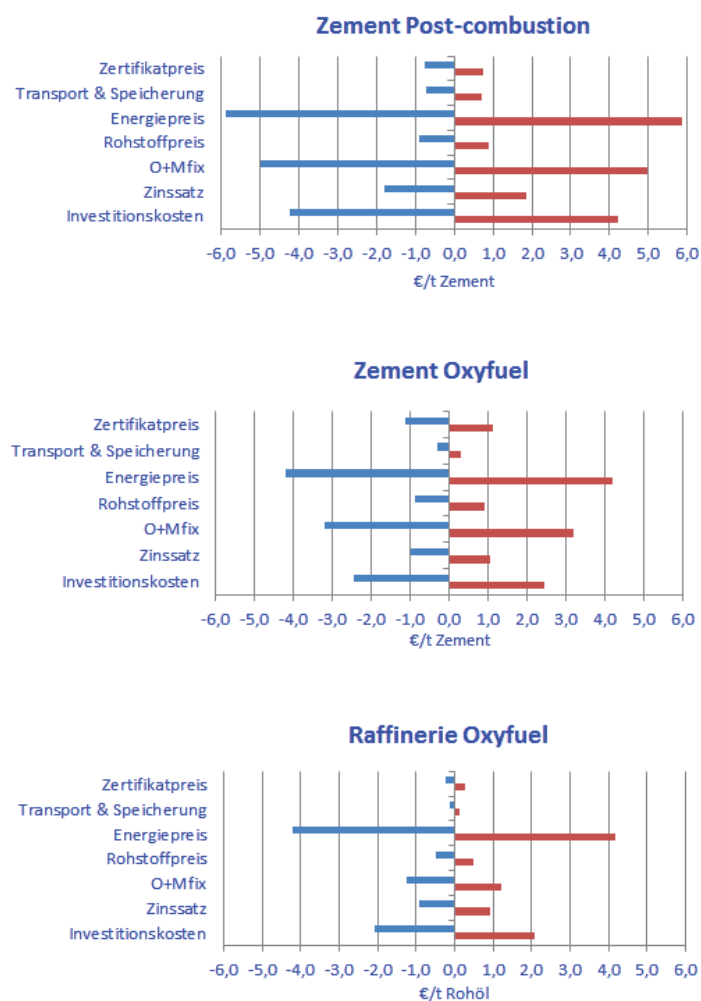
Sowohl die Prozess- und Kostenparameter der CCS-Technologien als auch die ökonomischen Grunddaten unterliegen Unsicherheiten. Um die Auswirkungen von Änderungen dieser Parameter bzw. Daten auf die Herstell- bzw. Verarbeitungskosten abzubilden, werden Sensitivitäten gerechnet. Dazu werden die folgenden Parameter variiert (Abbildung 3):

- Investitionskosten
- Zinssatz
- Fixe Betriebs- und Wartungskosten (O&M_{fix})
- Rohstoffpreise
- Energiepreise
- Kosten für Transport und Speicherung des CO₂

- Zertifikatpreise (unter Annahme eines Grundpreises von 30 €/t CO₂)

Die Investitionskosten und die fixen Betriebs- und Wartungskosten bilden zusammen den Fixkostenanteil. Sie fallen unabhängig von der Produktionsmenge der Anlage an. Eine Erhöhung dieser Kostenparameter bewirkt direkt eine Erhöhung der LPC. Eine Änderung des Zinssatzes wirkt sich auf die Kosten für die Verzinsung der Investition und damit ebenfalls auf die Fixkosten aus.

Abbildung 3: Sensitivität der LPC bei Parametervariation



Parameter jeweils um ±10% variiert, bei CO₂-Zertifikaten ausgehend von 30 €/t CO₂

Quelle: eigene Berechnung

IEK-STE 2012

Die Kosten für Rohstoffe, Energie und Transport und Speicherung des CO₂ sind variable Kosten. Sie fallen in Abhängigkeit von der Produktions- bzw. Verarbeitungsmenge der jeweiligen Anlage an. Bei konstanter Produktions-/Verarbeitungsmenge hat eine Erhöhung der Rohstoff- oder Energiepreise ebenfalls direkt eine Erhöhung der LPC zur Folge. Die Kosten für Transport und Speicherung werden durch die Menge des abgeschiedenen CO₂ bedingt.

Aus dem Zertifikathandel im Rahmen des EU ETS resultiert ein Preis für eine Tonne CO₂-Emission. Auf diese Weise entsteht ein ökonomischer Anreiz, die CO₂-Emissionen zu reduzieren. Während für die Berechnung der LPC und der CO₂-Vermeidungskosten im vorhergehenden Kapitel ein CO₂-Preis von 0 €/t festgelegt wurde, wird für die Variationsrechnung ein Zertifikatspreis von 30 €/t CO₂ angenommen. Durch Multiplikation des Zertifikatspreises mit der Menge des (nach der Abscheidung) in die Atmosphäre emittierten CO₂ ergeben sich die Kosten, die für CO₂-Zertifikate anfallen. Diese sind Teil der variablen Kosten und steigen mit der Menge des in die Atmosphäre ausgestoßenen CO₂. Diese korreliert mit der Produktionsmenge der Anlage und der CO₂-Intensität des Prozesses.

Da über den Einfluss der Prozessparameter Auslastung und Wirkungsgrad auf die variablen Kosten keine Informationen zur Verfügung stehen, kann hierfür keine Variationsrechnung durchgeführt werden. Die Sensitivitätsanalyse beschränkt sich daher auf die oben genannten monetären Parameter.

Abbildung 3 zeigt die Ergebnisse der Sensitivitätsrechnungen für Industrieanlagen mit CCS. Den Rechnungen liegt eine Variation der Parameter um $\pm 10\%$ des Ausgangswerts zugrunde.

Die Reaktionsmuster sind bei allen drei Modellanlagen sehr ähnlich. Besonders auffällig ist die zentrale Bedeutung des Energiepreises in allen drei Fällen. Eine Variation des Energiepreises führt zu einer Änderung der LPC von 4-6 €/t. Ebenfalls von zentraler Bedeutung sind die Investitionskosten, die eine Änderung der LPC um 2-2,5 €/t bei den Oxyfuel-Varianten und um mehr als 4 €/t beim Post-combustion-Zementwerk bewirken. Bei den beiden Zementwerken sind zusätzlich die fixen Betriebs- und Wartungskosten bedeutend. Sie verursachen eine Änderung der LPC um 3-5 €/t. Änderungen der übrigen Parameter haben vergleichsweise geringe Auswirkungen auf die Herstell- bzw. Verarbeitungskosten.

IV Zusammenfassung

Ein Einsatz von CCS als CO₂-Minderungsmaßnahme für Industrieanlagen scheint technisch realisierbar zu sein, jedoch gibt es derzeit weder Demonstrations- noch kommerziell eingesetzte CCS-Anlagen im großtechnischen Maßstab. Daher sind Schätzungen für Anlagenkosten weiterhin mit hohen Unsicherheiten behaftet. Die Ergebnisse sind im Zusammenhang mit den Daten der Referenzanlagen zu sehen und gelten als Anhaltspunkte, die für weitergehende Studien zu konkretisieren sind, wenn beispielsweise der deutsche Anlagenpark im Mittelpunkt steht (s. Studie des Öko-Instituts [Öko-Institut, 2012]).

Eine Kostenanalyse ergibt für ein Zementwerk mit einer Kapazität von 1 Mio. Tonnen Zement pro Jahr einen Anstieg der Herstellkosten um ca. 32%, falls Oxyfuel-Technologie eingesetzt wird. Bei einer CO₂-Abscheidung mit Post-combustion-Technologie erhöhen sich die

Herstellkosten um ca. 102%. Die Nachrüstung einer Erdölraffinerie (Kapazität: 10 Mio. Tonnen Rohöl pro Jahr) mit Oxyfuel-Technologie hat einen Anstieg der Verarbeitungskosten um etwa 15% zur Folge.

Aus der Kostenanalyse folgen CO₂-Vermeidungskosten von ca. 53 €/t CO_{2,verm} für das Oxyfuel-Zementwerk und ca. 62 €/t CO_{2,verm} für die Oxyfuel-Raffinerie. Die Vermeidungskosten des Zementwerks mit Post-combustion-Abscheidung liegen mit 143 €/t CO_{2,verm} deutlich höher.

V Literatur

- ALLAM, R., WHITE, V., IVENS, N. & SIMMONDS, M. (2005) *The oxyfuel baseline: revamping heaters and boilers to oxyfiring by cryogenic air separation and flue gas recycle*. In THOMAS, D. C. & BENSON, S. M. (Eds.) *Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations*. 451-475, Elsevier.
- EEX (2012) *European Energy Exchange: Strom Spotmarkt - EPEX SPOT*. <http://www.eex.com/de/Downloads>. 9.8.: 2012.
- ENERGY ARGUS (2011) *Petroleum Coke. Petroleum Coke Market Prices, News and Analysis* Argus Media.
- EUROPEAN COMMISSION (2010) *Reference Document on Best Available Techniques in the Cement, Lime and Magnesium Oxide Manufacturing Industries*. European Commission.
- FAVENNEC, J.-P. & PIGEYRE, A. (2001) *Refining: a Technical Summary. Investments, Margins, Costs. Probable Future Developments*. In FAVENNEC, J.-P. (Ed.) *Refinery Operation and Management*. 117-170, Paris, Editions Technip.
- FLEER, J. (2011) *Technische und ökonomische Analyse von Carbon Capture and Storage (CCS) für CO₂-intensive Industrieprozesse*. Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Bochum, Ruhr-Universität Bochum.
- GLOBAL CCS INSTITUTE (2011) *Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies. 2011 Update*. Global CCS Institute, Canberra, Australien.
- IEA GHG (2008) *CO₂ capture in the cement industry*. IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- LINDENBERGER, D., SCHLESINGER, M. & LUTZ, C. (2010) *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung*. EWI/GWS/PROGNOS, Köln/Osnabrück/Basel.
- MCKINSEY (2008) *Carbon capture & storage: Assessing the economics*.
- ÖKO-INSTITUT (2012) *Potenziale und Chancen der Technologie zur CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen*. WWF, Öko-Institut, Berlin.

C III

CCS-Transportinfrastrukturen: Von der Technologie über die Kosten zur Regulierung

Joachim Geske

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

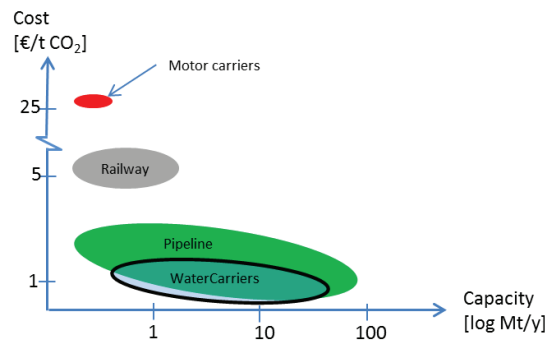
I	Einleitung	187
II	Optimale CCS-Infrastrukturen und Kosten	190
III	Eindimensionales Infrastrukturmodell	195
IV	Wohlfahrtsmaximierende Infrastruktur unter Berücksichtigung langfristiger Unternehmensentscheidungen	198
V	Regulierung	200
VI	Fazit	201
VII	Literatur	202

I Einleitung

Zur CCS-Technologie zählt neben der Technologiekomponente zur Filterung (Capture) auch die Speicherung von CO₂ (Storage). Zur Speicherung geeignete geologische Formationen liegen nicht nur in Deutschland großteils in räumlicher Distanz zu Produktionsstandorten, an denen CO₂ gefiltert werden kann (e.g. [GeoCapacity, 2009]). Die Nutzung der CCS-Technologie kann folglich nur dann erfolgen, wenn CO₂ von den Produktionsstandorten zu den Speicherstätten transportiert wird. Der CO₂-Transport kann nicht mit bestehenden Infrastrukturen zum Transport von Gas, Wasser oder Fahrzeugen erfolgen, da sie technisch nicht geeignet, die erforderlichen Kapazitäten nicht verfügbar und die Technologien nicht kostenoptimal sind (e.g. [Odenberger & Svensson, 2003], Abbildung 1). Stattdessen wird der

Pipelinetransport und der Aufbau einer CO₂-Pipeline-Transportinfrastruktur als vorteilhaft angesehen [GeoCapacity, 2009]^{1,2}.

Abbildung 1: Kosten und Kapazitäten von Transportalternativen bei einer Entfernung von 250 km



Quelle: [Odenberger & Svensson, 2003]

IEK-STE 2012

Für die Organisation des Aufbaus und des Betriebs einer CO₂-Transportinfrastruktur spielen aus ökonomischer Sicht³ die Skalenertragseigenschaft der Infrastruktur eine entscheidende Rolle.⁴ Eine Transportinfrastruktur mit konstanten Skalenerträgen lässt sich effizient marktwirtschaftlich dezentralisiert betreiben. Eine Infrastruktur mit steigenden Skalenerträgen dagegen kann von gewinnmaximierenden Unternehmen unter vollständiger Konkurrenz nur mit Verlusten angeboten werden und deshalb nicht durch Märkte implementiert werden. Um steigende Skalenerträge dennoch zu nutzen, muss die Bereitstellung einzelner Leitungsabschnitte durch ein zentralisiertes Angebot erfolgen (natürliches Monopol, z.B. [Knieps, 2002]). Der so entstehenden Marktmacht und den mit ihr verbundenen Wohlfahrtsverlusten kann durch Regulierung begegnet werden. Diese Fälle wirtschaftspolitischen Handlungsbedarfs lassen sich durch die Kenntnis der Skalenertragseigenschaften unterscheiden.

Um die Skalenertragseigenschaft einer CCS-Infrastruktur einzuschätzen, kann man die Skalenerträge einzelner Leitungen bestimmen und diese zur Infrastruktur-Skalenertragseigenschaft aggregieren. Technisch gesehen besteht eine Pipeline-Infrastruktur aus Leitungen, die

¹ Falls der Schifffahrtswege zur Verfügung stehen bietet der Schiffstransport eine Alternative zum Pipeline-transport, insbesondere, da der Bau einer Leitungsinfrastruktur entfällt (e.g. COCATE, 2011).

² Zu den technischen Aspekten von CO₂-Pipeline siehe den Beitrag von Linßen et al.

³ Eine Diskussion rechtlicher Fragen einschließlich ihrer ökonomischen Implikationen für die Errichtung einer CCS-Infrastruktur erfolgt in [Parfomak & Folger, 2008].

⁴ Eine Infrastruktur besitzt sinkende/konstante/steigende Skalenerträge, wenn die Vergrößerung des Faktoreinsatzes um den Faktor a weniger/auch/mehr als eine Vergrößerung der Transportkapazität um den Faktor a ermöglicht. Steigende Skalenerträge sind äquivalent zu sinkenden Durchschnittskosten.

zu transportierende Güter mit einem Mantel (Zylinder) einschließen und dadurch ihre Bewegungsmöglichkeiten eindimensional ausrichten. Da das Oberfläche-Volumen-Verhältnis von Zylindern mit dem Volumen abnimmt, sinken auch der Materialeinsatz zum Bau des Leitungsmantels und damit die spezifischen Konstruktionskosten in Abhängigkeit des transportierten Volumens. Auch deshalb besitzen einzelne Leitungen einer Infrastruktur steigende Skalenerträge⁵.

Von der Leitungsebene kann aber nicht direkt auf die Skalenertragseigenschaften der Infrastruktur als System geschlossen werden, denn im Extremfall, wie er bei einer Pipeline-Infrastruktur zum Transport von CO₂ aus ähnlich dimensionierten industriellen Quellen zu nahegelegenen Salinen Aquiferen eintreten könnte, können kurze direkte Capture-Sink-Verbindungen kostenoptimal sein (e.g. [Oei et al., 2011]). Die Infrastrukturkosten entsprechen dann einer linearen Skalierung der Leitungskosten und die Skalenertragseigenschaften übertragen sich von der Leitungsebene. Wenn aber zur Einbindung zusätzlicher Einleitungen der erforderliche Leitungsneubau stark steigt, können die Skalenerträge bezogen auf die von der Infrastruktur transportierte Menge sogar sinken. Die Skalenerträge sind also auf Systemebene von der räumlichen Verteilung von Capture- und Speicherstätten und Transportmengen abhängig⁶.

Dieser Umstand erschwert die Ableitung allgemeingültiger Aussagen, die erforderlich wären, um den Regulierungsbedarf von Strategien zur Infrastrukturentwicklung einzuschätzen. Hinzu kommt, dass nur "relatively little experience with the combination of CO₂ capture, transport and storage in a fully integrated CCS system" vorliegen [IPCC, 2005] und ein empirischer Zugang zur räumlichen Gestalt einer CCS-Infrastruktur deshalb nicht möglich ist. Eine normative Ableitung wird folglich unumgänglich. Das dominierende normative Prinzip⁷ zur Ableitung der räumlichen Gestalt einer neu zu errichtenden Infrastruktur ist Kostenoptimalität [Middleton & Bielicki, 2009a]. In Kapitel II werden kostenoptimale Infrastrukturen und darauf aufbauende Analysen [Middleton & Bielicki, 2009a, Middleton & Bielicki, 2009b] für zwei Beispielregionen einschließlich der räumlichen Gestalt und Skalenertragseigenschaften der optimalen Infrastruktur vorgestellt.

Die Untersuchungen zeigen, dass die Skalenerträge optimaler Transporttechnologien tatsächlich von den Untersuchungsräumen und einer Vielzahl technischer Detailbedingungen abhängen. Deshalb sind analytisch begründete allgemeine Aussagen zur Beurteilung von Strategien zur Infrastrukturentwicklung und deren Regulierungsbedarf nicht unmittelbar ableitbar. Um dennoch Einzelfallbetrachtungen optimaler Infrastrukturen durch einen analy-

⁵ Dieser Zusammenhang gilt bei nicht komprimierbaren Flüssigkeiten. Siehe auch [Erich, 1980], [Fritsch et al., 2007] S. 185 f. und [Knieps, 2008], S. 22. Der CO₂ Fall wird im folgenden Abschnitt behandelt.

⁶ Beispielsweise [Bakken & von Streng Velken, 2008] oder [Poiencot & Brown, 2011]. [Dooley et al., 2005] bilden ebenfalls Systemkosten ab, beschränken sich aber auf eine einfache Source-Sink-Matching-Heuristik. Für Deutschland liefern [Fischedick et al., 2006] in Kapitel 9 eine technologiefokussierte Darstellung von Infrastrukturoptionen.

⁷ [Mendelevitch et al., 2010] präsentiert eine optimale europäische Infrastruktur. [Oei et al., 2011, Oei et al., 2010]] fokussiert auf eine Infrastruktur für CO₂ aus industriellen Quellen.

tischen Ansatz zu ergänzen, wird in Kapitel III ein Modell vorgestellt, in dem eine Infrastruktur auf einer eindimensionalen Topographie konzipiert wird. Dies reduziert die Komplexität der Analyse, ohne relevante Eigenschaften der Infrastruktur zu eliminieren, und erlaubt die Herleitung von Skalenertragseigenschaften aus Kostenparametern und darüber hinaus aus räumlichen Verteilungsparametern. Die Modellaussagen über die Skalenertragseigenschaften werden für die zwei zuvor diskutierten optimierten Infrastrukturen [Middleton & Bielicki, 2009a, Middleton & Bielicki, 2009b] validiert.

Bislang beschränkte sich die Analyse optimaler CCS-Transportinfrastrukturen auf gegebene Einleitungsstandorte. Langfristig werden aber bereits errichtete Infrastrukturen in das Standortkalkül CO₂-emittierender Industrien miteinbezogen. Um diese Effekte zu berücksichtigen, wird in Kapitel IV - aufbauend auf der Kostenstruktur aus Kapitel III - das Infrastrukturmodell zur Ableitung einer wohlfahrtsmaximierenden Infrastruktur bei endogenen Standortentscheidungen verallgemeinert. Es zeigt sich, dass die Planung einer wohlfahrtsmaximierenden Infrastruktur die Berücksichtigung von Durchleitungskosten erfordert. Diese Interdependenzen erschweren die Implementation des gesellschaftlichen Optimums durch die Regulierung eines natürlichen Monopols im Vergleich zu klassischen Monopolen.

Exemplarisch werden in Kapitel V „nichtlineare Tarife“ und das Regulierungsinstrument der Ramsey-Preise für das Modell in Kapitel III bestimmt. Dabei zeigt sich, dass erst die gemeinsame Behandlung von Infrastrukturaufbau und Infrastrukturbetrieb eine Implementation des Wohlfahrtsmaximums durch Quersubventionen erlaubt.

II Optimale CCS-Infrastrukturen und Kosten

Eine optimale Infrastruktur zu definieren ist nicht schwer. Eine Infrastruktur zu bestimmen, die diese Optimalitätseigenschaften erfüllt, ist auf Grund der Vielzahl der möglichen Infrastrukturen anspruchsvoll. Die Grundidee von [Middleton & Bielicki, 2009b] besteht darin, alle potentiellen Infrastrukturnetze in Leitungsabschnitte zu zerlegen und diese kostenoptimierend zusammenzusetzen. Dies setzt die Kenntnis der Investitions- und Betriebskosten einzelner Punkt-zu-Punkt Leitungen voraus. Die Kosten dieser Verbindungen werden u.a. in [Baufumé et al., 2011], [Odenberger & Svensson, 2003] und [IEA, 2008] bestimmt. Methodisch wird von den Kosten in Betrieb befindlicher Pipelines auf die Kosten neu zu bauender CCS-Pipelines geschlossen. Onshore-Pipeline-Investitionskosten C_{Inv} sind demzufolge linear abhängig von der Pipelinelänge L und quadratisch vom Pipelinedurchmesser D (A und B sind Konstanten)

$$C_{Inv}(D, L) = (A + BD^2)L. \quad (1)$$

Die Investitionskosten sind also linear in der Verbindungslänge L . D.h. die doppelte Länge verursacht doppelte Kosten usw. Diesen Funktionsverlauf kann man dadurch plausibilisieren, dass der Materialeinsatz beim Bau eines Pipelinemantels einen wesentlichen Teil der Konstruktionskosten ausmacht und dessen Fläche quadratisch mit dem Radius der Pipeline und linear mit der Länge des Leitungsmantels wächst.

Bezieht man zusätzlich eine Energiebilanz für das fließende CO₂ mit ein, dann erhält man eine Beziehung von Leitungsdurchmesser, Leitungslänge und Masse- oder Volumendurchfluss $\dot{Q}$ (C ist eine Konstante; siehe auch [McCoy & Rubin, 2008])

$$\dot{Q} = C\sqrt{D^5/L}. \quad (2)$$

d.h. durch eine Verdoppelung des Durchmessers D lässt sich bei konstanter Länge L der Durchfluss $\dot{Q}$ nahezu versechsfachen. Vergrößert man bei konstantem Durchmesser die Länge der Leitung, so sinkt der Durchfluss. Die Leitungslänge verursacht also durch den reduzierten Durchfluss über (2) zusätzliche Investitionskosten:

$$C_{Inv}(\dot{Q}, L) = (A + \bar{B}L^{2/5}\dot{Q}^{4/5})L. \quad (3)$$

Die Betriebs- und Wartungskosten C_{var} betragen nach [Odenberger & Svensson, 2003] (E , F und G sind Konstanten)

$$C_{var}(\dot{Q}, L) = E + FL^{1/5}\dot{Q}^{2/5} + GL \quad (4)$$

Führt man die Investitionskosten (3) und Betriebs- und Wartungskosten (4) - wie in [Baufumé et al., 2011] - bei einem Zinssatz von 5 % und einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren zusammen und ergänzt die Kosten des Betriebs und der Wartung der Zwischenverdichtung, (nicht jedoch die Kosten für die Verflüssigung/ Kompression im Kraftwerk) dann erhält man einen Onshore-Transportpreis zwischen 1 bis 4 €/tCO₂ und 100 km bzw. Offshore zwischen 1 und 5.5 €/100tkm.

Zu einer Infrastrukturoptimierung sind die exakten Investitions- und variablen Kostenfunktionen (3) und (4) nicht geeignet, da auf die Verfolgung einzelner Transportwege von CO₂ verzichtet werden muss, um alle potentiellen Infrastrukturnetze in Leitungsabschnitte zu zerlegen und diese durch ein lineares Programm kostenoptimal zusammenzusetzen. In diesem Fall ist nicht mehr ex ante klar, wie lang der Gesamttransportweg L des CO₂ in der Klammer von Gleichung (2) ist. Deshalb wird zur Abschätzung der Investitionskosten ein konstanter Korrekturfaktor für eine Durchschnittstransportweglänge $\bar{L}$ in der Klammer von (3) eingeführt, der in der Konstante b enthalten ist (Schritt „ $\approx_1$ “ in (5)). Eine Linearisierung bezüglich $\dot{Q}$ (Schritt „ $\approx_{LinQ}$ “ in (5)) erlaubt schließlich die Behandlung des Optimierungsproblems als lineares Programm⁸. Zusätzlich können in die Kostenfunktion variable längenspezifische Kosten mit und ohne Transportmengenbezug integriert werden. Die approximierten Investitionskosten $C_{MB}(\dot{Q}, L)$ betragen

$$C_{Inv}(\dot{Q}, L) \approx_1 (a + b\dot{Q}^{4/5})L \approx_{LinQ} (c_{fix} + c_{var}\dot{Q})L =: C_{MB}(\dot{Q}, L). \quad (5)$$

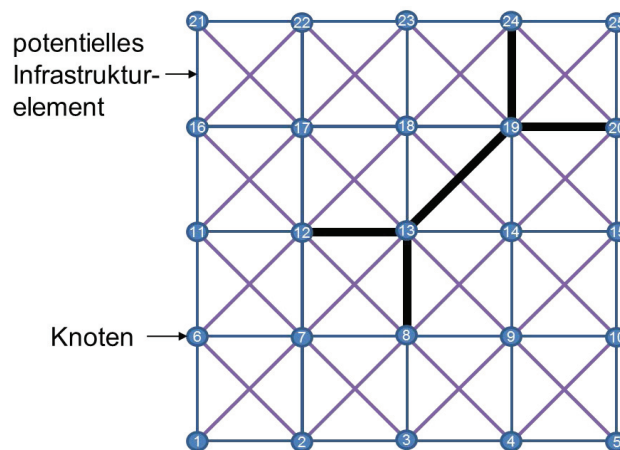
⁸ Diese Approximation ist auch deswegen wenig einschränkend, da der Exponenten von Q mit $4/5$ nahe 1 liegt.

Diese Kostenfunktion wird in den folgenden Berechnungen als Kostenfunktion für Punktverbindungen, die zu komplexen Infrastrukturarchitekturen zusammengesetzt werden können angewandt.

Um aus diesen Punktverbindungskosten die Infrastrukturkosten abzuleiten, müssen Einleitungspunkte, Ausleitungspunkte und die zum Transport zur Verfügung stehenden Leitungen definiert werden. Dazu wird eine Fläche, auf der eine Infrastruktur errichtet werden soll, mit einem Netz von Knoten $I = \{1, \dots, N\}$ überzogen (Abbildung 2). An einer Auswahl $C \subseteq I$ dieser Knoten wird eine CO₂-Menge $a_{i \in C}$ „eingefangen“ (Capture). Die Speicherung erfolgt an einer Auswahl $S \subseteq I$ von Knoten in Höhe $b_{j \in S}$. Die Menge aller möglichen Infrastrukturen wird nun dadurch dargestellt, dass für jeden Knoten eine Menge von Knoten definiert wird, zwischen denen eine Leitung errichtet werden kann.

Bei der in Abbildung 2 dargestellten Topologie kann von einem Knoten jeder der 8 nächsten Nachbarknoten erreicht werden. An jeder Verbindung von Knoten i zu Knoten j fallen bei der Errichtung einer Leitung ij ($y_{ij} = 1$; ohne Leitung $y_{ij} = 0$) entsprechend der Gleichung (5) die Fixkosten c_{ij}^{fix} und die mengenabhängigen Kosten $c_{ij}^{var} m_{ij}$ an. c_{ij}^{fix} und c_{ij}^{var} können neben den Investitions-, Betriebs- und Wartungskosten auch ortsspezifische Charakteristika wie Geländemerkmale beinhalten.

Abbildung 2: Netzwerktopologie



Infrastruktur (schwarze Verbindungen) $y_{12,13}, y_{8,13}, y_{13,19}, y_{19,20}, y_{12,13}, y_{19,24} > 0$ mit den Einleitungspunkten $a_{24}, a_{20} > 0$ und Speicherstätten $b_{12}, b_8 > 0$.

Um eine Infrastruktur darzustellen, muss an jedem potentiellen Knoten die eingeleitete Menge CO₂ der von diesem Knoten abtransportierten Menge entsprechen (7). Transporte positiver Mengen m_{ij} sind nur möglich, falls die Leitung gebaut wurde (8):

$$\min_{m_{ij}, y_{ij}} c^{fix} \sum_{i,j} y_{ij} c_{ij}^{fix} + c^{var} \sum_{i,j} c_{ij}^{var} m_{ij} \quad (6)$$

$$s. t. : \sum_j m_{ij} - \sum_j m_{ji} - a_i + b_i = 0 \quad (7)$$

$$s. t. : 0 \leq m_{ij} \leq y_{ij} \sum_i a_i \quad (8)$$

Durch die Minimierung der Kosten (6) über allen möglichen Verbindungen y_{ij} und Transportmengen m_{ij} unter den Nebenbedingungen (7) und (8) wird aus allen möglichen Leitungsverbindungen das „Netzwerk“ ausgewählt, das die Transportbedingungen kostenminimierend erfüllt. Die Menge der Leitungen $y_{ij} > 0$, die das Mixed-Integer-Problem (6)-(8) löst, stellt bislang die beste Definition⁹ einer optimalen CCS-Infrastruktur dar^{10,11}. Das Modell ist um Leitungskapazitätsgrenzen, regionale Kostencharakteristika¹² oder auch Capture- und Storage-Kosten erweiterbar und auch in seiner räumlichen Auflösung (Anzahl der Gitterpunkte) nur durch die Rechenzeit zur Lösung des Problems begrenzt.

Am Beispiel Kaliforniens [Middleton & Bielicki, 2009b] leiten die Autoren optimale CCS-Systeme¹³ für die 37 größten CO₂-Quellen¹⁴ und 14 Speicherstätten (depleted oil fields) mit maximaler Gesamtkapazität von 56 Mt CO₂/Jahr für unterschiedliche Capture-Mengen ab. Die resultierende Kostenaufteilung zwischen den Systemkomponenten ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Kurven sind folglich auch als komponentenspezifische Durchschnittskostenfunktionen zu interpretieren.

Die Systemdurchschnittskosten zeigen in Abhängigkeit von der Speichermenge einen leicht linear steigenden Verlauf, dessen Steigung bei ca. 40Mt/Jahr zunimmt. Die Capture-Kosten

⁹ Weniger zufriedenstellende Ansätze: z.B. [Bumb et al., 2009] und [Benson & Odgen, 2002].

¹⁰ Die Methoden wurden im Bereich des Water-Network-Designs entwickelt. Eine umfassende Übersicht bietet [Jezowski, 2010].

¹¹ Infrastrukturen können entsprechend ihrer räumlichen Gestalt in Klassen eingeteilt werden. Zusammenhängende Infrastrukturen, von denen mindestens ein Infrastrukturelement als Produktionsfaktor mehrerer unabhängiger Transporte eingesetzt wird, wird als Netz-Infrastruktur bezeichnet.

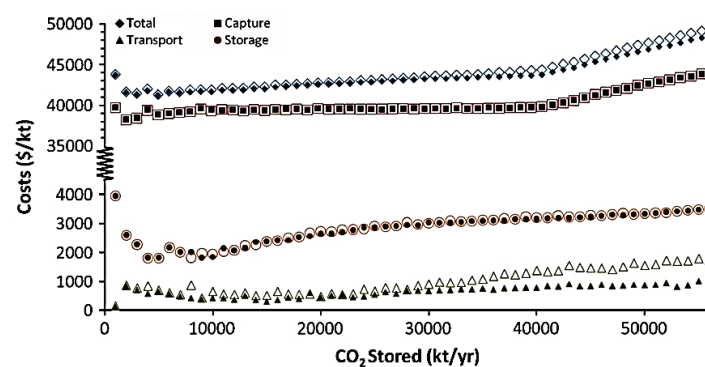
¹² Dabei können auch signifikanter Kostensenkungen berücksichtigt werden, die dadurch entstehen, dass der Planungsaufwand reduziert wird, wenn eine neue Infrastruktur in Nachbarschaft zu bestehenden Infrastrukturen errichtet wird.

¹³ Da in diesem Beispiel zusätzlich zu den Infrastrukturen auch Capture- und Storage-Kosten berücksichtigt werden, wird hier im Gegensatz zu Infrastrukturkosten von Systemkosten gesprochen.

¹⁴ Darunter 21 Erdgaskraftwerke, ein Kohlekraftwerk, 10 Ölraffinerien und 5 Zementhersteller.

machen c.a. 90% der Systemkosten aus¹⁵. Während die Capture-Kosten bis 40Mt/Jahr nahezu konstant sind, nehmen sie für Speichermengen > 40Mt/Jahr linear zu. Dies liegt daran, dass CO₂-Quellen mit überdurchschnittlich hohen Vermeidungskosten mit eingebunden werden. Die Durchschnittskosten der Systemkomponenten Transport und Speicher dagegen sinken mit steigender Systemkapazität in geringem Maß, ehe sie linear mit der Speichermenge steigen.

Abbildung 3: CCS-System- und Komponenten-Durchschnittskosten - Beispiel 1



Quelle: Fig. 5 aus [Middleton & Bielicki, 2009b]¹⁶

In einem zweiten Beispiel bestimmen [Middleton & Bielicki, 2009a] ein optimales CCS-System für die amerikanische Nordwestküste mit 12 CO₂-Quellen¹⁷ bei einer Systemkapazität von maximal 20.8 MtCO₂/Jahr zur Speicherung in zwei Tiefsee-Basalt-Speichern 300 km westlich der Küste. Die System-Durchschnittskosten in Abhängigkeit der gespeicherten Menge sind in Abbildung 4 wiedergegeben.

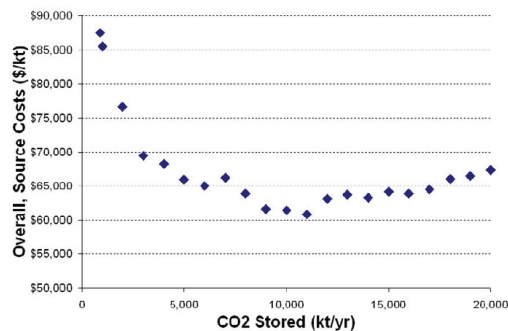
In beiden Beispielen stellen die Autoren ausführlich dar, dass sich die räumliche Gestalt der optimalen Infrastruktur in Abhängigkeit der Gesamtkapazität signifikant ändert. Dies zeigt, dass zur Ableitung der Infrastrukturkosten eine einzelfallbezogene Analyse erforderlich ist. Die Bewertung einer abstrakt formulierten Infrastrukturstrategie kann mit diesem Ansatz nicht unmittelbar erfolgen. Um diese Analysetechnik zu ergänzen, wird im folgenden Kapitel ein eindimensionales Modell vorgestellt, das die wesentlichen Eigenschaften dieser Analyse beinhaltet, und dessen Kostenfunktion abgeleitet.

¹⁵ Zwar kann erwartet werden, dass in Deutschland und in den USA die Infrastrukturkosten nur einen geringen Teil der der CCS-Systemkosten ausmachen (z.B. [McKinsey, 2008]) dennoch können sie den Verlauf der Systemkosten entscheidend beeinflussen.

¹⁶ Nicht ausgefüllte Symbole stellen die Kosten direkter Quelle-Speicher Verbindungen dar. Kostensenkungspotenziale durch die Errichtung einer optimierten Infrastruktur werden in diesem Fall nicht genutzt.

¹⁷ Darunter 3 Raffinerien, 3 Zementhersteller 6 Kraftwerke (4 Erdgas- und 2 Kohlekraftwerke).

Abbildung 4: CCS-System-Durchschnittskosten - Beispiel 2



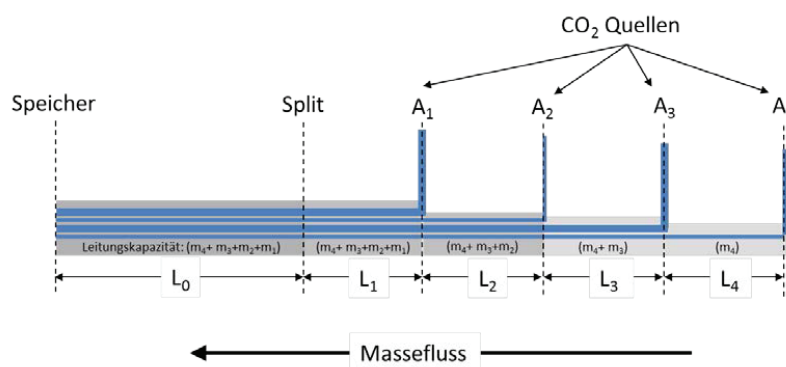
Quelle: Fig. 2 aus [Middleton & Bielicki, 2009a]

IEK-STE 2012

III Eindimensionales Infrastrukturmodell

Zunächst wird die Kostenfunktion einer eindimensionalen Infrastruktur hergeleitet (s. Abbildung 5). Dies ist ein Spezialfall der allgemeinen Netztopologie des zuvor präsentierten Modells, in dem jeder Punkt nur mit zwei Nachbarn verbunden ist. An jedem Einleitungspunkt A_i wird eine CO_2 -Menge m_i in die Infrastruktur eingeleitet. Der Abstand benachbarter Einleitungspunkte A_i und A_{i+1} beträgt L_{i+1} . Die Infrastruktur ist so konzipiert, dass von der am weitesten von dem Speicher entfernten Quelle A_N zu der am zweitweitesten entfernten Quelle A_{N-1} eine Leitung der Länge L_N mit der Kapazität m_N errichtet wird. Am Punkt A_{N-1} wird die CO_2 -Menge m_{N-1} eingeleitet, so dass die Leitungskapazität zwischen A_{N-1} und A_{N-2} $m_{N-1} + m_{N-2}$ beträgt und so fort bis zur Quelle A_1 .

Abbildung 5: Vier Quellen in eindimensionaler Anordnung



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Die Gesamtkosten zum Aufbau und Betrieb einer Infrastruktur für N Quellen belaufen sich mit $m_0 = 0$ auf:

$$C((m_i, L_i)_{i=0, \dots, N}) = \sum_{i=0}^N \left(c_{fix} + c_{var} \sum_{j=i}^N m_j \right) L_i \quad (9)$$

Daraus kann man die Kosten $\Delta C(m_k)$ für die Anbindung eines zusätzlichen Einleiters an der Stelle $k \in \{1, \dots, N\}$ durch die Einleitung m_k und den Leitungsneubau $L(m_k)$ ableiten:

$$\Delta C(m_k) = C((m_i, L_i)_{i=0, \dots, N}) + c_{fix} L(m_k) + c_{var} m_k \sum_{j=0}^k L_j \quad (10)$$

Durch die Ausdehnung der Leitungskapazität um m_k fallen zusätzliche Kosten $c_{fix} L(m_k)$ für den Leitungsneubau an und es erhöhen sich die variablen Kosten um $c_{var} m_k \sum_{j=0}^k L_j$ auf allen Leitungsabschnitten, durch die die zusätzliche Masse geleitet wird. Die Höhe des Kostenzuwachses wird durch den Index k , an dem die zusätzliche Einleitung stattfindet, und den zur Einbindung erforderlichen Leitungszubau $L(m_k)$ bestimmt. In gleicher Weise lässt sich der Kostenzuwachs einer Verlängerung der Leitung an der Stelle k um L_k bestimmen:

$$\Delta C(L_k) = C((m_i, L_i)_{i=0, \dots, N}) + L_k \left(c_{fix} + c_{var} \sum_{j=i}^N m_j \right). \quad (11)$$

Durch die Verlängerung der Infrastruktur auf dem Abschnitt L_k entstehen zusätzliche Konstruktionskosten $L_k c_{fix}$ und Durchleitungskosten $L_k c_{var} \sum_{j=i}^N m_j$. Nach dem Grenzübergang für $m_k, L_k \rightarrow 0$ erhält man aus (10) und (11) die Grenzkosten

$$C_m(i) = c_{var} \sum_{j=0}^i L_j \quad (12)$$

$$C_L(i) = c_{fix} + c_{var} \sum_{j=i}^N m_j. \quad (13)$$

Ob durch den Kostenzuwachs die Durchschnittskosten steigen oder fallen, ist davon abhängig, ob der Kostenzuwachs höher oder niedriger ausfällt als die Durchschnittskosten. Dies ist von der Verteilung der Zuleitungsorte und Mengen abhängig; im Spezialfall mit $m_{i>0} = m$ und $L_{i>0} = L$, $M = \sum_{i=1}^N m_i$ und $N = M/m$ allerdings lauten die Durchschnittskosten von (9):

$$\frac{C((0, L_0), (m, L)_{i=1, \dots, N})}{M} = \underbrace{\frac{c_{fix} L_0}{M}}_{\text{sinkender Term}} + \underbrace{c_{fix} \frac{L}{m} + c_{var} \left(L_0 + \frac{L}{2} \right)}_{\text{konstanter Term}} + \underbrace{c_{var} \frac{L}{2m} M}_{\text{steigender Term}} \quad (14)$$

Die Durchschnittskosten werden in Bezug auf die Kapazität M durch einen sinkenden, einen konstanten und einen linear steigenden Term beeinflusst. Der sinkende Term entsteht durch

Fixkostendegression auf dem initialen Leitungsstück L_0 , während der lineare Term die gesamten Kosten zusammenfasst, die durch die zusätzliche Einbindung von Einleitern entstehen. Bei kleinen Kapazitäten bestimmt der sinkende Term den Verlauf der Durchschnittskosten, während der linear steigende Term bei hohen Kapazitäten dominiert. Das liegt daran, dass Leitungsabschnitte, deren Auslastung als Folge einer zunehmenden Transportmenge steigt, zum Sinken der Durchschnittskosten beitragen (Auslastungseffekt, Fixkostendegression). Sobald allerdings das „Heranschaffen“ (Zuleitungseffekt) dieser Transportmengen aufwendiger wird, steigen die Durchschnittskosten. Deshalb besitzt (9) einen U-förmigen Verlauf mit einem lokalen Minimum in M^* :

$$M^* = \sqrt{2 \frac{L_0}{L} \frac{c_{fix}}{mc_{var}}} \quad (15)$$

$$\frac{C((0, L_0), (m, L)_{i=1, \dots, N})}{M^*} = \sqrt{\frac{L_0}{L} \frac{c_{fix}}{c_{var}}} 2m \quad (16)$$

Neben dem Verhältnis variabler zu fixen Kosten ist auch die Konzentration der Injektoren und deren Abstand zum Speicher für den Verlauf der Durchschnittskostenfunktion bedeutsam. Die Relevanz dieser Überlegungen wird bei der Diskussion des Systemkostenverlaufs der Beispielinfrastrukturen 1 und 2 aus Kapitel (II) deutlich¹⁸.

In Beispiel 1 führen Auslastungseffekte bei niedrigen Kapazitäten zu einem geringfügigen Absinken der Infrastruktur-Durchschnittskosten, ehe die Einbringung entfernterer Quellen die Auslastungseffekte dominieren und die Durchschnittskosten linear ansteigen. In Beispiel 2 dagegen wäre zu erwarten, dass auf Grund der langen Offshore-Speicher-Zuleitung (hoher Wert von L_0) die Infrastruktur einen ausgeprägten Auslastungseffekt aufweist. Dies ist auch tatsächlich der Fall. Im Gegensatz zu dem vorigen Beispiel fallen die System-Durchschnittskosten bis zu einer Gesamtmenge von 10Mt/Jahr deutlich (Hälfte der Maximalkapazität). Dies zeigt, dass die Kostenfunktionen von CCS-Systemen in Abhängigkeit von Umfang und örtlichen Gegebenheiten nicht nur geringfügige quantitative, sondern sogar qualitative Unterschiede aufweisen, die mit dem vorgestellten einfachen Modell verstanden werden können.

¹⁸ Diese Erkenntnisse erklären auch die Ergebnisse von [Wildenborg et al., 2004]: „The backbone transport infrastructure becomes cost-effective when storage is restricted to offshore hydrocarbon fields. The costs amount to 9.74 €/t CO₂ without backbone and equal 4.48 €/t CO₂ with backbone.“ Allerdings ist die Methode zur Bestimmung der Backbone-Infrastruktur nicht transparent.

IV Wohlfahrtsmaximierende Infrastruktur unter Berücksichtigung langfristiger Unternehmensentscheidungen

Bislang wurden nur die Kosten der Errichtung und des Betriebs einer CCS-Infrastruktur und der Zusammenhang zu gegebenen geographischen Einleitungs- und Speicherstrukturen betrachtet. Über diese vereinfachte statische räumliche Betrachtung hinaus gibt es in der praktischen Anwendung dynamische Elemente. So stellt beispielsweise eine einmal errichtete CCS-Infrastruktur einen Standortfaktor für die Standortentscheidung von CO₂-Emittenten wie fossilen Kraftwerken und CO₂ freisetzende Industrien dar. In diesem Sinne lässt sich eine kurzfristige Infrastrukturanalyse für gegeben Einleitungsstrukturen und eine langfristige unterscheiden. Langfristig sind die Einleitungsstrukturen nicht mehr als gegeben zu betrachten. Stattdessen werden Unternehmen langfristig den für sie günstigsten Standort wählen, so dass neben den Einleitungsmengen auch die Einleitungsstrukturen variabel sind. Wie ist langfristig die Infrastrukturkapazität zu wählen?

Ein Ansatz zur Beantwortung dieser Frage besteht darin, die gesellschaftliche Wohlfahrt W zu maximieren. Angenommen sie besteht aus der Summe der Produktion des homogenen Gutes Strom an N Standorten abzüglich lediglich (keine Faktorbeschaffungskosten) der Kosten zu Aufbau und Betrieb einer Infrastruktur zum Abtransport des bei der Produktion entstehenden CO₂ (Abbildung 6). Die Produktion an einem dieser Standorte i erfolgt mittels der Produktionsfunktion $f^i(m_i, L_i)$ und eines Faktors, der zu CO₂-Emissionen in der Höhe m_i führt. Der als Produktionsfaktor eingeführte eindimensional wählbare Produktionsstandort ist beschrieben als Abstand zum nächsten Produzent L_i .

Hinter dieser Modellierung des Abstands L_i als Produktionsfaktor steht die Vorstellung, dass ein größerer Abstand zum nächsten Stromproduzenten eine lokale Marktmacht des Anbieters gegenüber homogen verteilten Nachfragern auf einem Markt i erhöht, da für Konsumenten beim Erwerb von Konkurrenzangeboten Transportkosten zu berücksichtigen sind. Auf den lokalen Märkten i lassen sich dann umso höhere Preisaufschläge realisieren je größer der Abstand zum nächsten Produktionsstandort ist.

Exemplarisch können die realen Erträge L_i^γ betragen. Demgegenüber steht ein mit der Marktgröße wachsender Aufwand zum Betrieb einer kleinräumigen Stromverteilinfrastruktur der Höhe $L_i^{-\beta}$. Beispielhaft lässt sich die Stromproduktion Y_i auf Markt i für den Spezialfall $\gamma = 1$ und $\alpha = \beta$ beschreiben als

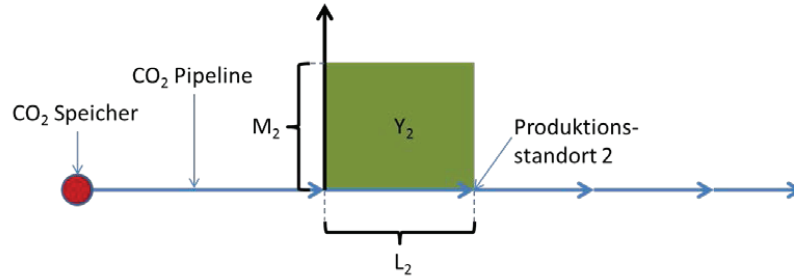
$$Y_i = m_i^\alpha L_i^{\gamma-\beta} = m_i^\alpha L_i^{1-\alpha}.$$

In diesem Sinne wird von nun ab die Stromproduktionsfunktion $f^i(m_i, L_i)$ mit abnehmenden Grenzerträgen der Faktoren gebraucht.

Das Wohlfahrtskalkül eines sozialen Planers lautet:

$$\max_{m_i, L_i} W = \sum_{i=1}^N p^i f^i(m_i, L_i) - C((m_i, L_i)_{i=0, \dots, N}) \quad (17)$$

Abbildung 6: Modell der Produktionsstruktur und der räumlichen Anordnung bei langfristigen Unternehmensentscheidungen



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Daraus können die Bedingungen erster Ordnung mit den Grenzkosten (12) und (13) abgeleitet werden:

$$\frac{\partial W}{\partial m_i} = p^i f_m^i - c_{var} \sum_{j=0}^i L_j = 0 \quad (18)$$

$$\frac{\partial W}{\partial L_i} = p^i f_L^i - c_{fix} - c_{var} \sum_{j=i}^N m_j = 0 \quad (19)$$

Es ist folglich wohlfahrtsmaximierend, die Produktion f^i durch die Einleitung von m_i nur solange zu erhöhen, wie der Grenzertrag der Produktionssteigerung $p^i f_m^i$ die variablen Kostensteigerungen durch die zusätzliche Einleitung auf allen „Durchleitungsabschnitten“ $c_{var} \sum_{j=0}^i L_j$ übersteigt (18). Falls auch die Einleitungsstandorte gewählt werden können, darf zusätzlich die Entfernung L_i zum nächsten Produktionsstandort $i - 1$ nur solange vergrößert werden, wie der daraus resultierende Ertrag $p^i f_L^i$ die Fixkosten und die variablen Kosten der Durchleitung $c_{fix} + c_{var} \sum_{j=i}^N m_j$ durch das Leitungsstück i übersteigt (19).

Die Wahl der optimalen Einleitungsmenge m_i erfordert die Berücksichtigung von Kosten, die zwischen dem Speicher und dem Einleitungspunkt $\sum_{j=0}^i L_j$ -abseits des Leitungsabschnitts L_i entstehen. Ordnet man den einzelnen Einleitern die Eigentumsrechte an den jeweiligen Leitungsabschnitten L_i zu, dann kann man die Kosten, die in räumlicher Entfernung zum „eigenen“ Leitungsabschnitt L_i entstehen als externe Effekte bei den Durchleitern interpretieren. Ebenso sind bei der Standortwahl die durchzuleitenden Mengen zu berücksichtigen, die nicht von einem Leitungsabschnittsbesitzer verursacht sind. Auch die Platzierungsentscheidung wird also durch externe Effekte beeinflusst.

V Regulierung

In Kapitel III wurde gezeigt, dass die Transportinfrastruktur in Abhängigkeit der räumlichen Verteilung von Zuleitungsmengen steigende Skalenerträge besitzen kann. Insbesondere bei niedrigen Transportkapazitäten und hoher Einleitungsdichte oder bei hohen Auslastungseffekten sind steigende Skalenerträge zu erwarten.

Die Relevanz dieser Aussage lässt sich an den Beispielen in Kapitel II zeigen. In Beispiel 2 liegt das Minimum der System-Durchschnittskosten bei 60\$/tCO₂ (entspricht 42€/tCO₂¹⁹) und einem Umfang von 50% der als speicherbar identifizierten Menge. Im EU ETS (Emissions Trading System) bedeutete dies, dass ein Systemangebot erst oberhalb eines Zertifikatpreises von 60\$/tCO₂ (42€/tCO₂) profitabel wäre. Für niedrigere Zertifikatpreise oder kleinere Vermeidungsmengen als 10 Mt/Jahr müsste durch Regulierungen eingegriffen werden, um den Betrieb für ein Unternehmen profitabel zu gestalten. In Beispiel 1 dagegen sind die System-Durchschnittskosten nahezu konstant. In diesem Fall ist die Implementation einer effizienten Allokation einschließlich des CCS-Systems für einen Zertifikatpreis von c.a. 41-47\$/tCO₂ (28.7-29.9 €/tCO₂) je nach Systemkapazität möglich.

Die ökonomische Bedeutung der steigenden Skalenerträge der aggregierten Kostenfunktion liegt darin, dass Kapazitätsausdehnungen attraktiv werden, die unter vollständigem Wettbewerb unvermeidbar zu Verlusten der Anbieter führen (ruinöser Wettbewerb). Werden diese Verluste nicht durch Subventionen aufgefangen, dann kann ein Infrastrukturangebot, bei dem steigende Skalenerträge voll ausgenutzt werden, nur durch ein natürliches Monopol erfolgen. Bei unreguliertem Angebot entstehen durch die Marktmacht des Monopolisten allerdings Wohlfahrtsverluste, die durch staatliche Bereitstellung oder Regulierung des natürlichen Monopols jedoch vermieden oder zumindest reduziert werden können.

Für die Regulierung eines natürlichen Monopols sind zahlreiche Vorschläge formuliert worden. In diesem Kapitel werden lediglich die klassischen Alternativen der nichtlinearen Tarifierung und Ramsey-Preise auf die Kostenfunktion (9) angewendet und der effiziente Tarif und die Preisregel dargestellt. Nochmal ist zu betonen, dass die Grenzkosten der Infrastruktur nicht denen der Leitung entsprechen:

Nichtlinearer Tarif: Wenn der natürliche Monopolist einen nichtlinearen Tarif der Form

$$V^*(m_i, L_i) = C_m(i) m_i + C_L(i) L_i + c_i \quad (20)$$

$$Nc_i = (c_{fix} + c_{var}M)L_0 - c_{var} \sum_{i=1}^N m_i \sum_{j=0}^i L_j \quad (21)$$

setzen kann, lässt sich die wohlfahrtsoptimale Infrastruktur nach der Definition von (18) und (19) implementieren. Ein Tarif V^* der eine wohlfahrtsoptimale Infrastruktur implementiert, setzt sich aus einem Beitrag für die Einleitung $C_m(i) m_i$, einem Beitrag für den Leitungsbau $C_L(i) L_i$ und einem Lump-Sum-Betrag c_i zusammen. Die Preise für die Einleitungsmenge und den Leitungsbau entsprechen den Grenzkosten $C_m(i)$ und $C_L(i)$ (12) und (13). Der Lump-

¹⁹ Bei einem Durchschnittskurs von 1\$ = 0.7 € im Jahr 2009.

Sum-Betrag besteht aus einer Umlage der Investitions- und Betriebskosten des Leitungsstücks L_0 auf alle Infrastrukturnutzer und einer Erstattung doppelt gezahlter variabler Kostenanteile in der Höhe $-c_{var} \sum_{i=1}^N m_i \sum_{j=0}^i L_j$. Die Rückerstattungsfunktion dieses Terms deutet darauf hin, dass eine effiziente Infrastrukturversorgung nur durch eine Quersubventionierung zwischen Infrastrukturbetrieb und Infrastrukturleitungsbau erfolgen kann.

Ramsey-Preise: Steht dagegen nur eine lineare Tarifierung zur Verfügung, dann können die Preise für Infrastrukturerrichtung und -betrieb so gewählt werden, dass sie wohlfahrtsoptimal im Sinne von (17) sind, aber die Gewinne des beide Infrastrukturelemente (Betrieb und Bau) anbietenden Unternehmens nicht negativ werden. Auch in diesem Fall sind Quersubventionen explizit erlaubt. Dies schließt eine regionale Quersubvention mit ein. Die Ramsey-Regeln lauten in diesem Fall:

$$\frac{p_m - C_m(i)}{p_m} = \frac{k}{\varepsilon_{m,i}} \quad (22)$$

$$\frac{p_L - C_L(i)}{p_L} = \frac{k}{\varepsilon_{L,i}} \quad (23)$$

Neben dem bekannten Ergebnis, dass die Preisaufschläge so verteilt werden, dass die höchsten Preisaufschläge auf die Produzenten mit den niedrigsten Faktorsubstitutionselastizitäten entfallen, gilt auch, dass der Preiszuschlag mit der Entfernung zum nächsten Produzenten und der Entfernungszuschlag mit der durchzuleitenden Menge steigt.

VI Fazit

In dem vorliegenden Beitrag wurde die CO₂-Transportinfrastruktur aus volkswirtschaftlicher Sicht analysiert. Es wurde gezeigt, dass je nach Verteilung von Quellen und Speichern ein Auslastungs- und ein Zuleitungseffekt die Struktur der Systemkostenfunktion bestimmen. Ist der Auslastungseffekt hoch, dann ist wie in Beispiel 2 [Middleton & Bielicki, 2009a] eine U-förmige Durchschnittskostenfunktion in Abhängigkeit von der Kapazität zu erwarten; ist er dagegen klein, dann sind die Durchschnittskosten konstant bzw. steigend. Zwar machen die Infrastrukturkosten an den CCS-Systemkosten nur einen kleinen Teil aus, dennoch können sie für das CCS-System eine relevante Rolle einnehmen. Denn bei sinkenden Durchschnittskosten ist ein profitabler Betrieb der Infrastruktur - organisiert durch einen gewinnmaximierenden Planer - ohne Marktmacht nicht möglich. Das bedeutet, dass eine profitable Produktion bei einer derartigen Kostenfunktion nur oberhalb einer Vermeidungskostenuntergrenze (Zertifikatpreis) und oberhalb des dazugehörigen Kapazitätsmindestangebots durch ein nicht subventioniertes oder reguliertes privatwirtschaftliches Unternehmen erfolgen kann. Für niedrigere Zertifikatpreise müsste das Angebot reguliert werden. Dies ist, wie auch das Beispiel 2 zeigt, besonders dann zu erwarten, wenn lange Zuleitungen im Rahmen einer Offshore-Speicherung erforderlich sind. Weniger relevant sind die U-förmigen Durchschnittskostenfunktionen, wie Beispiel 1 [Middleton & Bielicki, 2009b] zeigt, bei gleichmäßi-

ger Verteilung von Speichern und Quellen. Hier ist der Auslastungseffekt niedrig, die Durchschnittskosten sind konstant bis steigend. Eine einzelfallspezifische Untersuchung ist deshalb erforderlich, um die Technologie zu möglichst niedrigen Kosten einzusetzen.

VII Literatur

- BAKKEN, B. H. & VON STRENG VELKEN, I. (2008) Linear models for optimization of infrastructure for CO₂ capture and storage. *IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION*, 23:3, 824-833.
- BAUFUMÉ, S., J.F., H., LINSEN, J. & MARKEWITZ, P. (2011) Carbon capture and storage: A possible bridge to a future hydrogen infrastructure for Germany? *International Journal of Hydrogen Energy*, 36:15, 8809-8821.
- BENSON, H. & ODGEN, J. (2002) *Mathematical programming techniques for designing minimum cost pipeline networks for CO₂ sequestration*. Sixth Green House Gas Technologies Conference, Kyoto, Japan, <http://www.pages.drexel.edu/~hvb22/BensonGHGT6Paper3.pdf>.
- BUMB, P., DESIDERI, U., QUATTROCCHI, F. & ARCIONI, L. (2009) Cost optimized CO₂ pipeline transportation grid: A case study from Italian industries. *World Academy of Science, Engineering and Technology*, 58, 138-145.
- DOOLEY, J. J., DAHOWSKI, R. T., DAVIDSON, C. L., BACHU, S., GUPTA, N. & GALE, J. (2005) A CO₂-Storage supply curve for north America and its implications for the deployment of carbon dioxide capture and storage systems. Proc 7th Int. Conf. on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver Canada, September 2004
<http://uregina.ca/ghgt7/PDF/papers/peer/282.pdf>.
- ERICH, K. (1980) *Industrieökonomik*, Vahlen (München).
- FISCHEDICK, M., et al. (2006) RECCS, Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). *Abschlussbericht*.
http://elib.dlr.de/69910/1/RECCS_Langfassung.pdf.
- FRITSCH, M., WEIN, T. & EWERS[†], H.-J. (2007) *Marktversagen und Wirtschaftspolitik - Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*, Vahlen.
- GEOCAPACITY (2009) Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide, final report.
<http://www.geology.cz/geocapacity/publications/D42%20GeoCapacity%20Final%20Report-red.pdf>.
- IEA (2008) Energy Technology Perspectives 2008 -- Scenarios and Strategies to 2050.
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2008/etp2008.pdf>.
- IPCC (2005) Special report on carbon dioxide capture and storage. pp 431. <http://www.ipcc-wg3.de/publications/special-reports/.files-images/SRCCS-WholeReport.pdf>.
- JEZOWSKI, J. (2010) Review of water network design methods with literature annotations. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 49, 4475-4516.
- KNIEPS, G. (2002) *Netzsektoren zwischen Regulierung und Wettbewerb*. In BERG, H. (Ed.) *Deregulierung und Privatisierung: Gewolltes - Erreichtes - Versäumtes*. 59-69, Berlin, Schriften des Vereins für Socialpolitik, Gesellschaft für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften. Duncker und Humblot.
- KNIEPS, G. (2008) *Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik*, Springer DE.
- MCCOY, S. T. & RUBIN, E. S. (2008) An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2: 2, 219-229.

- MCKINSEY (2008) Carbon capture & storage: "Assessing the economics".
http://europeangashub.com/upload/extra_files/force_download.php?file=attach_24.pdf.
- MENDELEVITCH, R., OEI, P. Y., TISSEN, A. & HEROLD, J. (2010) CO₂-highways - modeling aspects of a future CO₂ transport infrastructure. Working Document No. 340.
http://aei.pitt.edu/15200/01/WD_340_CO2_Highways.pdf.
- MIDDLETON, R. S. & BIELICKI, J. M. (2009a) *A comprehensive carbon capture and storage infrastructure model*. Proceedings of the 9th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-9),
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610209002124>.
- MIDDLETON, R. S. & BIELICKI, J. M. (2009b) A scalable infrastructure model for carbon capture and storage: Sim-CCS. *Energy Policy*, 37, 1052-1060.
- ODENBERGER, M. & SVENSSON, R. (2003) *Transportation systems for CO₂ - Application to carbon sequestration*. Department of Energy Conversion Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden.
- OEI, P. Y., HEROLD, J. & TISSEN, A. (2011) Modeling a carbon capture, transport and storage (CCTS) infrastructure for the industrial sector. *Enerday*. http://tu-dresden.de/die_tu_dresden/fakultaeten/fakultaet_wirtschaftswissenschaften/bwl/ee2/lehrtuehleseiten/ordner_veranstaltungen/ordner_enerday/Enerday%202011/ed2011download/oei.pdf, 08.04.2011.
- OEI, P. Y., MENDELEVITCH, R., HEROLD, J., TISSEN, A. & HIRSCHHAUSEN, C. V. (2010) CO₂-Autobahnen für Europa? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 12, 46-52.
- PARFOMAK, P. W. & FOLGER, P. (2008) *Carbon dioxide (CO₂) pipelines for carbon sequestration: Emerging policy issues*. <http://www.policyarchive.org/handle/10207/bitstreams/3227.pdf>.
- POIENCOT, B. & BROWN, C. (2011) An optimal centralized carbon dioxide repository for Florida. *Int. J. Environ. Res. Public Health*, 8, 955-975.
- WILDENBORG, T., GALE, J., HENDRIKS, C., HOLLOWAY, S., BRANDSMA, R., KREFT, E. & LOKHORST, A. (2004) Cost curves for CO₂ storage: European sector. *7th International conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-7)*. Vancouver, Canada.
<http://uregina.ca/ghgt7/PDF/papers/peer/541.pdf>.

C IV

Der Optionswert von CCS-Technologien im Rahmen von CO₂-Reduktionsszenarien für Deutschland

Dag Martinsen, Heidi Heinrichs, Peter Markewitz,
Wilhelm Kuckshinrichs

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung	205
II	Methodischer Ansatz und Szenarienkonzeption	207
	II.1 Optionswert	207
	II.2 Das Ikarus-Energiesystemmodell	207
	II.3 Szenarienstruktur, Rahmendaten und grundlegende Annahmen	209
III	Energiewirtschaftliche Ergebnisse	212
	III.1 Energie- und CO ₂ -Bilanzen	212
	III.1.1 Primärenergie	212
	III.1.2 Endenergie	213
	III.1.3 Installierte Nettokapazität	214
	III.1.4 Netto-Stromerzeugung	215
	III.1.5 Installierte Netto-CCS-Kapazität und CCS-Stromerzeugung	216
	III.1.6 CO ₂ -Emissionen	217
	III.2 Kosten der Minderungsstrategien	218
	III.2.1 CO ₂ -Minderungskosten	218
	III.2.2 CCS-Optionswert	220
IV	Fazit	221
V	Literatur	222

I Einleitung

Stringente Klimagas-minderungsziele erfordern ein weites Spektrum von Klimagas-minderungsmaßnahmen, das alle Energiesektoren als auch Industrie, Gewerbe, Verkehr sowie Haushalte umfasst. Über 40% der weltweiten CO₂-Emissionen werden durch die Stromer-

zeugung in fossil befeuerten Kraftwerken verursacht. Ihr kommt daher im Kontext von Klimagas-minderung eine besondere Bedeutung zu.

Die CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung liegen bei 40 % für 2020 und 80 % für 2050 im Vergleich zu 1990. Neben der CO₂-Reduktion gibt es weitere ambitionierte Ziele in der deutschen Energie- und Klimapolitik. Dazu zählen die Erhöhung der Energieeffizienz und der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Diese Ziele bzw. deren Erreichung sind für die Projektionen von Kapazitäten fossiler Kraftwerke zu berücksichtigen.

Aktuelle Szenarien zur Reduktion von Klimagasen in Deutschland zeigen, dass CCS-Technologien auch im Rahmen nationaler Klimagas-minderungsstrategien bei Vorgabe stringenter Minderungsziele eine bedeutende Rolle spielen können. Dabei zeigen Analysen, dass bei CO₂-Minderungszielen ab 35 % (für das Jahr 2030) der Einsatz von Kraftwerken mit CCS eine aus volkswirtschaftlicher Sicht attraktive Minderungsmaßnahme darstellen kann. Sensitivitätsrechnungen hinsichtlich Investitionen, Energieträgerpreisen etc. verdeutlichen, dass es sich um eine robuste Minderungsmaßnahme handelt [MARTINSEN et al., 2007].

Andere Szenarien zeigen Pfade einer Energieversorgung vollständig auf der Basis Erneuerbarer Energien (z.B. [Krewitt et al., 2009] oder [DLR et al., 2012]). Die zukünftige Nutzung von CCS-Technologie wird zum Teil explizit ausgeblendet. Dieses wird damit begründet, dass CCS-Technologien nicht kommerziell verfügbar sind und im Kraftwerksmaßstab heute allerhöchstens in wenigen Demonstrationsvorhaben realisiert werden. Zusätzlich wird ins Feld geführt, dass CCS-Technologien bei großtechnischem Einsatz auf erhebliche Akzeptanzprobleme stoßen werden, und dass insbesondere der Bau von CCS-Infrastrukturen für Transport und Speicherung von CO₂ unrealistisch erscheint. Überdies wird die Notwendigkeit des Einsatzes von CCS-Technologien aberkannt, da ja mit Erreichung der energiepolitischen Ziele für Energieeffizienz und Erneuerbare Energien ausreichend Energieangebot zur Verfügung steht.

Hier setzt die Ermittlung des Optionswerts von CCS-Technologien an. Der Optionswert ist ursprünglich ein Begriff aus dem Bereich der ökonomischen Bewertung von Umweltressourcen. Er ergibt sich aus der Differenz der Zahlungsbereitschaft von Individuen für die Erhaltung einer bestimmten natürlichen Ressource und dem Erwartungswert zukünftiger Nutzungen. Er stellt damit eine Prämie dar für die Möglichkeit, die Ressource in der Zukunft nutzen zu können. In dem hier betrachteten Fall fällt die Prämie umgekehrt dafür an, dass eine Technologie nicht genutzt werden soll. Der Optionswert gibt somit implizit die Zahlungsbereitschaft an, die erforderlich ist, falls auf CCS-Technologie verzichtet werden soll.

Der folgende Beitrag analysiert den Optionswert von CCS in Deutschland im Rahmen konsistenter Klimagasreduktionsszenarien mit und ohne Einsatz von CCS-Technologien. Die Entwicklung wichtiger Parameter, Annahmen und energie- und klimapolitischer Vorgaben wird in Szenarien dargestellt. Methodische Basis für die Szenariorechnungen ist das Bottom-up-Energiesystemmodell IKARUS.

Dazu werden im Kapitel II der methodische Ansatz und die Szenariokonzeption erläutert. Die energiewirtschaftlichen Ergebnisse werden im Kapitel III dargestellt. Diese umfassen Energie- und CO₂-Bilanzen, Kapazitätsentwicklungen sowie die Kosten der CO₂-Reduktionsstrategie.

gien. Daraus resultiert dann der Optionswert von CCS. Abschließend wird in Kapitel IV ein Fazit gezogen.

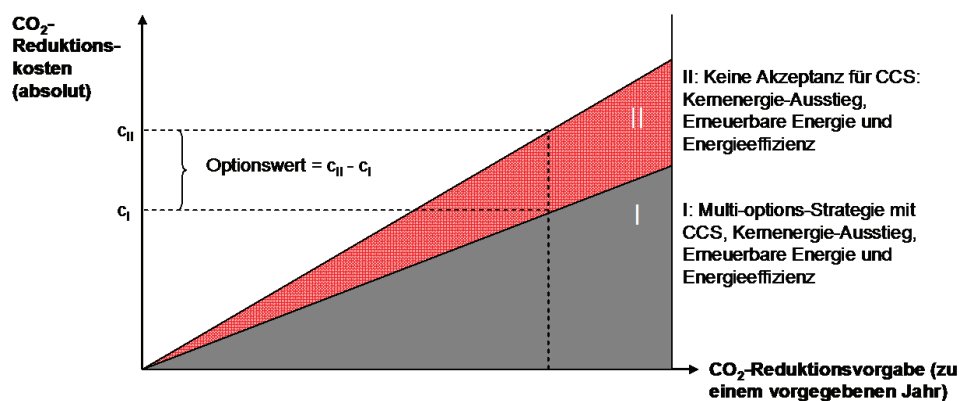
II Methodischer Ansatz und Szenarienkonzeption

II.1 Optionswert

Der Optionswert von CCS wird hier durch die zusätzlichen CO₂-Vermeidungskosten bestimmt, die entstünden, wenn Klimaschutzziele ohne CCS erreicht werden sollen, obwohl CCS-Technologie verfügbar wäre [Bauer et al., 2009, Pietzcker et al., Manger et al.]. Er gibt praktisch eine monetäre Bewertung des Verzichts auf den Einsatz einer Klimaschutztechnologie wieder und kann als Maß für die notwendige Zahlungsbereitschaft für den Verzicht auf diese Technologie interpretiert werden.

Der Optionswert von CCS-Technologien stellt keine statisch gegebene Größe dar, sondern er hängt von einer Vielzahl von Parametern und Rahmenannahmen ab, zu denen in erster Linie Technikparameter wie Kosten und Potenziale konkurrierender Technologien sowie Zielvorgaben zur Reduktion von CO₂ zählen, aber auch zum Einsatz anderer Technologien wie z.B. erneuerbarer Technologien, Energieeffizienztechnologien oder Kernenergie. Abbildung 1 verdeutlicht diesen Zusammenhang schematisch.

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Optionswerts von CCS-Technologien



Linearität zwecks schematischer Veranschaulichung

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

In einem Multi-options-Szenario (I) sind alle technischen Optionen zugelassen und es kann sich ein Energiemix einstellen, der zu einer kostenminimalen CO₂-Reduktion führt. Je stärker die Reduktionsvorgabe ist, desto höher sind die Reduktionskosten. In einem alternativen Szenario (II) muss der Beitrag konkurrierender technischer Optionen höher sein, da CCS-

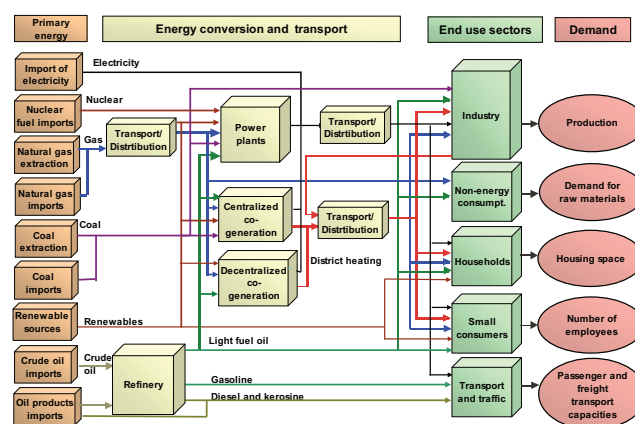
Technologien modelltechnisch nicht zugelassen werden. Folgt man dem Ansatz steigender Grenzkosten der Technologien zur CO₂-Reduktion, so sind bei gegebener CO₂-Reduktionsvorgabe die jeweiligen Reduktionskosten in Szenario (II) höher. Falls die technischen Alternativen für die Substitution des CCS-Einsatzes weiter reglementiert würden und z.B. der Ersatz bestehender fossiler Kraftwerke durch hocheffiziente Neuanlagen eingeschränkt würde, würden die Kosten für eine gegebene CO₂-Reduktion weiter ansteigen. Umgekehrt gilt auch, dass die Kosten für eine gegebene CO₂-Reduktion niedriger ausfallen, falls Restriktionen für die technischen Alternativen gelockert würden, z. B. durch die Verlängerung der Laufzeit von Kernkraftwerken.¹

Die jeweiligen CO₂-Reduktionskosten der hier schematisch dargestellten zwei Fälle I und II sind mit c_I und c_{II} angegeben. Der zugehörige Optionswert ergibt sich zu $c_{II} - c_I$.

II.2 Das Ikarus-Energiesystemmodell

Die Szenarien sind mit dem Energiesystemmodell IKARUS gerechnet. IKARUS ist ein nachfrage-getriebenes bottom-up-Energiemodell, welches das deutsche Energiesystem repräsentiert und Energietechnologien detailliert darstellt (Abbildung 2).

Abbildung 2: Struktur des IKARUS-Energiesystemmodells



Quelle: [Hake et al., 2009]

IEK-STE 2012

Es stellt die Energieflüsse von der Primärenergie über die Endenergie bis hin zu den energieverbrauchsbestimmenden Nachfragen dar und bildet differenziert die Primärenergieressourcen (inländisch + Import), den Umwandlungsbereich, den Energietransport, den Endenergie-

¹ Hinsichtlich des Einsatzes von Kernenergie kommt dieser Aspekt allerdings nicht zum Tragen. Beide Optionen gehen vom Kernenergieausstieg aus, d.h. ab 2025 produzieren KKW's keinen Strom mehr. Andererseits sind CCS-Kraftwerke faktisch erst ab 2020 verfügbar. Siehe dazu Kapitel III.

bedarf in den Bereichen Industrie, nicht-energetischer Bedarf, Haushalte, Kleinverbraucher und Transport, sowie die Nachfrage ab, welche durch die industrielle Produktion, energieintensive Produktion, Wohnfläche, Zahl der Beschäftigten, als auch durch Güter- und Personentransport beschrieben wird. Besonderes Gewicht liegt auf der Energieeinsparung durch Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz, welche die Nachfrage und den Bedarf an Endenergie verbinden.

Der Ansatz erlaubt die Definition von Restriktionen für das Energiesystem, z. B. bezüglich des Einsatzes bestimmter Energietechnologien. Hinsichtlich des Klimaschutzes liegt der Schwerpunkt auf der Vorgabe von CO₂-Zielwerten bzw. -Obergrenzen. Prinzipiell wäre der Ansatz auch in der Lage, eine Obergrenze für die Reduktionskosten vorzugeben.

Das Modell berechnet die Primär- und Endenergieverbräuche, die korrespondierenden Treibhausgasemissionen, die (notwendige) Kapazitätsentwicklung der Technologien und weist die Gesamtkosten aus. Die Ergebnisse für alle Variablen sind konsistent zu den Szenariovorgaben, den grundlegenden Annahmen und Technologiedaten. Sie sind reproduzierbar und entsprechend können hinsichtlich wesentlicher Annahmen und Parameter Sensitivitätsrechnungen durchgeführt werden.

II.3 Szenarienstruktur, Rahmendaten und grundlegende Annahmen

Im Nachfolgenden erfolgt eine Kurzbeschreibung von wesentlichen Annahmen und Rahmenseetzungen, die den Szenarien zugrundeliegen. Die Szenarien decken den Zeitraum 2005 – 2050 ab.

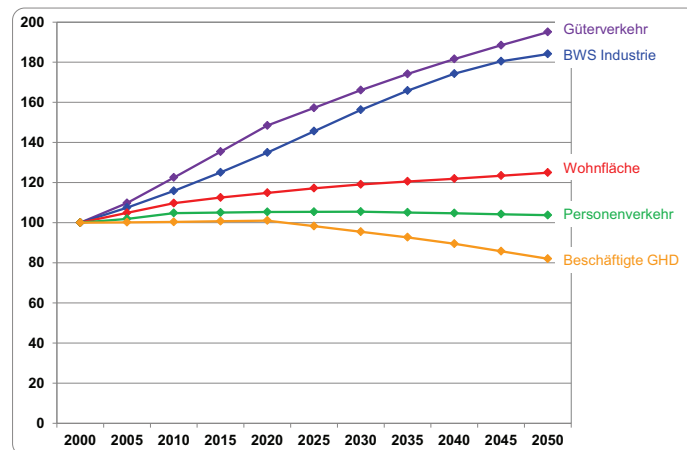
Für den Zeitraum 2010 bis 2050 wird angenommen, dass das Bruttoinlandsprodukt (BIP) um 1,4%/a steigt und dass die Bevölkerung bis 2050 auf ca. 77 Millionen zurückgeht. Zwar geht das BIP nicht direkt in die Modellrechnungen ein, allerdings setzt es den Rahmen für die exogen gesetzte Nachfrage nach Energiedienstleistungen.

Abbildung 3 zeigt den zeitlichen Verlauf der wichtigsten energieverbrauchsbestimmenden Nachfragen im Modell. Die Entwicklung der Energiedienstleistungen hängt stark vom betrachteten Sektor ab. Während die Nachfrage nach Personenverkehrsleistung in etwa konstant bleibt, wird angenommen, dass die Güterverkehrsleistung sich bis zum Jahr 2050 fast verdoppelt. Die Bruttowertschöpfung der Industrie steigt ebenfalls stark an (+84% bis 2050), ist aber auch durch Strukturänderungen in Richtung weniger energieintensive Branchen gekennzeichnet. Hiervon wären insbesondere die Stahl- und Aluminiumherstellung sowie auch die Zementherstellung betroffen. Die Wohnfläche wächst moderat um 25 % im Zeitraum 2005 – 2050. Die Anzahl der Beschäftigten im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sinkt um etwa 17 % aufgrund der unterstellten demografischen Entwicklung.

Für CCS-Kraftwerke sowie für Kraftwerke auf der Basis von erneuerbaren Energien sind Obergrenzen im Modell festgelegt bis 2050, da ihr Potenzial beispielsweise durch das nutzbare Biomasseaufkommen oder maximale CO₂-Speichermengen begrenzt ist. Für CCS ist sowohl Neubau als auch Retrofitting bestehender Anlagen vorgesehen. Abbildung 4 enthält den

maximal möglichen Zubau dieser Kraftwerkstypen als installierte Nettoleistung bis zum Jahr 2050.

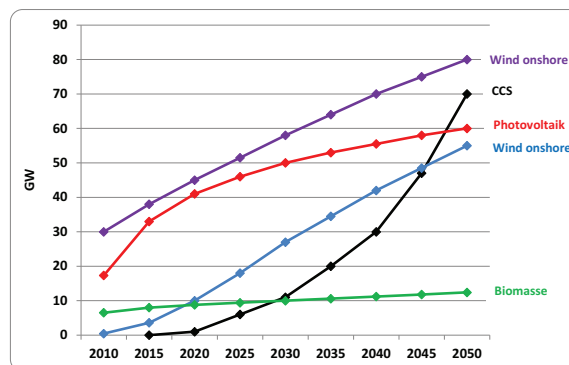
Abbildung 3: Entwicklung der Nachfragen nach Energiedienstleistungen



Quelle: [Hake et al., 2009]

IEK-STE 2012

Abbildung 4: Obergrenzen für netto installierte Kraftwerksleistung



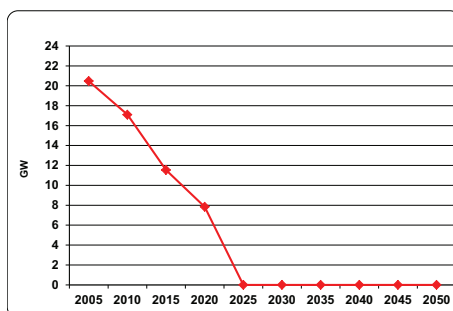
Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Kosten für Investitionen und Netto-Wirkungsgrade für die wichtigsten fossilen Kraftwerkstypen sowie weitere technische und ökologische Daten sind analog zu den Angaben in Tab. 2 und Tab. 3 im Beitrag von Kuckshinrichs & Vögele gewählt. In die Analyse gehen ebenfalls fixe und variable Betriebskosten ein, die auch mittlere Transport- und Speicherkosten für CO₂ enthalten. Des Weiteren ist den folgenden Rechnungen der Ausstieg aus der Kernener-

gie unterstellt. Im Modell bedeutet dies den in Abbildung 5 dargestellten Abbau der Kernkraftwerkskapazitäten (netto) gemäß aktueller Gesetzeslage.

Abbildung 5: Begrenzung der installierten Netto-Kernkraftwerksleistung

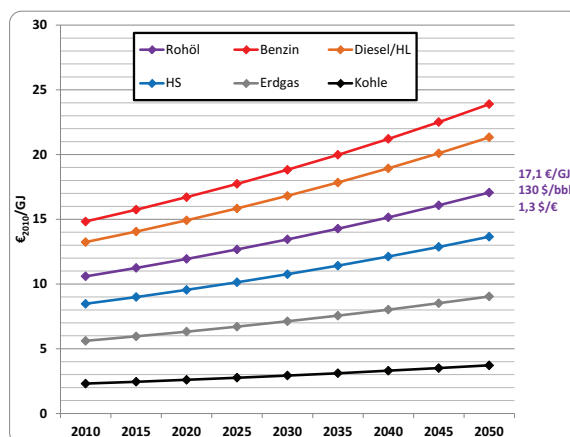


Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Die unterstellte Preisentwicklung der wichtigsten Importenergeträger im Geldwert von 2010 zeigt Abbildung 6. Der reale Rohölpreis im Jahr 2050 entspricht 130 US\$₂₀₁₀/bbl (mit 1,3 US\$/€ in 2050).

Abbildung 6: Preisentwicklung für Importenergeträger



Quelle: eigene Darstellung

IEF-STE 2012

Bezüglich des Imports von Solarstrom aus Nord-Afrika wurde unterstellt, dass dieser ab dem Jahr 2030 in größeren Mengen zur Verfügung steht und sein Preis mit der Zeit abnimmt. Allerdings wird eine Begrenzung der maximal möglichen Importmenge festgelegt:

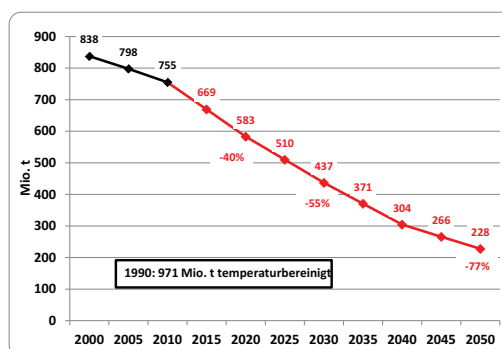
- Importpreis von 0,19 €/kWh in 2030 auf 0,15 €/kWh in 2050 sinkend (vgl. [Komendantova et al., 2010, Williges et al., 2010]).
- Obergrenze für den Import in 2050: 70 TWh oder ca. 20 % des gesamten Strombedarfs.

Folgende Szenarien wurden mit dem IKARUS-Modell generiert:

- REF: Referenzszenario ohne CO₂-Minderungsvorgabe
- CA: CO₂-Minderungsvorgabe mit CCS-Option
- CD: CO₂-Minderungsvorgabe ohne CCS-Option

In den Szenarien mit CO₂-Minderungsvorgabe (CA, CD) werden die energiebedingten CO₂-Emissionen wie in Abbildung 7 nach 2010 begrenzt. Bis 2050 dürfen dann die energiebedingten CO₂-Emissionen höchstens 23% des 1990-Wertes (temperaturbereinigt) betragen. Der zeitliche Verlauf ergibt sich aus den zwischenzeitlichen Vorgaben von -40% im Jahr 2020 und -55% im Jahr 2030.

Abbildung 7: CO₂-Restriktion der Szenarien CA und CD



Quelle: [Hake et al., 2009]

IEK-STE 2012

III Energiewirtschaftliche Ergebnisse

III.1 Energie- und CO₂-Bilanzen

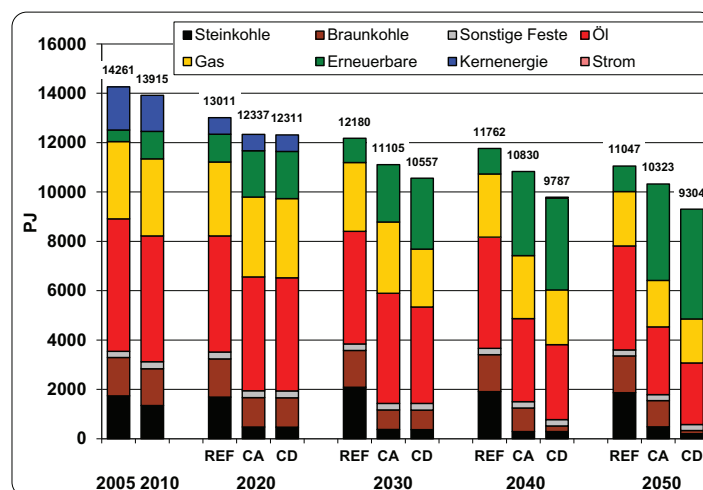
Im Folgenden werden für die zuvor definierten Szenarien Primärenergiebilanzen nach Energieträgern, Stromerzeugung sowie Kraftwerkskapazitäten nach Art/Typ, Endenergie nach Sektoren und CO₂-Emissionen untergliedert nach Sektoren für 2005 – 2050 im Vergleich dargestellt.

III.1.1 Primärenergie

Auch ohne eine CO₂-Minderungsvorgabe, d.h. im Referenzszenario (REF), ist ein deutlicher Rückgang des Primärenergiebedarfs zu verzeichnen (-23% von 2005 bis 2050). Dabei verharren die erneuerbaren Energien auf einem relativ konstanten Anteil, während Öl an Bedeutung im Primärenergiemix verliert. Die CO₂-Szenarien CA und CD zeigen qualitativ die gleiche

Entwicklung; allerdings ersetzen die erneuerbaren Energien Wind und Biomasse einen über die Zeit zunehmenden Teil der Energieträger Steinkohle, Öl, Gas und Kernenergie. Darüber hinaus sind die Veränderungen insbesondere im Szenario CD deutlich ausgeprägter (CA: -28%, CD: -35%). Im Szenario ohne CCS (CD) ist die Primärenergieeffizienz höher als im Szenario mit CCS. Dies liegt neben einer höheren Energieeinsparung auch an dem in diesem Szenario vom Modell gewählten größeren Anteil an erneuerbaren Energien. Insgesamt erhöht sich der primärenergieseitige Anteil an Erneuerbaren im Jahr 2050 in den beiden Szenarien mit CO₂-Restriktion auf ca. 38 % (CA) und 48 % (CD).

Abbildung 8: Primärenergie nach Energieträgern im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen

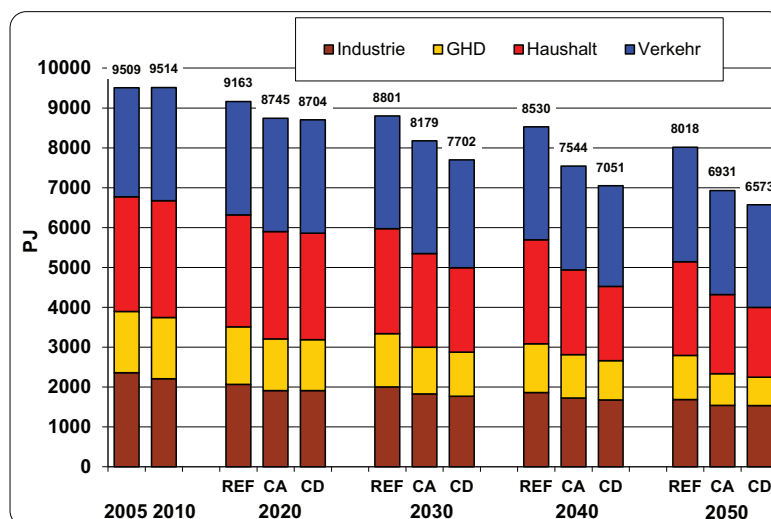
IEK-STE 2012

III.1.2 Endenergie

Insgesamt geht der Endenergiebedarf im Zeitraum 2005 – 2050 um ca. 16 % (REF), 27 % (CA) und 31 % (CD) zurück. Die Änderungen des Endenergieverbrauchs fallen in den einzelnen Sektoren sehr unterschiedlich aus. Im Verkehrssektor sinkt der Endenergiebedarf nur leicht (-4,5 % in CA und -6% in CD), bzw. nimmt sogar leicht zu (+5 % in REF), trotz eines kräftigen Rückgangs des mittleren spezifischen Kraftstoffverbrauchs. Dies ist auf das starke Wachstum der Güterverkehrsleistung zurückzuführen. In allen anderen Sektoren sinkt der Endenergiebedarf aufgrund von Einsparmaßnahmen (z.B. Wärmedämmung) deutlich:

- Haushalte: Von -18 % (REF) bis -41 % (CD)
- Industrie: Von -29 % (REF) bis -41 % (CD)
- GHD: Von -28 % (REF) bis -54 % (CD).

Abbildung 9: Endenergie nach Sektoren im Vergleich



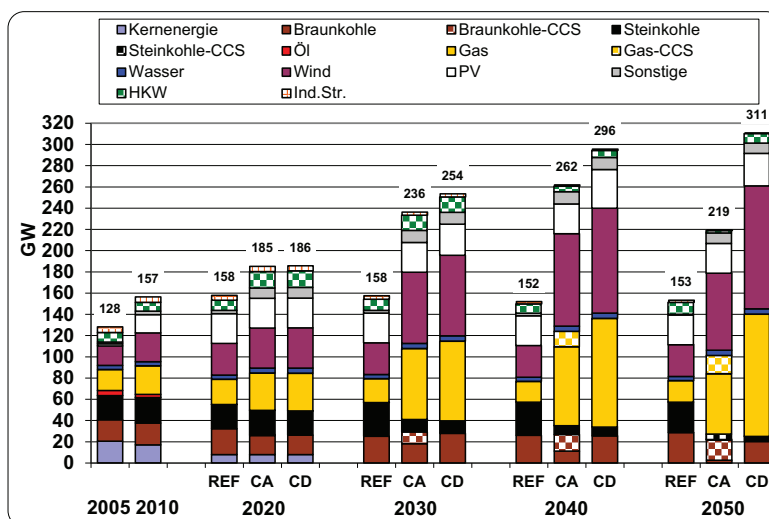
Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

III.1.3 Installierte Nettokapazität

Im Referenzszenario verbleibt die installierte Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen mit etwas über 150 GW im Zeitraum 2010 bis 2050 in etwa konstant. Folgende Trends sind zu identifizieren: Die wegfallende Kernkraftwerkskapazität wird primär durch den Bau von Braun- und Steinkohlekraftwerken ersetzt. Die installierte Windkraftleistung (on-shore und off-shore) bleibt nach 2010 bei 30 GW und wird nicht weiter ausgebaut bis 2050, wobei Gaskraftwerke als Reserveleistung (bei sehr geringer Auslastung) für kurzzeitliche Windschwankungen genutzt werden. In den Minderungsszenarien erreicht die erforderliche Kraftwerkskapazität deutlich höhere Werte als im Referenzszenario, wobei die Kapazität im CD-Szenario kontinuierlich auf über 300 GW in 2050 anwächst, während sie im CA-Szenario bis 2040 zunächst auf ca. 260 GW anwächst und in 2050 auf knapp 220 GW abfällt. Dabei werden vor allem Windkraftwerke ausgebaut (max. 87 (CA) bzw. 116 GW (CD) in 2040 bzw. 2050) und PV-Anlagen erfahren im Szenario ohne CCS ab 2030 einen leichten Ausbau auf maximal 36 GW, während Biomassekraftwerke (in Abbildung 10 unter Sonstige) mit ungefähr konstanten 10 GW zur installierten Kraftwerksleistung beitragen. Im Szenario CA (mit CCS) wird die CCS-Option zur CO₂-Minderung vom Modell genutzt, wobei bis 2050 insgesamt ca. 41 GW Kraftwerke mit CCS errichtet werden. Hiervon sind ca. 19 GW Braunkohle-CCS, ca. 5 GW Steinkohle-CCS und ca. 17 GW Gas-CCS. Zusätzlich erhöhen die CCS-Kraftwerke die Auslastung des Kraftwerksparks, so dass in der Summe in 2050 weniger Kapazität benötigt wird. Im Szenario CD (ohne CCS) werden die vorhandenen Braun- und Steinkohlekraftwerke in den letzten Perioden kaum ausgelastet. Es werden aber im Vergleich zum Szenario mit CCS zusätzliche Kapazitäten wie z.B. PV und Wind vom Modell aufgebaut. Insgesamt ergibt sich durch den Zuwachs von intermittierenden Kraftwerkstypen ein hoher Bedarf an Reserveleistung, die durch Gaskraftwerke bereitgestellt wird.

Abbildung 10: Installierte Nettokapazität nach Kraftwerkstyp im Vergleich



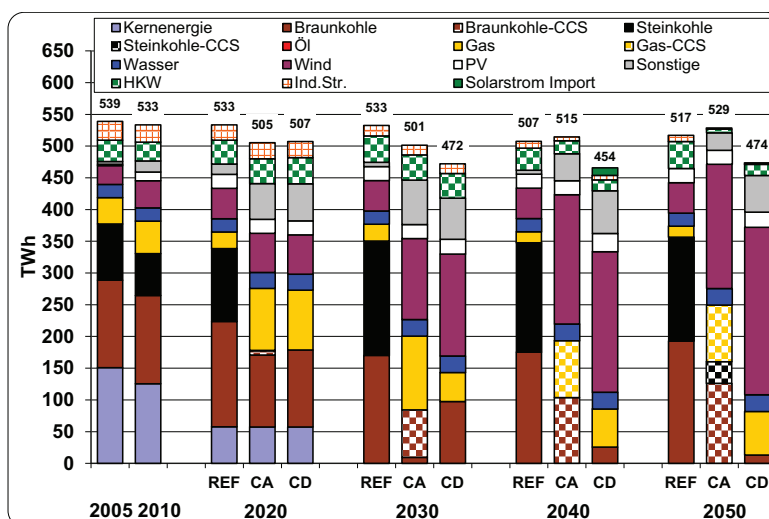
Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

III.1.4 Netto-Stromerzeugung

Im Gegensatz zur stark anwachsenden Kraftwerksleistung erfährt die Stromerzeugung im Referenzszenario bis zum Jahr 2050 einen minimalen Rückgang (-4%) (Abbildung 11).

Abbildung 11: Netto-Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen

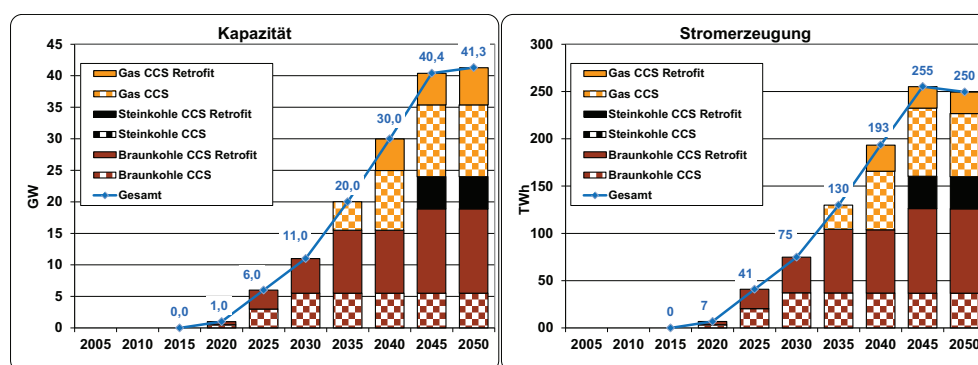
IEK-STE 2012

In den Reduktionsszenarien erfolgt entweder ein Wechsel zu CCS-Kraftwerken (CA) oder es werden weitergehende Stromeinsparmaßnahmen ergriffen (CD), die im Szenario CA zu kaum einem Rückgang in der Nettostromerzeugung (-2 %) und im Szenario CD zu einem deutlichen Rückgang führen (-18 %). Der Anteil an regenerativ erzeugtem Strom steigt in den Reduktionsszenarien stark an, von ca. 11 % in 2005 (ca. 18 % in 2010) auf gut 50 % (CA) bzw. sogar auf knapp 80 % (CD) in 2050. Im Szenario REF ohne CO₂-Restriktion steigt der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren leicht auf ca. 18 % in 2050 an. Im CO₂-Szenario ohne CCS wird ein wesentlicher Teil - in 2050 bis ca. 68 % - der gesamten Stromnachfrage mit Wind- und Biomassestrom gedeckt. Dagegen decken im Szenario mit CCS (CA) die CCS-Kraftwerke ca. 50% der Stromnachfrage ab. Insgesamt ergibt sich in den CO₂-Reduktionsszenarien eine fast CO₂-freie Stromerzeugung im Jahr 2050.

III.1.5 Installierte Netto-CCS-Kapazität und CCS-Stromerzeugung

In (Abbildung 12) ist für das Reduktionsszenario CA die Entwicklung der CCS-Kapazität detaillierter dargestellt. Wir unterstellen, dass CCS-Technik ab dem Jahr 2020 zur Verfügung steht mit einer danach steigenden oberen Zubaugrenze. Neben der Unterscheidung nach Kraftwerkstyp wird im Modell ebenfalls nach Neuanlagen oder Nachrüstung einer CO₂-Abscheidung (Retrofit) bei vorhandenen (nach 2005 gebauten) Kraftwerken unterschieden. Bei Braunkohlekraftwerken werden – unter anderem wegen der preiswerten heimischen Braunkohle und des Grundlastbedarfs - bis 2050 sowohl CCS-Neuanlagen als auch die Option eines CCS-Retrofittings gewählt. Bei Steinkohlekraftwerken wird fast nur nachgerüstet, da der Bau von neuen Steinkohlekraftwerken vom Modell vermieden wird. Dies würde eigentlich auch für Gaskraftwerke gelten, da diese aber als Reserveleistung sowieso zur Verfügung stehen müssen, erfolgt hier neben der Nachrüstung auch der Bau von CCS-Neuanlagen.

Abbildung 12: Installierte Netto-CCS-Kapazität und Netto-CCS-Stromerzeugung nach Kraftwerkstyp im CCS-Szenario (CA)



Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

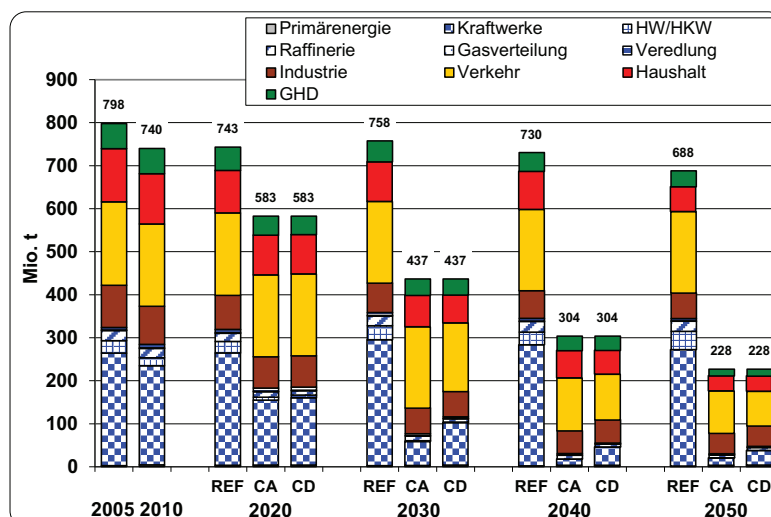
III.1.6 CO₂-Emissionen

Abbildung 13 zeigt die CO₂-Emissionen aufgeteilt nach Sektoren. Im Referenzszenario (REF) ist auch ohne eine CO₂-Minderungsvorgabe eine CO₂-Abnahme bis 2050 zu verzeichnen, die ca. -14 % im Vergleich zum Jahr 2005 beträgt. Dies ist im Wesentlichen auf Entwicklungen in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte zurückzuführen. Wesentlicher Treiber sind die steigenden Energiepreise, die das Ergreifen von Einsparmaßnahmen induzieren sowie industrielle Strukturänderungen. Dem gegenüber bleiben die CO₂-Emissionen in den Sektoren Verkehr und Stromerzeugung etwa konstant. Im Stromsektor steigen die Emissionen wegen des Ausstiegs aus der Kernenergie sogar zwischenzeitlich (in 2030) um bis zu 30 Mio. t an.

Bei den CO₂-Szenarien mit und ohne CCS (CA bzw. CD) ist zwar die Emissionsobergrenze vorgegeben, das Modell wählt aber sektorenübergreifend die kostenoptimalen Maßnahmen, die zur Einhaltung der Obergrenze erforderlich sind, d.h. die sektorale Aufteilung, wie in Abbildung 14 dargestellt, ist ein Ergebnis der Modellrechnung. Dabei fällt auf, dass im Vergleich zum Referenzszenario bis 2050 im Verkehrssektor eine Halbierung und im Stromsektor eine noch stärkere CO₂-Reduktion stattfindet. Im Vergleich zum Jahr 2005 errechnen sich für das Jahr 2050 folgende Reduktionen in den Szenarien CA und CD:

- Stromsektor: 87 – 93% (REF: +4%)
- Industrie: 51 – 52% (REF: 40%)
- GHD: 72 – 73% (REF: 27%)
- Haushalte: 71% (REF: 53%)
- Verkehr: 49 – 59% (REF: 2%)
- Gesamt: 71% (REF: 14%)

Abbildung 13: CO₂-Emissionen nach Sektoren im Vergleich



Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

Vergleich der CO₂-Minderungsszenarien

Besonders interessant ist hier der Vergleich der sektoralen CO₂-Emissionen und der Maßnahmen für die zwei CO₂-Minderungsszenarien mit CCS (CA) und ohne CCS (CD). Zusammenfassend lässt sich feststellen:

Bis zum Jahr 2050 wird im Szenario ohne CCS (CD) in steigendem Maße mehr CO₂ im Umwandlungsbereich und dafür weniger CO₂ bei den Endverbrauchern emittiert als im Szenario mit CCS (CA). D.h. es müssen verstärkt Maßnahmen bei den Endverbrauchern ergriffen werden, um die Mehremissionen im Stromsektor zu kompensieren und das Gesamtminderungsziel erreichen zu können. Da die in den Endverbrauchssektoren zu ergreifenden CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Regel kostenträchtiger sind als Maßnahmen im Umwandlungsbereich (insbesondere Stromerzeugung), entstehen hierdurch Mehrkosten gegenüber dem Szenario mit CCS (Beitrag zum Optionswert von CO₂, s. auch Abbildung 14). Diese Verlagerung der Maßnahmen und die damit verbundenen Mehrkosten entsprechen einer Verschiebung der Reduktionslasten („Verschiebungslösung“), um das Gesamtminderungsziel zu erreichen. Es finden aber auch teilweise sektorspezifische Änderungen (im Wesentlichen Einsparungen) statt, die keine Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen haben. Hiervon betroffen sind praktisch nur nicht CO₂-verursachende Energieträger wie Erneuerbare, Nah- und Fernwärme sowie Strom. Hierdurch entstehen ebenfalls Mehrkosten, die keine CO₂-Minderung nach sich ziehen, aber als Ergebnis der Gesamtkostenminimierung ohne CCS-Option zu interpretieren sind („CO₂-Neutrallösung“).

III.2 Kosten der Minderungsstrategien

III.2.1 CO₂-Minderungskosten

In Abbildung 14 sind die aufgrund der CO₂-Minderungsvorgabe im Vergleich zum Referenzszenario auftretenden jährlichen Mehrkosten (Geldwert 2010) nach Sektoren dargestellt. Die Mehrkosten im Szenario ohne CCS liegen im gesamten Zeitraum höher als die Kosten des Szenarios mit CCS, d.h. die CCS-Option wird genutzt und wirkt Kosten senkend.

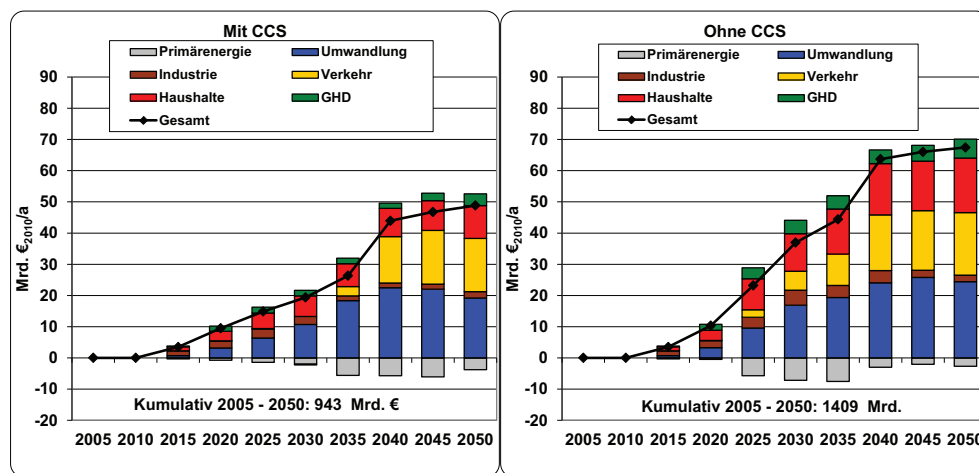
Im Szenario mit CCS entstehen Mehrkosten vor allem in den Sektoren Umwandlung (inklusive Zusatzkosten für CCS), Verkehr und Haushalte. Durch Einsparungsmaßnahmen sinkt der Bedarf an Primärenergie und somit auch die Primärenergiekosten.

Im Szenario ohne CCS entstehen zusätzliche Mehrkosten im Haushalts- und Verkehrssektor sowie im geringeren Umfang auch im Industriesektor. Im Umwandlungssektor liegen die Mehrkosten in den Reduktionszenarien nahe beieinander. Allerdings sind im Szenario ohne CCS (CD) hier die Kosteneinsparungen für Primärenergieträger stetig abnehmend bedingt durch den Anstieg an Windenergie und den damit verbundenen Rückgang fossiler Kraftwerke (s. Abbildung 11).²

² Aus Platzgründen ist es an dieser Stelle nicht möglich, auf die einzelnen Maßnahmen und die dadurch entstehenden Mehr- oder Minderkosten einzugehen.

Insgesamt ergeben sich integrale Mehrkosten für den Zeitraum 2005 bis 2050 in Höhe von ca. 940 Mrd. €₂₀₁₀ für das Szenario mit CCS und ca. 1410 Mrd. €₂₀₁₀ für das Szenario ohne CCS im Vergleich zum Referenzszenario.

Abbildung 14: Jährliche Mehrkosten der CO₂-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario



Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

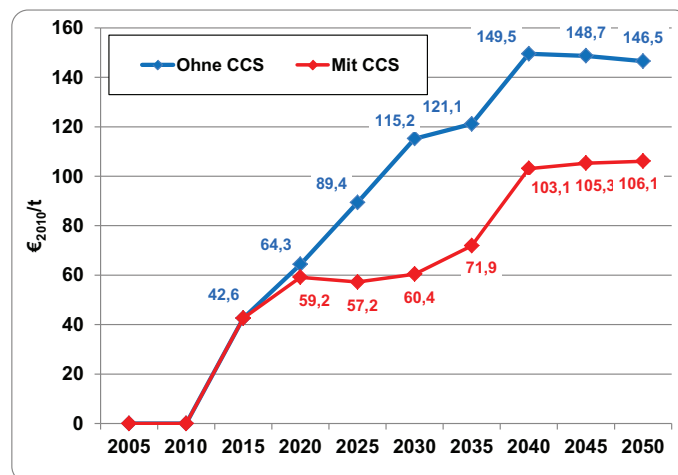
Insbesondere in langfristiger Betrachtung gewinnt die Diskontierung der Kosten an Bedeutung.³ Werden die Mehrkosten mit einer konstanten Diskontrate von 5 %/a auf 2005 abdiskontiert, ergeben sich die folgenden Barwerte im Geldwert 2010:

- mit CCS: 203 Mrd. €₂₀₁₀
- ohne CCS: 302 Mrd. €₂₀₁₀

Die zu den Mehrkosten in Abbildung 14 gehörigen mittleren spezifischen CO₂-Minderungskosten zeigt Abbildung 15. Bis 2050 steigen die CO₂-Kosten ungleichmässig mit abflachender Tendenz ab 2040 auf 106 €₂₀₁₀/t im Szenario mit CCS und mit abnehmender Tendenz ab 2040 auf 147 €₂₀₁₀/t im Szenario ohne CCS an. Die Differenz der spezifischen CO₂-Minderungskosten zwischen den Szenarien mit und ohne CCS steigt von 2020 bis 2030 von ca. 5 €₂₀₁₀/t auf ca. 55 €₂₀₁₀/t. Für den Zeitraum danach beträgt dieser abnehmende Unterschied etwa 40 – 49 €₂₀₁₀/t.

Die marginalen CO₂-Minderungskosten liegen deutlich höher (bis auf ca. 430 €₂₀₁₀/t im Szenario mit CCS und ca. 580 €₂₀₁₀/t im Szenario ohne CCS).

³ Zur Modellierung der Diskontierung und zur Wahl der Diskontrate sei hier auf die ausführliche Diskussion in der Fachliteratur hingewiesen [Newel & Pizer, 2004, Kenley & Armsteasd, 2004, Rabl, 1996, Hellweg et al., 2003, Cairns, 2006, Dasgupta, 1982], die von ökonomischer als auch von ingenieurs- und naturwissenschaftlicher Seite geführt wird.

Abbildung 15: Durchschnittliche spezifische CO₂-Minderungskosten

Quelle: Eigene Berechnungen

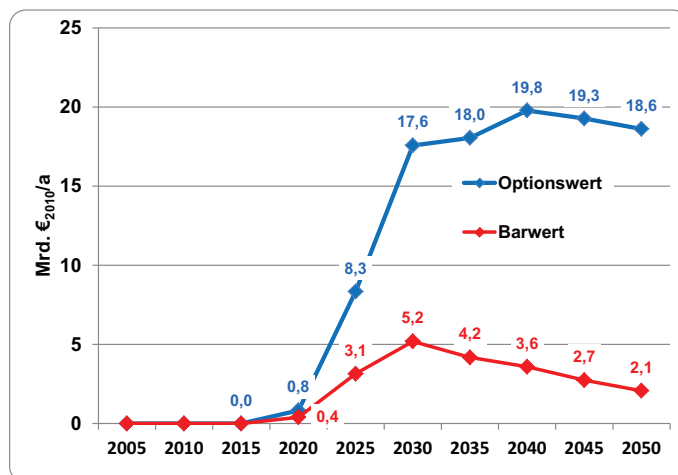
IEK-STE 2012

III.2.2 CCS-Optionswert

Aus der Differenz der Mehrkosten mit und ohne CCS aus Abbildung 14 ergibt sich der in Abbildung 16 dargestellte laufende Optionswert und laufende Barwert von CCS in Abhängigkeit der Zeit. Der laufende Optionswert steigt von 0,8 Mrd. €/2010/a in 2020 schnell an auf 17,6 Mrd. €/2010/a in 2030, steigt danach bis 2040 leicht an und geht dann leicht zurück auf 18,6 Mrd. €/a in 2050. Der entsprechende laufende Barwert₂₀₀₅ steigt von 0,4 Mrd. €/2010/a in 2020 auf 5,2 Mrd. €/2010/a in 2030 und sinkt danach stetig bis auf 2,1 Mrd. €/2010/a in 2050. Der kumulierte Optionswert für den Zeitraum 2005 bis 2050 beträgt ca. 466 Mrd. €. Der entsprechende Barwert₂₀₀₅ beträgt in etwa 101 Mrd. €.

Abbildung 17 zeigt die Beiträge der Sektoren zum CCS-Optionswert. Alle Endverbrauchersektoren tragen in der Weise zum Optionswert bei, dass hier durch den Einsatz von CCS relativ teure Einsparmaßnahmen vermieden werden können. Ein solcher Beitrag ergibt sich ebenfalls aus der Primärenergie, wo im Falle von CCS im Wesentlichen Zusatzkosten aufgrund von Importen von Biomasse-Produkten (z.B. Bioethanol) vermieden werden. Diesen stehen allerdings zusätzliche Kosten für fossile Brennstoffe entgegen, so dass bis 2035 der sektorale Beitrag des Primärsektors zum CCS-Optionswert negativ ist. Im Umwandlungssektor entstehen Mehrkosten hauptsächlich durch den höheren Ausbau erneuerbarer Energien (z.B. durch Wind).

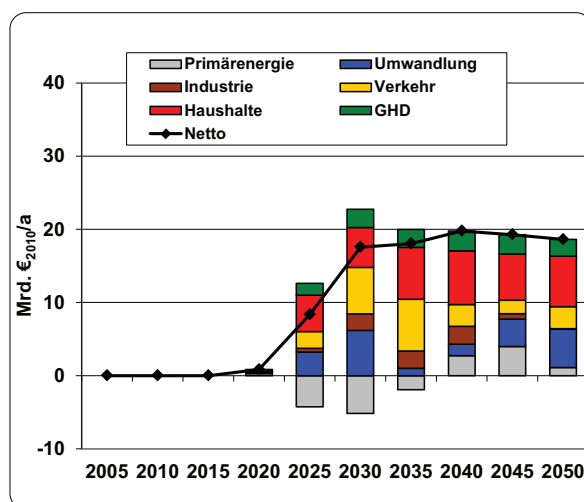
Abbildung 16: Optionswert von CCS pro Jahr



Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

Abbildung 17: Sektorale Beiträge zum CCS-Optionswert



Quelle: eigene Berechnung

IEK-STE 2012

IV Fazit

Der Beitrag analysiert den Optionswert von CCS-Technologien in Deutschland im Rahmen konsistenter Klimagasreduktionsszenarien. In diesem Rahmen ist der Optionswert einer Technologie durch die zusätzlichen Vermeidungskosten bestimmt, die dadurch entstünden, wenn Klimaschutzziele ohne diese Technologie erreicht werden sollen. Der Optionswert

stellt somit implizit auch ein Maß dar für die Höhe der gesellschaftlichen Zahlungsbereitschaft für einen Verzicht auf den Einsatz von CCS-Technologien.

Methodische Basis für die Berechnung des Optionswertes von CCS-Technologien ist das IKARUS-Energiesystemmodell, ein Bottom-up-Ansatz mit detaillierter Abbildung der technischen Energieversorgungsstrukturen in Deutschland zur szenario-gestützten Analyse von CO₂-Reduktionsstrategien. Der Ansatz erlaubt die Variation wichtiger Parameter und Rahmenannahmen, für die in der Zukunft unterschiedliche Entwicklungen möglich sind.

Der Optionswert von CCS-Technologien wurde im Rahmen eines Referenzszenarios ohne CO₂-Minderungsvorgabe (REF) und zweier Szenarien mit CO₂-Minderungsvorgabe (CA: ohne CCS, CD: mit CCS) analysiert. Für erneuerbare Energien wurde der Rahmen geöffnet z.B. durch Stromimporte aus der DESERTEC-Initiative, während für Kernenergie der bis Anfang 2010 gültige Ausstiegsbeschluss umgesetzt wird. Der betrachtete Zeitraum reicht von 2005 bis 2050.

Der kumulierte Optionswert (in laufenden Werten, ohne Abdiskontierung) für CCS-Technologien beträgt für den Zeitraum 2005-2050 466 Mrd. €₂₀₁₀. Werden die Mehrkosten mit einer konstanten Diskontrate von 5%/a abdiskontiert, ergibt sich ein Barwert₂₀₀₅ des kumulierten Optionswerts von 101 Mrd. €₂₀₁₀. Für die Barwertbetrachtung sind der Verlauf der Kosten in der Zeit und die Höhe der Diskontrate von Bedeutung. Der Barwert ist umso niedriger, je später die Kosten in der Zeit anfallen (Belastung späterer Generationen) und je höher die Diskontrate (hohe Gegenwartspräferenz) ist.

Die dargestellten Optionswerte ergeben sich aus der Saldierung über alle Modellsektoren (Endverbrauchersektoren, Umwandlungssektor, Primärenergiesektor inkl. Importe). Alle Endverbrauchersektoren (Industrie, Haushalte, Verkehr, GHD) tragen in der Weise zum Optionswert bei, dass hier durch den Einsatz von CCS (im Umwandlungsbereich) relativ teure Einsparmaßnahmen vermieden werden können. Ebenso ergibt sich aus dem Sektor Primärenergie inklusive Importe ein Beitrag, wo im Falle von CCS im Wesentlichen Zusatzkosten aufgrund von Importen von Biomasse-Produkten (z.B. Bioethanol) vermieden werden, aber auch zusätzliche Kosten für fossile Brennstoffe anfallen, die bis 2035 überwiegen. Trotz der Mehrkosten durch CCS-Technologien trägt auch der Umwandlungssektor aufgrund des vermiedenen zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien zum Optionswert bei. In Summe tragen also alle Sektoren -wenn auch in unterschiedlichem Maße- zum Optionswert bei.

V Literatur

- BAUER, N., EDENHOFER, O. & LEIMBACH, M. (2009) Low-stabilisation scenarios and technologies for carbon capture and sequestration. *Energy Procedia*, 1, 4031-4038.
- CAIRNS, J. (2006) Developments in discounting: with special reference to future health events. *Resource and Energy Economics*, 28, 282-297.
- DASGUPTA, P. (1982) *Resource depletion, research and development, and the social rate of discount*. In LIND, R. C., ARROW, K. J., COREY, G. R., SEN, A. K. & DASGUPTA, P. (Eds.) *Discounting for time and risk in energy policy* 273-324, Baltimore (Maryland)/London, The John Hopkins University Press.

- DLR, FRAUNHOFER IWES & IFNE (2012) *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Studie im Auftrag des BMU.*
- HAKE, J.-F., HANSEN, P., HECKLER, R., LINßEN, J., MARKEWITZ, P., MARTINSEN, D. & WEBER, K. (2009) *Projektionsrechnungen bis 2050 für das Energiesystem von Deutschland - im Rahmen des VDI-Projektes "Future Climate Engineering Solutions"* Forschungszentrum Jülich, Institute of Energy Research - Systems Analysis and Technology Evaluation, Research Report 5-2009, Jülich.
- HELLWEG, S., HOFSTETTER, T. B. & HUNGERBÜHLER, K. (2003) Discounting and the environment - should current impacts be weighted differently than impacts harming future generations? *International Journal for LCA*, 8:1, 8-18.
- KENLEY, C. R. & ARMSTEAD, D. C. (2004) Discounting models for long-term decision making. *Systems Engineering*, 7:1, 13-24.
- KOMENDANTOVA, N., PATT, A., BARRAS, L. & BATTAGLINI, A. (2010) Perception of risks in renewable energy projects: the case of concentrated solar power in North Africa. *Energy Policy*, doi:10.1016/j.enpol.2009.12.008 (online first).
- KREWITT, W., TESKE, S., SIMON, S., PREGGER, T., GRAUS, W., BLOMEN, E., SCHMID, S. & SCHÄFER, O. (2009) Energy [R]evolution 2008 - a sustainable world energy perspective. *Energy Policy*, 37:12, 5764-5775.
- MANGER, S., PIETZCKER, R., BAUER, N., BRUCKNER, T. & LUDERER, G. Option values of concentrating solar power and photovoltaics for reaching a 2°C climate target. www.gfz-potsdam.de.
- MARTINSEN, D., LINSEN, J., MARKEWITZ, P. & VÖGELE, S. (2007) A future CO₂ mitigation option for Germany? - A bottom-up approach. *Energy Policy*, 35:4, 2110-2120.
- NEWEL, R. G. & PIZER, W. A. (2004) Uncertain discount rates in climate policy analysis. *Energy Policy*, 32, 519-529.
- PIETZCKER, R., MANGER, S., BAUER, N., LUDERER, GUNNAR & BRUCKNER, T. The role of concentrating solar power and photovoltaics for climate protection www.aee.at.
- RABL, A. (1996) Discounting of long-term costs: what would future generations prefer us to do? *Ecological Economics*, 17, 137-145.
- WILLIGES, K., LILLIESTAM, J. & PATT, A. (2010) Making concentrated solar power competitive with coal: the costs of a European feed-in-tariff. *Energy Policy*, 38, 3089-3097.

CV

Gesellschaftliche Akzeptanz

Diana Schumann

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung	225
II	Gesellschaftliche Akzeptanz von CCS als Forschungsgegenstand	226
	II.1 Definition und Abgrenzung des Forschungsgegenstands	226
	II.2 Methoden der CCS-Akzeptanzforschung	228
	II.3 Zentrale Ergebnisse der CCS-Akzeptanzforschung	231
III	Gesellschaftliche Akzeptanz von CCS in Deutschland	236
	III.1 Bekanntheit und Wissen zu CCS	237
	III.2 Spontane Einstellungen zu CCS	241
	III.3 Risiko- und Nutzeneinschätzungen von CCS	242
	III.4 Einflussfaktoren auf die spontane Einschätzung von CCS	245
IV	Fazit	248
V	Literatur	250

I Einleitung

Gesellschaftliche Akzeptanz wird als eine wichtige Voraussetzung für die groß-industrielle Erprobung und den Einsatz der CCS-Techniken im kommerziellen Kraftwerksbetrieb betrachtet, vgl. z. B. [Ashworth et al., 2010, De Best-Waldhober et al., 2010, Fischer et al., 2010, Schumann et al., 2010a, Tokushige et al., 2007]. Mit der Fortentwicklung der Techniken hat daher auch die Anzahl der wissenschaftlichen Studien, die sich mit der Untersuchung der gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS in unterschiedlichen Ländern beschäftigen, kontinuierlich zugenommen.¹

¹ Überblicke über Studien zur CCS-Akzeptanz sind z. B. in [Ashworth et al., 2010, De Best-Waldhober et al., 2008, Malone et al., 2010, Schulz et al., 2010, Sharp et al., 2009, Terwel et al., 2011] enthalten.

Die Mehrheit der Studien ist darauf ausgerichtet, die Bekanntheit, das Wissen und die spontanen Einstellungen zu CCS zu untersuchen sowie Faktoren und Bedingungen zu identifizieren, die für die Akzeptanz der Techniken relevant sein können (vgl. Abschnitt III.2.2.2) Dabei wird der Begriff „Akzeptanz“ jedoch zumeist undefiniert verwendet, da davon ausgegangen wird, dass er aufgrund seiner alltagssprachlichen Verwendung selbsterklärend ist. Studien zur Risiko- und Technikakzeptanz haben jedoch verdeutlicht, dass es unterschiedliche Formen der Akzeptanz gibt, je nachdem um welche Technik es sich handelt [Renn, 2005].

Im ersten Abschnitt dieses Kapitels wird daher zunächst eine Definition und Abgrenzung des Forschungsgegenstandes „gesellschaftliche Akzeptanz von CCS“ vorgenommen. Anschließend wird ein Überblick über die Methoden der CCS-Akzeptanzforschung gegeben und erörtert, welche zentralen Ergebnisse bisher vorliegen.

Vor diesem Hintergrund werden im zweiten Abschnitt die Bekanntheit, das Wissen und die spontanen Einstellungen sowie die Risiko- und Nutzeneinschätzungen von CCS in Deutschland, differenziert für unterschiedliche Personengruppen und Regionen, erläutert. Anschließend wird aufgezeigt, durch welche Faktoren die spontane Einschätzung von CCS in der deutschen Bevölkerung beeinflusst wird. Die vorgestellten Ergebnisse werden abschließend vor allem in Hinblick auf die zukünftige Kommunikation von CCS sowie bezüglich des weiteren Forschungsbedarfs diskutiert.

II Gesellschaftliche Akzeptanz von CCS als Forschungsgegenstand

Der Begriff „Akzeptanz“ ist nicht nur ein Schlüsselbegriff wissenschaftlicher Forschung, sondern auch ein vielverwendetes Wort der Alltagssprache. In Studien zur Risiko- und Technikakzeptanz wird er daher oftmals so verwendet als sei er aus sich heraus klar und seine Definition eindeutig. Auch in Studien zur gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS wird der Akzeptanzbegriff zumeist undefiniert verwendet, obwohl darunter unterschiedliche Inhalte gefasst werden können. Im Folgenden wird daher zunächst eine Definition und Abgrenzung des Forschungsgegenstandes „gesellschaftliche Akzeptanz von CCS“ gegeben. Anschließend wird verdeutlicht, welche Methoden für die Untersuchung der CCS-Akzeptanz vorwiegend angewendet werden und welche zentralen Ergebnisse vorliegen.

II.1 Definition und Abgrenzung des Forschungsgegenstands

Allgemein kann Akzeptanz als passive oder aktive Zustimmung definiert werden [Schubert & Klein, 2006]. Bei der gesellschaftlichen Akzeptanz neuer Techniken können jedoch drei unterschiedliche Formen unterschieden werden, je nachdem um welchen Bereich der Technik es sich handelt [Renn, 2005]. Bei der Produkt- und Alltagstechnik äußert sich Akzeptanz durch den Kauf der jeweiligen Produkte. Bei der Arbeitstechnik bedeutet Akzeptanz die aktive Nutzung durch die Beschäftigten in einem Unternehmen. Bei Großtechniken², zu denen auch Energietechniken wie die CCS-Techniken zählen, bedeutet Akzeptanz, dass die entspre-

² Großtechniken werden auch als „externe Technik“ („Technik als Nachbar“) bezeichnet (Renn & Zwick, 1997).

chenden Anlagen von den Betroffenen toleriert werden [Renn, 2005]. Hierzu ist es nicht erforderlich, dass die Betroffenen eine positive Einstellung gegenüber der Technik aufweisen.

Die Entscheidungen über die Entwicklung und den Einsatz von Arbeits- und Großtechniken werden aber häufig nicht von den Akteuren getroffen, die von der Nutzung der Techniken direkt oder indirekt betroffen sind [Gloede & Hennen, 2005]. Deshalb bedeutet Akzeptanz von Arbeits- und Großtechniken immer auch „die aktive oder passive Zustimmung zu Entscheidungen oder Handlungen anderer“ [Schubert & Klein, 2006]. Sie äußert sich in den Einstellungen und dem Verhalten individueller oder komplexer Akteure³ und kann zu einem bestimmten Zeitpunkt festgestellt werden [Dierkes & von Thienen, 1982].

Gesellschaftliche Akzeptanz von CCS kann somit definiert werden als passive oder aktive Zustimmung zur Entwicklung, groß-industriellen Erprobung oder zum Einsatz der CCS-Techniken, die sich in den Einstellungen und dem Verhalten gesellschaftlicher individueller oder komplexer Akteure äußert und zu einem bestimmten Zeitpunkt festgestellt werden kann [Schumann & Simon, 2009].

Abzugrenzen von dem Begriff „Akzeptanz“ ist der Begriff der „Akzeptabilität“. Bei der Beurteilung der Akzeptabilität einer Technologie handelt es sich um ein normatives Urteil darüber, ob und unter welchen Bedingungen die Nebenfolgen technischer Entwicklungen (z. B. Lärm, Emissionen, Risiken) für zumutbar gehalten werden. Grundlage für dieses Urteil können entweder rationale Kriterien oder demokratisch legitimierte Entscheidungen sein [Grunwald, 2005]. Im ersten Fall handelt es sich um eine rationalitätstheoretische Akzeptabilität, im zweiten um eine demokratietheoretische Akzeptabilität.

Gemeinsam ist beiden, dass es sich um eine Festlegung der Zumutungen und Zumutbarkeiten handelt, die bei der Umsetzung einer Technologie in Kauf genommen werden sollen. Demokratietheoretische Akzeptabilität ist jedoch das Ergebnis demokratisch legitimierter Entscheidungsprozesse, in denen verbindliche Regelungen über die gesellschaftliche Verteilung der Zumutungen und Zumutbarkeiten getroffen werden, während rationalitätstheoretische Akzeptabilität das Ergebnis einer Risikobewertung ist, die sich auf naturwissenschaftlich-technische Risikoabschätzungen unter Berücksichtigung intuitiver Risikowahrnehmungen stützt [Renn et al., 2007].

Rationalitätstheoretische Akzeptabilität von CCS kann daher definiert werden als individuelle und kollektive Risiken der Entwicklung, der groß-industriellen Erprobung oder des Einsatzes der CCS-Techniken, die unter normativen Gesichtspunkten als akzeptabel bewertet werden. Ihre Bestimmung ist Gegenstand naturwissenschaftlich-technischer Risikoabschätzungen, die sich vor allem mit den Risiken der Speicherung des CO₂ in geologischen Formationen oder im Ozean beschäftigen, vgl. z. B. [IPCC, 2005].

Demokratietheoretische Akzeptabilität von CCS kann definiert werden als Einigung über die Zumutungen und die Zumutbarkeiten, die mit der Entwicklung, der groß-industriellen Erpro-

³ Eine Ansammlung von Individuen kann als komplexer Akteur verstanden werden, wenn die Beteiligten die Absicht haben, ein gemeinsames Produkt zu schaffen, ein gemeinsames Ziel zu erreichen oder ein gemeinsames Interesse zu verwirklichen [Scharpf, 2000].

bung oder dem Einsatz der CCS-Techniken einhergehen, sowie über deren gesellschaftliche Verteilung, die in demokratisch legitimierten Entscheidungsprozessen erzielt wird.

Eine systematische Analyse der Voraussetzungen und der Bedingungen für das Erreichen demokratietheoretischer Akzeptabilität des Einsatzes der CCS-Techniken wurde bisher jedoch noch nicht vorgenommen. Zudem kann die passive oder aktive Zustimmung zur Entwicklung, groß-industriellen Erprobung oder zum Einsatz der CCS-Techniken bisher noch nicht zuverlässig gemessen werden, weil die Bevölkerung bislang nur wenig Wissen über die CCS-Techniken hat.

Gegenstand bisheriger CCS-Akzeptanzstudien ist daher die Untersuchung der Bekanntheit, des Wissens und der spontanen Einstellungen in der Bevölkerung sowie die Identifizierung von Bedingungen und Faktoren, die sich auf die zukünftige Zustimmung oder Ablehnung der Techniken auswirken können. Welche Methoden hierfür verwendet werden, wird im folgenden Abschnitt verdeutlicht.

II.2 Methoden der CCS-Akzeptanzforschung

Seit Anfang 2000 wurden rund 40 Studien zur CCS-Akzeptanz durchgeführt, vgl. [Schulz et al., 2010]. Dabei handelt es sich überwiegend um Länderfallstudien, nur drei Studien sind vergleichend ausgerichtet. Übersicht 1 verdeutlicht, in welchen Ländern bereits Fallstudien durchgeführt wurden.⁴

Bei den vergleichenden Studien handelt es sich erstens um eine vergleichende Auswertung von Befragungen, deren Durchführung in den Jahren 2003 bis 2004 von vier Forschungsinstituten in den USA (Massachusetts Institute of Technology, MIT), Großbritannien (University of Cambridge, Judge Business School), Schweden (Chalmers University of Technology) und Japan (Mizuho Information & Research Institute) aufeinander abgestimmt wurde [Reiner et al., 2006a, Reiner et al., 2006b]. Die Befragungen wurden zwar von den vier Instituten eigenverantwortlich durchgeführt, dabei wurde aber Wert darauf gelegt, in allen Ländern die gleichen Fragen zu stellen [Reiner et al., 2006a].

Bei der zweiten vergleichenden Studie handelt es sich um eine Befragung von europäischen Stakeholdern⁵ im Rahmen des Projekts „Acceptance of Carbon Dioxide Capture Storage Economics, Policy and Technology“ (ACCSEPT), das von Det Norske Veritas (DNV), Energy Centre of the Netherlands (ECN), Institute for European Environmental Policy (IEEP), Baker & McKenzie und Tyndall Centre for Climate Change Research durchgeführt und durch das sechste europäische Forschungsrahmenprogramm gefördert wurde [De Coninck et al., 2009, Shackley et al., 2009, Shackley et al., 2007].

⁴ Da sich die Forschung zur CCS-Akzeptanz weiterhin dynamisch entwickelt, erhebt Übersicht 1 keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

⁵ Unter „Stakeholder“ werden komplexe Akteure verstanden, die ein professionelles Interesse an CCS aufweisen [De Coninck et al., 2006, Shackley et al., 2009, Van Alphen et al., 2007]. Stakeholder sind somit überwiegend Organisationen, die die Industrie, Nicht-Regierungsorganisationen (NGO), Politik, Verwaltung oder wissenschaftliche Einrichtungen repräsentieren.

Übersicht 1: Studien zur CCS-Akzeptanz nach Ländern

Land	Studien
Australien	[Ashworth et al., 2009, Ashworth & Gardner, 2006, Ashworth et al., 2006a, Ashworth et al., 2006b, Miller et al., 2007]
Frankreich	[Ha-Duong et al., 2009b]
Deutschland	[Denkstelle Hamburg, 2009, Duetschke, 2010, Fishedick et al., 2008, Pietzner et al., 2010, Schumann et al., 2010a]
Japan	[Itaoka et al., 2009, Itaoka et al., 2004, Itaoka et al., 2006, Itaoka et al., 2010, Tokushige et al., 2006, Tokushige et al., 2007, Uno et al., 2004]
Kanada	[Sharp, 2005, Sharp et al., 2006, Sharp et al., 2009]
Niederlanden	[Daamen et al., 2006, De Best-Waldhober et al., 2009a, De Best-Waldhober et al., 2008, de Best-Waldhober et al., 2009b, De Best-Waldhober et al., 2010, De Coninck et al., 2006, Huijts et al., 2007, Van Alphen et al., 2007]
Schweden	[AGS, 2007]
Schweiz	[Wallquist et al., 2009, Wallquist et al., 2010]
Spanien	[Solá et al., 2008]
USA	[Curry et al., 2007, Curry et al., 2004, Fleishman et al., 2010, Palmgren et al., 2004a, Palmgren et al., 2004b]
Großbritannien	[Curry et al., 2005, Gough & Shackley, 2006, Gough et al., 2006, Roberts & Mander, 2010, Shackley et al., 2004a, Shackley & McLachlan, 2006, Shackley et al., 2009, Shackley et al., 2007]
Quelle: Eigene Darstellung	
IEK-STE 2012	

Bei der dritten vergleichenden Studie handelt es sich um ein Projekt, das durch die Fossil Energy Coalition (FENCO ERA-NET) initiiert und in sechs Ländern durchgeführt wurde: Deutschland, Griechenland, Niederlanden, Norwegen, Rumänien und Großbritannien [Schumann, 2009]. Im Rahmen dieses Projekts wurden zwei Methoden angewendet, die in allen beteiligten Ländern auf die gleiche Weise umgesetzt wurden: 1. eine vergleichende Studie der Effektivität von zwei Methoden der CCS-Kommunikation und 2. eine repräsentative Befragung der Bevölkerung bezüglich ihres Wissens und ihrer Einstellungen gegenüber CCS auf regionaler und/oder nationaler Ebene [Daamen et al., 2011, Pietzner et al., 2011, Reiner et al., 2010a, Schumann, 2009].

Gegenstand der Mehrheit der bisherigen CCS-Akzeptanzstudien ist die Erhebung der Bekanntheit, des Wissens und der spontanen Einstellungen in der Bevölkerung sowie die Identifizierung von Bedingungen und Faktoren, die sich auf die Akzeptanz der Techniken auswirken können. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Akzeptanz von CCS noch nicht zuverlässig gemessen werden kann, weil die Bevölkerung bisher nur wenig Wissen über die CCS-Techniken hat, vgl. [Curry et al., 2007, Duetschke, 2010, Ha-Duong et al., 2009a, Itaoka et al., 2009, Miller et al., 2007, Pietzner et al., 2011, Reiner et al., 2006a].

Zur Erhebung der Bekanntheit, des Wissens und der spontanen Einstellungen zu CCS wurden vorwiegend moderierte Gruppendiskussionen (z. B. Fokusgruppen, Bürgerpanel oder regionale Dialoge), vgl. z. B. [Ashworth & Gardner, 2006, Ashworth et al., 2006b, Roberts &

Mander, 2010, Shackley et al., 2004a, Shackley et al., 2004b], qualitative Tiefeninterviews, vgl. z. B. [Wallquist et al., 2009], oder standardisierte Befragungen, vgl. z. B. [Ashworth & Gardner, 2006, Ashworth et al., 2006b, Ha-Duong et al., 2009a, Huijts, 2003, Itaoka et al., 2006, Miller et al., 2007, Pietzner et al., 2011, Reiner et al., 2010a, Tokushige et al., 2007], durchgeführt.

Vorteile von moderierten Gruppendiskussionen sind in diesem Zusammenhang, dass Laien über ein ihnen bis dahin unbekanntes Thema informiert werden, intensiv darüber diskutieren und im Verlauf dieser Diskussion eine Meinung zu dem Thema entwickeln können. Zudem bieten Gruppendiskussionen auch die Möglichkeit, dass bei Unklarheiten direkte Nachfragen an den/die Experten gestellt werden können, die über das Thema informieren.

Nachteile von moderierten Gruppendiskussionen sind, dass auch eine gute Moderation möglicherweise nicht verhindern kann, dass einzelne Personen keine eigenständige Meinung entwickeln, sondern ihre Meinung an die von ihnen vermutete Gruppenmeinung anpassen [Janis, 1972]. Des Weiteren haben Gruppendiskussionen den Nachteil, dass die Anzahl der Teilnehmerinnen und Teilnehmer im Regelfall sehr klein ist⁶, sodass die Ergebnisse nicht verallgemeinerbar sind. Gruppendiskussionen sind daher geeignet, die Bekanntheit, das Wissen und die spontanen Einstellungen von Laien zu CCS explorativ zu untersuchen, eignen sich aber kaum, kausale Zusammenhänge zwischen relevanten Einflussfaktoren und Einstellungen zu CCS zu identifizieren.

Geeignete Methoden, um kausale Zusammenhänge zwischen relevanten Einflussfaktoren und Einstellungen zu CCS zu untersuchen, sind statistische Verfahren, experimentelle Ansätze, Strukturgleichungsmodellierung (SEM) oder agentenbasierte Simulation. Bei den statistischen Verfahren, die in den bisherigen CCS-Akzeptanzstudien vorwiegend angewendet wurden, handelt es sich um Regressionsanalyse, Varianzanalyse (analysis of variance, ANOVA), Mediatoranalyse und Pfadanalyse [Huijts et al., 2007, Miller et al., 2007, Sharp et al., 2009, Terwel et al., 2011, Tokushige et al., 2007, Wallquist et al., 2010]. Datengrundlage für diese statistischen Verfahren waren zumeist die Ergebnisse standardisierter Befragungen.

Ein wesentlicher Vorteil der Verwendung von Ergebnissen standardisierter Befragungen für die Anwendung statistischer Verfahren ist, dass, im Vergleich zu Gruppendiskussionen, eine größere Anzahl an Fällen in die Analyse einbezogen werden kann. Inwieweit die Ergebnisse der statistischen Analysen dadurch verallgemeinerbar sind, hängt jedoch davon ab, ob die Befragten nur aus bestimmten Bevölkerungsgruppen kommen oder ob es sich um repräsentative Bevölkerungsbefragungen auf der Grundlage von Zufallsstichproben handelt.

Allerdings sind standardisierte Befragungen (noch) nicht geeignet, um die Akzeptanz von CCS zu messen, da Meinungen von Befragten zu CCS, die in traditionellen Meinungsumfragen erhoben werden, zumeist sogenannte „Pseudo-Meinungen“ sind [Bishop et al., 1980, De Best-Waldhober et al., 2008]. Dabei handelt es sich um Meinungen, die von Personen zu einem Thema geäußert werden, obwohl sie wenig oder gar nichts über dieses Thema wissen.

⁶ Beispielsweise wird für Fokusgruppen eine Gruppengröße zwischen sechs und zehn Personen empfohlen, vgl. z. B. [Lamnek, 1995].

Studien haben gezeigt, dass Pseudo-Meinungen zu CCS sehr instabil sind und sehr leicht durch Informationen oder durch leichte Veränderungen der Stimmungslage geändert werden können [Daamen et al., 2006, De Best-Waldhober et al., 2008].

Aufgrund dessen werden standardisierte Befragungen zurzeit vorwiegend verwendet, um die Bekanntheit, das Wissen und die spontanen Einstellungen von Laien zu CCS zu ermitteln. Diese Ergebnisse können beispielsweise verwendet werden, um mit SEM-Analysen kausale Zusammenhänge zwischen relevanten Einflussfaktoren und der Veränderung spontaner Einstellungen zu CCS zu untersuchen [Schumann et al., 2011].

Weitere Ansätze, die geeignet sind, trotz des geringen Wissensstandes in der Bevölkerung, Bedingungen und Faktoren zu identifizieren, die sich auf die Akzeptanz von CCS auswirken können, sind experimentelle Ansätze und agentenbasierte Simulation. Experimentelle Ansätze wurden in den CCS-Akzeptanzstudien vor allem angewendet, um den Einfluss von Vertrauen in Stakeholder auf die Akzeptanz von CCS [Terwel, 2009, Terwel et al., 2011], den Einfluss der Zusammenarbeit von Stakeholdern auf die Effektivität von CCS-Kommunikation [Ter Mors et al., 2010, Ter Mors, 2009] sowie die Effektivität unterschiedlicher Kommunikationsmethoden [Daamen et al., 2011] zu untersuchen. Agentenbasierte Simulation wurde in der CCS-Akzeptanzforschung bisher angewendet, um den Einfluss von Kommunikation auf das Wissen und die Einstellungen in der Bevölkerung zu CCS zu untersuchen [Schumann & Simon, 2009, Schumann et al., 2010b].

Zusammenfassend werden also in der CCS-Akzeptanzforschung die gesamte Bandbreite der quantitativen und qualitativen Methoden der empirischen Sozialforschung sowie experimentelle Ansätze und agentenbasierte Simulation genutzt. Zentrale Ergebnisse der vorliegenden Studien werden im folgenden Abschnitt erläutert.

II.3 Zentrale Ergebnisse der CCS-Akzeptanzforschung

Ein wesentliches länderübergreifendes Ergebnis bisheriger CCS-Akzeptanzstudien ist, dass die Bekanntheit von CCS in der Bevölkerung bislang sehr gering ist [Curry et al., 2007, Duetschke, 2010, Ha-Duong et al., 2009a, Itaoka et al., 2009, Miller et al., 2007, Pietzner et al., 2011, Reiner et al., 2010a]. In einer der ersten repräsentativen Befragungen zu CCS, die im Jahr 2003 in den USA durchgeführt wurde, hatten lediglich 4 % der Befragten schon einmal von CCS gehört [Curry, 2004]. Diese Befragung wurde 2003/2004 in Schweden, Großbritannien und Japan repliziert (vgl. Abschnitt III.2.2.2). Die Ergebnisse verdeutlichten, dass der Anteil der Befragten, die schon einmal von CCS gehört hatten, in Großbritannien 5 %, in Schweden 15 % und in Japan 22 % betrug [Reiner et al., 2006a]. Weitere repräsentative Befragungen, die in den Jahren 2004 bis 2006 stattfanden, zeigten ebenfalls, dass die Anteile der Befragten, die schon einmal von CCS gehört hatten, gering waren: in den Niederlanden waren es 9 % bis 25 %, in Australien 27 % bis 29 %, in Kanada 11 % und in Frankreich 34 % [Ashworth et al., 2006b, Daamen et al., 2006, Ha-Duong et al., 2009a, Sharp, 2005].⁷

⁷ Auch wenn alle Studien eine geringe Bekanntheit von CCS verdeutlichen, können lediglich die Anteilswerte der aufeinander abgestimmten Befragungen in den USA, Großbritannien, Schweden und Japan direkt

In den letzten Jahren hat die Bekanntheit von CCS jedoch deutlich zugenommen. War sie in den USA im Jahr 2006 im Vergleich zu 2003 lediglich um einen Prozentpunkt von 4 % auf 5 % gestiegen [Curry et al., 2007], zeigen die Ergebnisse der repräsentativen Befragungen, die Ende 2009/Anfang 2010 im Rahmen der vergleichenden FENCO ERA-NET-Studie durchgeführt wurden, dass CCS in der Bevölkerung nicht mehr unbekannt ist (vgl. Tabelle 1). Beispielsweise ist der Anteil der Befragten in Großbritannien, die schon einmal von CCS gehört haben, im Vergleich zur Studie von 2003/2004 um 33 Prozentpunkte gestiegen und betrug im Jahr 2009 38,1 %.⁸

In Norwegen, in dem seit 1996 das CO₂, das bei der Reinigung des Erdgases aus dem Sleipner West Reservoir anfällt, aufgefangen und in dem Utsira Reservoir gespeichert wird⁹, hatten 62,6 % der Befragten angegeben, dass sie schon einmal von CCS gehört haben. Auch in Griechenland und Rumänien, in denen bisher noch keine konkreten CCS-Vorhaben geplant sind, war die Bekanntheit der Techniken mit 23,5 % bzw. 24,3 % der Befragten deutlich höher als in den ersten Studien, die in den USA, Großbritannien, Schweden und Japan durchgeführt worden waren.

Tabelle 1: Bekanntheit von CCS in der Bevölkerung (Angaben in Prozent)

Land	Nein, noch nie gehört	Ja, schon gehört, weiß aber nichts oder kaum etwas darüber	Ja, schon gehört und weiß einiges oder vieles darüber	Gesamt
Deutschland (n=1017)	62,0	28,3	9,7	100
Griechenland (n=1000)	76,5	18,7	4,8	100
Niederlande (n=1109)	50,0	44,5	5,5	100
Norwegen (n=1000)	37,4	45,2	17,4	100
Rumänien (n=1002)	75,7	21,4	2,9	100
Großbritannien (n=1040)	61,9	31,8	6,3	100
<i>Gesamt</i>	<i>60,4</i>	<i>31,9</i>	<i>7,7</i>	<i>100</i>

Quelle: Eigene Darstellung, in Anlehnung an [Pietzner et al., 2011]

IEK-STE 2012

Der Sachverhalt, dass die Bekanntheit von CCS im Zeitverlauf gestiegen ist, bedeutet aber nicht, dass das Wissen über die Techniken in der Bevölkerung zugenommen hat. Bereits in der ersten vergleichenden Auswertung der vier repräsentativen Befragungen in den USA, Großbritannien, Schweden und Japan wurde deutlich, dass Laien oftmals falsche Vorstellungen

miteinander verglichen werden, da hier die gleiche Frage gestellt wurde, um die Bekanntheit von CCS zu erheben [Reiner et al., 2006a].

⁸ Beim Vergleich der Anteilswerte für Großbritannien aus der Studie im Jahr 2003/2004 und der Studie 2009 ist zu berücksichtigen, dass die Frageformulierung in den beiden Studien zwar sehr ähnlich, aber nicht identisch war, vgl. [Curry et al., 2005, Reiner et al., 2010b].

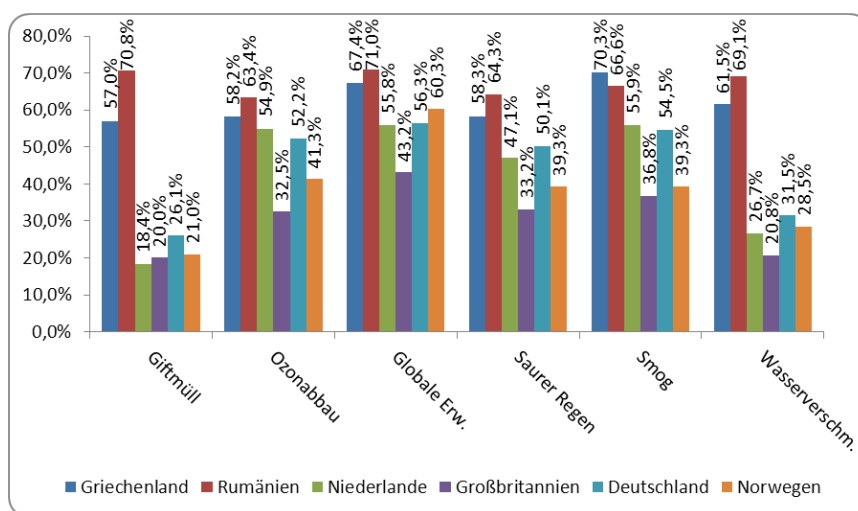
⁹ Zu den Details vgl.: <http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/Co2Management/Pages/SleipnerVest.asp>.

gen von den CCS-Techniken haben: beispielsweise hatten rund ein Viertel bis mehr als die Hälfte der Befragten in den vier Ländern angegeben, dass CCS dazu beitragen kann, Smog oder sauren Regen zu verringern. Zudem wussten in den USA nur rund 25 % und in Großbritannien nur rund 50 %, dass CCS einen Beitrag zur Reduzierung der globalen Erwärmung leisten kann. In Schweden wussten dies rund 60 % der Befragten, während es in Japan mehr als 75 % waren [Reiner et al., 2006a].

Die Ergebnisse der vergleichenden FENCO ERA-NET-Studie verdeutlichen, dass falsche Vorstellungen über CCS auch sechs Jahre später noch weit verbreitet sind (vgl. Abbildung 1). Beispielsweise wussten in Großbritannien nur 43,2 %, dass CCS einen Beitrag zur Reduzierung der globalen Erwärmung leisten kann, während es in Rumänien 71 % und in Griechenland 67,4 % waren. Allerdings waren in Griechenland und Rumänien aber auch die Vorstellungen unter den Befragten, dass CCS Giftmüll, Ozonabbau, sauren Regen, Smog und Wasserverschmutzung reduzieren kann, deutlich häufiger verbreitet als in den anderen Ländern.

Zudem lassen die in etwa gleich hohen Anteile der Befragten, die jeweils in den Niederlanden, Großbritannien, Deutschland und Norwegen geantwortet hatten, dass CCS Ozonabbau, globale Erwärmung, sauren Regen oder Smog reduzieren kann, vermuten, dass Laien diese vier Umweltprobleme kaum voneinander unterscheiden können, weil sie nur wenig Wissen darüber haben. Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass Laien eine eher diffuse Vorstellung von den CCS-Techniken und von den Umweltproblemen haben, zu deren Reduzierung sie beitragen können.

Abbildung 1: Umweltprobleme, die nach Vorstellung der Bevölkerung durch CCS reduziert werden können



Anteile der Befragten, die antworteten „Kann durch CCS reduziert werden“

Quelle: Eigene Berechnungen

IEK-STE 2012

Während die CCS-Akzeptanzstudien somit weitgehend zu dem übereinstimmenden Ergebnis kommen, dass die Bevölkerung bisher nur wenig Wissen über CCS hat, sind die Ergebnisse der Untersuchungen hinsichtlich der spontanen Einstellungen und der Wirkung von Informationen auf die Veränderung dieser spontanen Einstellungen nicht eindeutig. Beispielsweise veranschaulichten [Curry et al., 2007, Shackley et al., 2004b], dass Bürgerinnen und Bürger, die CCS spontan eher negativ gegenüberstanden, positivere Einstellungen entwickelten, nach dem sie Informationen über die Techniken erhalten hatten. Hingegen zeigte [Palmgren et al., 2004b], dass Bürgerinnen und Bürger, die spontan leicht negative Einstellungen bezüglich CCS aufwiesen, den Techniken nach Erhalt von Informationen noch negativer gegenüberstanden. Auch [De Best-Waldhober et al., 2006, Itaoka et al., 2006] zeigten, dass Bürgerinnen und Bürger nach dem Erhalt von Informationen negativere Einstellungen gegenüber CCS aufwiesen als vor dem Erhalt von Informationen.

Die Ergebnisse der vergleichenden FENCO ERA-NET-Studie verdeutlichten, dass die Veränderung spontaner Einstellungen von dem Inhalt der Informationen abhängig war: in vier der sechs Länder änderten die Befragten ihre Einstellungen ins Positive nachdem sie positive Informationen erhalten hatten und ins Negative nachdem sie negative Informationen erhalten hatten [Pietzner et al., 2011]. In Rumänien hingegen wiesen die Befragten nach dem Erhalt von negativen Informationen positivere Einstellungen auf als vorher und in Deutschland hatten die Befragten nach dem Erhalt von positiven Informationen negativere Einstellungen zu CCS als vor dem Erhalt der Informationen.

Alle genannten Untersuchungen bestätigen damit die oben erläuterten Ergebnisse der Forschung zu Pseudo-Meinungen, indem sie zeigen, dass spontane Einstellungen zu CCS sehr leicht durch Informationen verändert werden können. Vor diesem Hintergrund wurde daher in CCS-Akzeptanzstudien die Frage untersucht, welche Art von Informationen und welche Kommunikationsmethoden am effektivsten zur Herausbildung stabiler, konsistenter und wohlbegründeter Meinungen in der Bevölkerung beitragen [Daamen et al., 2011, Schumann, 2009, Ter Mors et al., 2010, Ter Mors et al., 2009].

Die Ergebnisse dieser Studien zeigen, dass Bürgerinnen und Bürger die Qualität von Informationen, die von Stakeholdern gemeinsam erstellt wurden als höherwertig beurteilen als die Qualität von Informationen, die von einzelnen Stakeholdern bereitgestellt wurden [Ter Mors et al., 2010, Ter Mors et al., 2009]. Hinsichtlich der Herausbildung stabiler, konsistenter und wohlbegründeter Meinungen wurde verdeutlicht, dass sowohl Fokusgruppen als auch Information-Choice-Questionnaires (ICQ)¹⁰ geeignet sind, Laien dabei zu unterstützen, solche qualitativ höherwertigen Einstellungen zu CCS zu entwickeln. Im Vergleich wiesen jedoch Bürgerinnen und Bürger, die einen ICQ ausgefüllt hatten, stabilere und konsistentere Einstel-

¹⁰ Bei einem ICQ handelt es sich um einen spezifischen, mit Informationen erweiterten, computergestützten Fragenbogen, der es den Befragten ermöglichen soll, die ihnen gegebenen Informationen zu nutzen, um eine eigenständige Meinung zu entwickeln [De Best-Waldhober et al., 2008]. Vor der erläuterten Studie wurde der ICQ u. a. in den Niederlanden verwendet, um die Bekanntheit von CCS zu erheben und die Herausbildung informierter Meinungen bezüglich verschiedener CCS-Optionen bzw. bezüglich CCS im Vergleich zu anderen CO₂-Minderungsstrategien zu untersuchen [De Best-Waldhober & Daamen, 2006, De Best-Waldhober et al., 2008].

lungen zu den Techniken auf und waren stärker von ihren Meinungen überzeugt, als Bürgerinnen und Bürger, die an einer Fokusgruppe teilgenommen hatten [Daamen et al., 2011]. Die Vermittlung von Informationen über CCS war somit effektiver, wenn sie mittels eines ICQ erfolgte als wenn sie im Rahmen von Fokusgruppen stattfand.

Aufgrund der wohlbekannten Studien, die aufgezeigt haben, dass die Akzeptanz neuer Techniken (z. B. Gentechnik und Nanotechnologien) in hohem Maß durch Vertrauen sowie durch Risiko- und Nutzenwahrnehmungen beeinflusst wird [Siegrist, 2000, Siegrist et al., 2007], wurde die Bedeutung dieser Faktoren ebenfalls in CCS-Akzeptanzstudien untersucht, z. B. [Huijts et al., 2007, Miller et al., 2007, Sharp et al., 2009, Terwel et al., 2011, Tokushige et al., 2007, Wallquist et al., 2010]. Beispielsweise haben [Tokushige et al., 2007] gezeigt, dass hohes Vertrauen in die Betreiber von CO₂-Speicherung zu einer geringeren Risiko- und ein höheren Nutzenwahrnehmung von CCS führt. Zudem hatte Vertrauen einen indirekten Einfluss auf die Akzeptanz von CCS, da diese positiv durch die Nutzenwahrnehmung und negativ durch die Risikowahrnehmung beeinflusst wurde [Tokushige et al., 2007].

[Huijts et al., 2007] haben des Weiteren verdeutlicht, dass das Vertrauen von Bürgerinnen und Bürger in CCS-Stakeholder abhängig ist von der Kompetenz und den Intentionen, die den Stakeholdern zugeschrieben werden sowie von der Übereinstimmung von Zielen und Ansichten zwischen der/dem vertrauenden Bürgerin/Bürger und dem zu vertrauenden Stakeholder. Ferner hat [Huijts et al., 2007] festgestellt, dass den Umweltorganisationen das meiste Vertrauen von der Bevölkerung entgegengebracht wird, während den wirtschaftlichen Akteuren am wenigsten vertraut wird.

Während [Huijts et al., 2007, Tokushige et al., 2007] Daten von Befragungen für ihre Untersuchungen genutzt haben, haben [Terwel et al., 2011] einen experimentellen Ansatz angewendet, um zu untersuchen, auf welche Weise die Akzeptanz von CCS durch Vertrauen in CCS-Stakeholder beeinflusst wird. Hierfür haben sie kompetenzbasiertes („competence-based“) und integritätsbasiertes („integrity-based“) Vertrauen¹¹ unterschieden und herausgefunden, dass Laien, die einem CCS-Befürworter ein höheres kompetenzbasiertes Vertrauen entgegenbringen, den CCS-Techniken geringere Risiken und höheren Nutzen zuschreiben als Laien, die ein geringeres kompetenzbasiertes Vertrauen aufweisen. Hingegen nehmen Laien, die ein geringeres integritätsbasiertes Vertrauen in einen CCS-Befürworter haben, eine negativere Haltung gegenüber den Techniken ein als Laien, die ein höheres integritätsbasiertes Vertrauen aufweisen.

Auch [Terwel et al., 2011] stellten fest, dass die Bevölkerung ein höheres Vertrauen in Umweltorganisationen als in industrielle Stakeholder hat. Als Ursache hierfür konnten sie aufzeigen, dass Laien den Stakeholdern unterschiedliche organisationale Motive zuschreiben: während industrielle Stakeholder als Organisationen gesehen werden, die durch Eigeninteressen motiviert sind, werden Umweltorganisationen als Akteure gesehen, die in einem grö-

¹¹ „Competence-based trust, refers to trust originating from perceived organizational expertise and experience concerning the issue at hand. Integrity-based trust, refers to trust based on beliefs about whether or not the organization is open, honest, and truly concerned with public interest, cf. [Metlay, 1999]“ [Terwel et al., 2011].

ßeren Umfang gesellschaftliche Interessen verfolgen. Daher setzen Laien mehr (integritäts-basiertes) Vertrauen in Umweltorganisationen als in industrielle Stakeholder [Terwel et al., 2011].

Im Unterschied zu [Huijts et al., 2007, Terwel et al., 2011, Tokushige et al., 2007] haben [Schumann et al., 2011] eine komparative SEM-Analyse durchgeführt, um den Einfluss von Wissen, Vertrauen, Risiko- und Nutzenwahrnehmungen auf die Stabilität von spontanen Einstellungen zu CCS in Deutschland und Norwegen zu untersuchen. Die Ergebnisse der Analyse, die mit Daten repräsentativer Bevölkerungsbefragungen durchgeführt wurde, zeigen, dass die Stabilität von spontanen Einstellungen zu CCS in beiden Ländern auf die gleiche Weise durch das Wissen und die Risikoeinschätzung beeinflusst wird: je höher das Wissen oder je höher das wahrgenommene Risiko von CCS, desto stabiler sind die spontanen Einstellungen zu den Techniken. In Norwegen wurde die Stabilität von spontanen Einstellungen zudem durch die Nutzeinschätzung beeinflusst. So hatten Bürgerinnen und Bürger, die den Techniken einen geringeren Nutzen zuschrieben, stabilere Einstellungen als Personen, die den Techniken einen höheren Nutzen beimaßen.

Der Einfluss von Wissen auf die Risiko- und Nutzenwahrnehmungen sowie der Einfluss von Vertrauen auf die Stabilität spontaner Einstellungen fiel jedoch in beiden Ländern unterschiedlich aus: in Deutschland schätzten Personen den Nutzen von CCS geringer ein, wenn sie mehr Wissen hatten, während in Norwegen die Personen, die mehr Wissen hatten, die Risiken von CCS geringer einschätzten. Höheres Vertrauen in Umweltorganisationen führte bei deutschen Bürgerinnen und Bürgern zu einer höheren Risikowahrnehmung und bei norwegischen Bürgerinnen und Bürgern zu einer höheren Nutzenwahrnehmung. Vertrauen in politische Entscheidungsträger und politische Parteien führte bei den Befragten in Deutschland zu einer höheren Nutzenwahrnehmung von CCS, während es in Norwegen keinen Einfluss auf die Risiko- und Nutzenwahrnehmungen hatte.

III Gesellschaftliche Akzeptanz von CCS in Deutschland

Die erste wissenschaftliche Studie, die in Deutschland zur gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS durchgeführt wurde, war das Gemeinschaftsprojekt „Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene“. Dieses vom Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) geförderte Projekt wurde vom Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI) koordiniert und von 2006 bis 2007 gemeinsam mit dem Fraunhofer Institut (ISI), der BSR Sustainability GmbH und der IEK-STE des Forschungszentrums Jülich umgesetzt [Cremer et al., 2008, Fishedick et al., 2009]. Angewendete Methoden des Projekts waren Literatur- und Dokumentenanalyse, Medienanalyse und eine Stakeholderbefragung. Eine repräsentative Befragung der Bevölkerung zur Akzeptanz von CCS fand im Rahmen dieses Projekts jedoch nicht statt.

Die ersten Studien zur Erhebung der Bekanntheit und der Einstellungen der deutschen Bevölkerung zu CCS wurden im Jahr 2009 durchgeführt. Im Auftrag des Informationszentrums

klimafreundliches Kohlekraftwerk e.V. (IZ Klima) führte die 'denkstelle hamburg' eine repräsentative Studie zum Kenntnisstand der Bevölkerung zu den Themen Klimaschutz, CO₂, CCS sowie zu Assoziationen zum Thema Strom durch. Die Ergebnisse der Studie verdeutlichten, dass nur etwa 1 % der Befragten in der Lage war, die CCS-Technologien ungestützt zu beschreiben [Denkstelle Hamburg, 2009]. Hinsichtlich der Bewertung der einzelnen Prozessschritte der CCS-Technologien wurde deutlich, dass „80% der Befragten (...) keine Schwierigkeiten bei der Abscheidung des Klimagases im Kraftwerksprozess (sahen). Den Transport des abgeschiedenen CO₂ empfanden hingegen über 70% - die Speicherung sogar über 75% - der Studienteilnehmer als problematisch“ [Denkstelle Hamburg, 2009].

Anfang 2009 startete ebenfalls das oben erläuterte FENCO ERA-NET-Projekt, das in Deutschland unter der Titel „CCS-Kommunikation“ gemeinsam von der IEK-STE und dem WI umgesetzt wurde. Im Rahmen dieses Projekts wurden Ende 2009 drei repräsentative Bevölkerungsbefragungen in Deutschland zu den Themen Umwelt, Energiequellen und CCS durchgeführt. Erstmals fanden dabei parallel zu einer bundesweiten Befragung zwei regionale Befragungen statt: in der Region „Rheinschiene“, um damit eine Region zu repräsentieren, in der ein CCS-Demonstrationskraftwerk geplant ist, und in der Region „Nördliches Schleswig-Holstein“, um damit eine Region abzubilden, in der potenzielle Speicherstätten für CO₂ vorhanden sind.

Schwerpunkte der drei repräsentativen Befragungen waren die Erhebung der Bekanntheit und des Wissens der Bevölkerung über CCS, ihre spontanen Einstellungen zu CCS allgemein und zur Genehmigung eines CCS-Demonstrationskraftwerks sowie die Veränderungen dieser Einstellungen nach dem Erhalt von kurzen Informationen über die drei Prozessschritte Abscheidung, Transport und Speicherung. Als Kontext für die Herausbildung und die Veränderungen von Einstellungen zu CCS wurde zudem erhoben, für wie wichtig die Bevölkerung das Thema „Umwelt“ erachtet und welche Einstellungen sie zur Nutzung unterschiedlicher Energiequellen hat.¹²

Die Daten dieser repräsentativen Befragungen wurden für die vorliegende Studie genutzt, um die Bekanntheit, das Wissen und die spontanen Einstellungen sowie die Risiko- und Nutzeinschätzungen von CCS in Deutschland, differenziert für unterschiedliche Personengruppen und Regionen, zu untersuchen. Zudem wurde untersucht, durch welche Faktoren die spontane Einschätzung von CCS in der deutschen Bevölkerung beeinflusst wird.

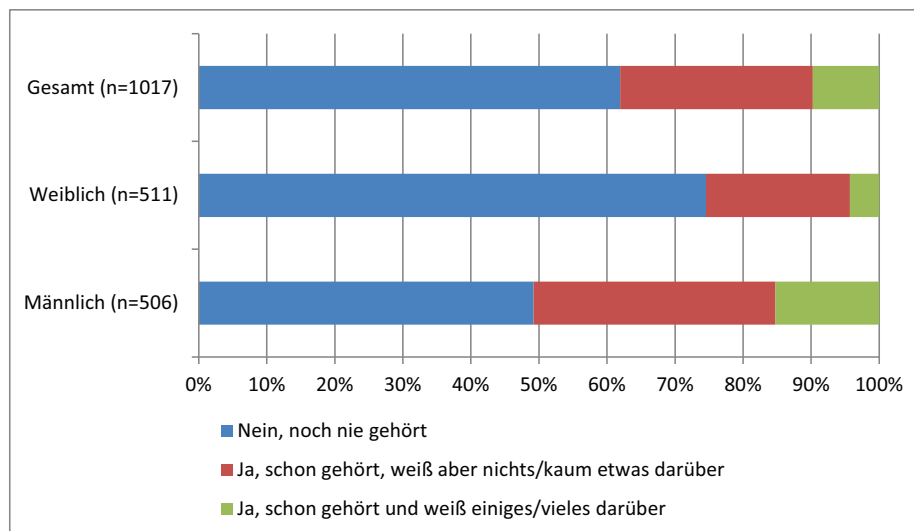
III.1 Bekanntheit und Wissen zu CCS

CCS ist in der deutschen Bevölkerung nicht mehr unbekannt. 38 % der deutschen Bevölkerung gaben an, schon einmal von CCS gehört zu haben (vgl. Abbildung 2). Allerdings unterscheidet sich Bekanntheit von CCS nach Geschlecht, Berufsausbildung und Regionen. Abbildung 2 verdeutlicht, dass rund die Hälfte der befragten Männer, aber nur rund ein Viertel der befragten Frauen angab, schon einmal von CCS gehört zu haben. Zudem antworteten 15,2 % der Männer, dass sie „einiges oder vieles“ über CCS wissen, während nur 4,3 % der

¹² Eine vollständige englischsprachige Version des verwendeten Fragebogens ist in [Reiner et al., 2010b] dokumentiert.

Frauen diese Antwort gaben. Statistische Tests zeigen, dass diese geschlechtsspezifischen Unterschiede signifikant sind.¹³

Abbildung 2: Bekanntheit von CCS nach Geschlecht



Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

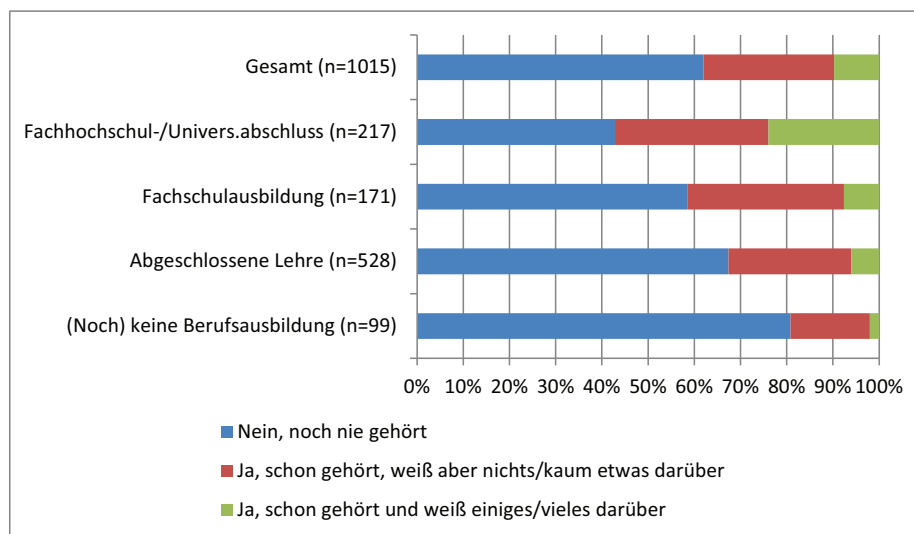
Hinsichtlich der Berufsausbildung veranschaulicht Abbildung 3, dass die Bekanntheit von CCS bei Personen, die (noch) keine Berufsausbildung aufweisen, deutlich geringer ausfällt als bei Personen mit abgeschlossener Ausbildung oder akademischem Abschluss. 80,8 % der Befragten ohne Berufsabschluss gaben an, noch nie von CCS gehört zu haben, während von den Befragten mit Fachhochschul- oder Universitätsabschluss nur 42,9 % diese Antwort gaben. Diese Ergebnisse, die ebenfalls statistisch signifikant sind, stimmen mit Ergebnissen aus der Innovationsforschung überein, die verdeutlicht haben, dass Personen, die zuerst über neue Techniken informiert sind, ein höheres Qualifikationsniveau haben als Personen, die später über neue Techniken informiert sind [Rogers, 2003].

Differenziert nach Regionen zeigt Abbildung 4, dass über die Hälfte der Befragten in Schleswig-Holstein angab, schon einmal von CCS gehört zu haben. Dies verdeutlicht, dass die Proteste gegen CCS in Schleswig-Holstein [Uken, 2009] u. a. dazu geführt haben, dass dort die Bekanntheit zumindest des Begriffs „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ deutlich höher ist

¹³ Statistisch signifikant besagt, dass ein Zusammenhang zwischen zwei oder mehreren Variablen mit einer bestimmten Irrtumswahrscheinlichkeit nicht durch Zufall zustande gekommen ist. Bei statistisch signifikanten Zusammenhängen kann daher angenommen werden, dass sie nicht nur für die jeweiligen Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Befragung gelten, sondern auch für die Personengruppe, die von den Befragungsteilnehmerinnen und -teilnehmern repräsentiert wird.

als in der Region Rheinschiene und in Deutschland*. ¹⁴ Dort gaben rund 38 % bzw. rund 42 % der Befragten an, schon einmal von CCS gehört zu haben. Auch die regionalen Unterschiede der Bekanntheit von CCS sind statistisch signifikant.

Abbildung 3: Bekanntheit von CCS nach Berufsausbildung

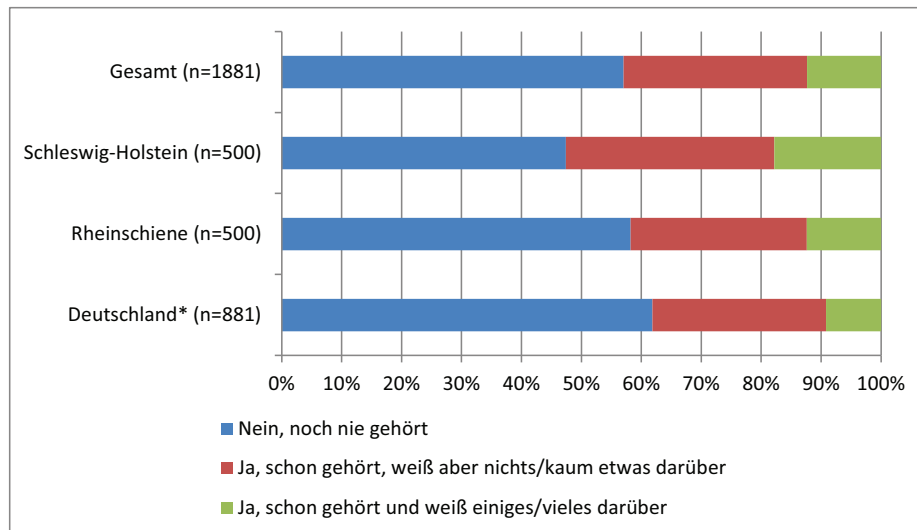


Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

Wie oben jedoch bereits erläutert wurde, bedingt der Tatbestand, dass Bürgerinnen und Bürger den Begriff „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ schon einmal gehört haben, nicht unbedingt, dass sie auch wissen, worum es sich dabei handelt. Tabelle 2 verdeutlicht, dass von den Befragten, die geantwortet hatten, dass sie schon einmal von CCS gehört haben, nur etwas mehr als die Hälfte wusste, dass CCS einen Beitrag zur Reduzierung globaler Erwärmung leisten kann. Statistische Tests zeigen, dass es bezüglich dieses Wissens zu CCS keine signifikanten Unterschiede gibt zwischen Männern und Frauen oder zwischen Personen mit unterschiedlichem Berufsabschluss. Die Unterschiede zwischen den Regionen sind hingegen statistisch signifikant und deuten darauf hin, dass die Befragten in den Regionen Rheinschiene und Schleswig-Holstein häufiger wussten, dass CCS zur Reduzierung der globalen Erwärmung beitragen kann als die Befragten in der Region Deutschland*.

¹⁴ Da auch Bürgerinnen und Bürger aus den Regionen Rheinschiene und Nördliches Schleswig-Holstein an der bundesweiten Befragung teilnahmen, wurden diese für den regionalen Vergleich aus dem bundesweiten Datensatz herausgenommen. Bei der als „Deutschland*“ bezeichneten Region handelt es sich somit um „Deutschland ohne Rheinschiene und Schleswig-Holstein“. Sie umfasst 881 Fälle, während der gesamte bundesweite Datensatz mit den beiden Regionen 1017 Fälle enthält.

Abbildung 4: Bekanntheit von CCS nach Regionen

Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

Tabelle 2: Wissen zu CCS**Globale Erwärmung kann...**

	durch CCS reduziert werden		durch CCS nicht reduziert werden		Ich weiß nicht		Gesamt
	Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl	%	Anzahl
Geschlecht							
Männer	151	58,8	75	29,2	31	12,1	257
Frauen	67	51,5	50	38,5	13	10,0	130
Gesamt	218	56,3	125	32,3	44	11,4	387
Berufsausbildung							
(Noch) keine Berufsausbildung	10	52,6	7	36,8	2	10,5	19
Abgeschlossene Lehre	97	56,4	52	30,2	23	13,4	172
Fachschulausbildung	38	53,5	26	36,6	7	9,9	71
Fachhochschul-/Universitätsabschluss	73	58,9	39	31,5	12	9,7	124
Gesamt	218	56,5	124	32,1	44	11,4	386
Region							
Rheinschiene	141	67,5	43	20,6	25	12,0	209
Schleswig-Holstein	175	66,5	67	25,5	21	8,0	263
Deutschland*	191	56,8	107	31,8	38	11,3	336
Gesamt	507	62,7	217	26,9	84	10,4	808

Angaben der Befragten, die antworteten „Ja, schon von CCS gehört“

Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

III.2 Spontane Einstellungen zu CCS

Obwohl die Mehrheit der Bevölkerung kein oder nur wenig Wissen zu CCS hat, weist sie dennoch spontane Einstellungen zu den Techniken auf. Um diese spontanen Einstellungen zu erheben, wurden die Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Befragungen gebeten, auf einer Skala von 1 (=würde ich auf keinen Fall einsetzen) bis 7 (=würde ich auf jeden Fall einsetzen) anzugeben, ob sie CCS zur Bekämpfung der Erderwärmung einsetzen würden.¹⁵ Um zudem zu ermitteln, wie sich die spontanen Einstellungen aufgrund von Informationen verändern, wurde diese Frage zwei Mal gestellt: einmal bevor und einmal nachdem die Befragten Informationen zu CCS erhalten hatten.

Tabelle 3 verdeutlicht die spontanen Einstellungen zu CCS vor und nach dem Erhalt von Informationen sowie ihre Veränderungen, differenziert nach Geschlecht, Berufsausbildung und Region. Generell veranschaulichen die Mittelwerte, dass die Befragten die CCS-Techniken vor dem Erhalt von Informationen eher neutral beurteilten. Frauen bewerteten die CCS-Techniken spontan jedoch negativer als Männer. Dieser Unterschied ist statistisch signifikant.

Tabelle 3: Mittelwerte und Standardabweichungen (SD) der spontanen Einstellungen zu CCS vor und nach dem Erhalt von Informationen

	Vor dem Erhalt von Informationen		Nach dem Erhalt von Informationen		Veränderung
	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert
Geschlecht					
Männer (n=506)	4,25	1,94	4,01	1,94	-0,24
Frauen (n=511)	3,72	1,88	3,71	1,86	-0,01
<i>Gesamt (n=1017)</i>	<i>3,99</i>	<i>1,93</i>	<i>3,86</i>	<i>1,91</i>	<i>-0,13</i>
Berufsausbildung					
(Noch) keine Berufsausbildung (n=99)	4,01	1,94	4,14	1,97	0,13
Abgeschlossene Lehre (n=528)	3,89	1,91	3,74	1,89	-0,15
Fachschulausbildung (n= 171)	4,13	1,87	4,18	1,94	0,05
Fachhochschul-/Universitätsabschluss (n=217)	4,10	2,01	3,78	1,96	-0,32
<i>Gesamt (n=1015)</i>	<i>3,99</i>	<i>1,93</i>	<i>3,86</i>	<i>1,90</i>	<i>-0,13</i>
Region					
Rheinschiene (n=500)	3,84	1,83	3,65	1,81	-0,19
Schleswig-Holstein (n=500)	3,16	1,93	3,09	1,89	-0,07
Deutschland* (n=881)	4,04	1,94	3,89	1,91	-0,15
<i>Gesamt (n=1881)</i>	<i>3,75</i>	<i>1,94</i>	<i>3,61</i>	<i>1,90</i>	<i>-0,14</i>

Skala von 1 (=würde ich auf keinen Fall einsetzen) bis 7 (=würde ich auf jeden Fall einsetzen)

Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

¹⁵ In den Befragungen wurden zudem die spontanen Einstellungen zur Genehmigung eines CCS-Demonstrationskraftwerks erhoben, die jedoch im Rahmen des vorliegenden Beitrags nicht erläutert werden können. Ergebnisse hierzu befinden sich in [Schumann et al., 2010a].

Nach dem Erhalt von Informationen beurteilten sowohl Männer als auch Frauen CCS negativer als vorher. Diese negative Einstellungsänderung, die bei den Männern deutlich stärker ausfällt als bei den Frauen, ist jedoch nur in der Gruppe der männlichen Befragten statistisch signifikant.

Differenziert nach Berufsausbildung lassen sich keine statistisch signifikanten Unterschiede bei den spontanen Einstellungen vor Erhalt von Informationen feststellen. Nach dem Erhalt von Informationen beurteilten Befragte ohne Berufsausbildung und Befragte mit Fachschulausbildung die Techniken etwas positiver als vorher. Diese Einstellungsänderung ist jedoch nicht statistisch signifikant. Befragte mit abgeschlossener Lehre oder akademischem Abschluss wiesen nach Erhalt von Informationen negativere Einstellungen auf als vorher. Diese negative Einstellungsänderung ist jedoch nur für die Gruppe der FH- und Universitätsabsolventinnen und -absolventen statistisch signifikant.

Differenziert nach Regionen verdeutlichen die Mittelwerte in Tabelle 3, dass Befragte in der Region Schleswig-Holstein CCS vor dem Erhalt von Informationen deutlich negativer bewerteten als Befragte in der Region Rheinschiene oder Deutschland*. Dieser Unterschied ist statistisch signifikant. Nach dem Erhalt von Informationen wiesen die Befragten in allen Regionen eine negativere Einstellung zu den Techniken auf als vorher. Diese Einstellungsänderung ist jedoch nur in den Regionen Rheinschiene und Deutschland* statistisch signifikant.

Zusammenfassend wird CCS somit in der deutschen Bevölkerung spontan eher neutral bewertet, wobei Frauen die Techniken negativer einschätzen als Männer. Zudem beurteilen Bürgerinnen und Bürger der Region Schleswig-Holstein CCS spontan negativer als Bürgerinnen und Bürger der Regionen Rheinschiene und Deutschland*. Nach Berufsabschluss unterscheiden sich die spontanen Einstellungen zu CCS nicht voneinander.

Statistisch signifikante Einstellungsänderungen nach dem Erhalt von Informationen ließen sich bei männlichen Befragten, bei FH- und Universitätsabsolventinnen und -absolventen sowie in den Regionen Rheinschiene und Deutschland* feststellen. Bei Frauen, Personen ohne Berufsausbildung, mit abgeschlossener Lehre oder Fachschulausbildung und bei Bürgerinnen und Bürger in der Region Schleswig-Holstein waren die Einstellungsänderungen statistisch nicht signifikant, sodass davon ausgegangen werden kann, dass diese Personengruppen ihre Einstellungen nach dem Erhalt von Informationen lediglich marginal geändert hatten.

III.3 Risiko- und Nutzeneinschätzungen von CCS

Bisherige Studien zur Risiko- und Technikakzeptanz haben verdeutlicht, dass die Akzeptanz von Techniken in der Bevölkerung in hohem Maß durch intuitive Risikowahrnehmungen, aber auch durch Nutzenwahrnehmung und Vertrauen beeinflusst wird [Renn, 2005, Renn & Zwick, 1997, Siegrist, 2000, Siegrist et al., 2007]. Um die Risiko- und Nutzeneinschätzungen von CCS in der deutschen Bevölkerung zu erheben, erhielten die Teilnehmerinnen und Teilnehmer der repräsentativen Befragungen zunächst kurze Informationen über die drei Schritte der CCS-Prozesskette: Abscheidung, Transport und Speicherung. Anschließend wurden die

Befragten gebeten, auf einer Skala von 1 (=sehr gering) bis 7 (=sehr hoch) für jeden der drei Prozessschritte das persönliche Risiko, das Risiko für die Gesellschaft, den persönlichen Nutzen und den Nutzen für die Gesellschaft zu beurteilen.

Tabelle 4 veranschaulicht die persönlichen Risikoeinschätzungen der Abscheidung, des Transports und der Speicherung, differenziert nach Geschlecht, Berufsausbildung und Regionen. Generell verdeutlichen die Mittelwerte, dass das persönliche Risiko der drei Prozessschritte eher neutral beurteilt wurde, wobei jedoch das persönliche Risiko der Speicherung leicht höher eingeschätzt wurde als das der Abscheidung oder des Transports.

Zudem bewerteten Frauen nicht nur CCS insgesamt negativer als Männer, sondern schätzten auch die Risiken der drei Prozessschritte höher ein. Diese geschlechtsspezifischen Unterschiede der Risikowahrnehmung sind statistisch signifikant.

Bezüglich der Berufsausbildung verdeutlichen die Mittelwerte, dass Fachhochschul- und Universitätsabsolventinnen und -absolventen das persönliche Risiko der Abscheidung, des Transport und der Speicherung geringer einschätzten als Personen ohne Berufsausbildung, mit abgeschlossener Lehre oder mit Fachschulausbildung. Allerdings sind diese qualifikationsspezifischen Unterschiede nur hinsichtlich der Risikowahrnehmung des Transports und der Speicherung statistisch signifikant.

Tabelle 4: Mittelwerte und Standardabweichungen (SD) der Einschätzung des persönlichen Risikos der drei CCS-Prozessschritte

	Abscheidung		Transport		Speicherung	
Geschlecht	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD
Männer (n=506)	3,50	1,67	3,48	1,89	3,68	1,92
Frauen (n=511)	3,81	1,73	3,76	1,95	4,00	1,90
<i>Gesamt (n=1017)</i>	<i>3,66</i>	<i>1,71</i>	<i>3,62</i>	<i>1,93</i>	<i>3,84</i>	<i>1,92</i>
Berufsausbildung	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD
(Noch) keine Berufsausbildung (n=99)	3,68	1,50	3,75	1,90	3,92	1,71
Abgeschlossene Lehre (n=528)	3,70	1,69	3,72	1,92	3,95	1,95
Fachschulausbildung (n= 171)	3,83	1,65	3,70	1,86	3,92	1,90
Fachhochschul-/Universitätsabschluss (n=217)	3,44	1,86	3,29	1,97	3,47	1,92
<i>Gesamt (n=1015)</i>	<i>3,66</i>	<i>1,71</i>	<i>3,63</i>	<i>1,93</i>	<i>3,84</i>	<i>1,92</i>
Region	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD
Rheinschiene (n=500)	3,61	1,75	3,91	1,85	3,55	1,88
Schleswig-Holstein (n=500)	3,60	1,91	3,60	1,98	4,48	1,96
Deutschland* (n=881)	3,61	1,72	3,53	1,91	3,79	1,92
<i>Gesamt (n=1881)</i>	<i>3,61</i>	<i>1,78</i>	<i>3,65</i>	<i>1,92</i>	<i>3,91</i>	<i>1,95</i>

Skala von 1 (=sehr gering) bis 7 (=sehr hoch)

Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

Deutliche regionale Unterschiede zeigen sich bei der Bewertung des persönlichen Risikos der CO₂-Speicherung. Dieses wurde in der Region Schleswig-Holstein signifikant höher beurteilt als in den Regionen Rheinschiene und Deutschland*. Das persönliche Risiko des Transports wurde hingegen in der Region Rheinschiene höher eingeschätzt als in Schleswig-Holstein und Deutschland*. Bei der Beurteilung des persönlichen Risikos der Abscheidung lassen sich keine signifikanten regionalen Unterschiede feststellen.

Hinsichtlich des persönlichen Nutzens der drei Prozessschritte verdeutlichen die Mittelwerte in Tabelle 5, dass der persönliche Nutzen der CO₂-Speicherung und des Transports generell geringer eingeschätzt wird als der persönliche Nutzen der Abscheidung. Die Einschätzungen von Frauen und Männern unterscheiden sich hierbei statistisch nicht voneinander.

Statistisch signifikante Unterschiede in der Bewertung des persönlichen Nutzens der drei Prozessschritte nach Berufsausbildung gibt es nur bei der Bewertung der Abscheidung. Der Nutzen dieses Prozessschrittes wurde von Personen mit Fachschulausbildung und von Personen mit FH- oder Universitätsabschluss deutlich geringer bewertet als von Personen ohne Berufsausbildung oder von Personen mit abgeschlossener Lehre. Bei der Bewertung des Transports und der Speicherung sind die qualifikationsspezifischen Unterschiede statistisch nicht signifikant.

Tabelle 5: Mittelwerte und Standardabweichungen (SD) der Einschätzung des persönlichen Nutzens der drei CCS-Prozessschritte

	Abscheidung		Transport		Speicherung	
Geschlecht	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD
Männer (n=506)	3,45	1,70	3,18	1,77	3,18	1,78
Frauen (n=511)	3,60	1,76	3,35	1,72	3,29	1,72
<i>Gesamt (n=1017)</i>	<i>3,53</i>	<i>1,73</i>	<i>3,26</i>	<i>1,75</i>	<i>3,23</i>	<i>1,72</i>
Berufsausbildung	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD
(Noch) keine Berufsausbildung (n=99)	3,69	1,52	3,65	1,65	3,45	1,67
Abgeschlossene Lehre (n=528)	3,66	1,78	3,25	1,77	3,25	1,81
Fachschulausbildung (n= 171)	3,26	1,55	3,22	1,72	3,12	1,60
Fachhochschul-/Universitätsabschluss (n=217)	3,34	1,80	3,18	1,74	3,17	1,74
<i>Gesamt (n=1015)</i>	<i>3,53</i>	<i>1,73</i>	<i>3,27</i>	<i>1,75</i>	<i>3,23</i>	<i>1,75</i>
Region	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD	Mittelwert	SD
Rheinschiene (n=500)	3,41	1,70	3,19	1,78	3,10	1,76
Schleswig-Holstein (n=500)	3,43	1,83	3,17	1,75	3,02	1,78
Deutschland* (n=881)	3,54	1,73	3,29	1,75	3,28	1,76
<i>Gesamt (n=1881)</i>	<i>3,48</i>	<i>1,75</i>	<i>3,23</i>	<i>1,76</i>	<i>3,16</i>	<i>1,77</i>

Skala von 1 (=sehr gering) bis 7 (=sehr hoch)

Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

Regionale Unterschiede wies die Beurteilung des persönlichen Nutzens der CO₂-Speicherung auf. Diese fiel in Schleswig-Holstein am geringsten aus. Die Beurteilungen der CO₂-Abscheidung und des Transports in den Regionen unterscheiden sich hingegen statistisch nicht voneinander.

Zusammenfassend wird somit das persönliche Risiko der CO₂-Speicherung höher beurteilt als das persönliche Risiko der Abscheidung und des Transports. Dementsprechend wird der persönliche Nutzen der Speicherung geringer eingeschätzt als der persönliche Nutzen der beiden anderen Prozessschritte. Geschlechtsspezifische Unterschiede gibt es nur bei der Risikowahrnehmung, aber nicht bei der Nutzeneinschätzung. Dabei schätzen Frauen bei allen drei Prozessschritten das persönliche Risiko höher ein als Männer. Qualifikationsspezifische Unterschiede gibt es sowohl bei der Risikoeinschätzung des Transports und der Speicherung und bei der Nutzeneinschätzung der Abscheidung. Regionale Unterschiede zeigen sich hinsichtlich der Risikoeinschätzung der Speicherung und des Transports sowie bei der Nutzeneinschätzung der Speicherung.

III.4 Einflussfaktoren auf die spontane Einschätzung von CCS

In den vorherigen Abschnitten wurde anhand von Ergebnissen bivariater statistischer Analysen aufgezeigt, dass sich sowohl die Bekanntheit von CCS in Deutschland als auch die spontanen Einstellungen und die Risiko- und Nutzenwahrnehmungen in der Bevölkerung nach Geschlecht, Berufsausbildung und Region unterscheiden. Da jedoch mit bivariaten Analysen nur der Zusammenhang zwischen zwei Variablen untersucht werden kann (z. B. zwischen Geschlecht und Risikowahrnehmung oder Region und Nutzenwahrnehmung), kann auf der Grundlage bivariater Analysen nicht die Frage beantwortet werden, ob die spontane Einschätzung von CCS stärker durch das Geschlecht, durch die Berufsausbildung, durch die Regionszugehörigkeit oder durch andere Faktoren beeinflusst wird. Diese Frage kann nur dann beantwortet werden, wenn der gleichzeitige Einfluss mehrerer Faktoren auf die spontane Einschätzung von CCS untersucht wird. Hierfür ist die Durchführung multivariater statistischer Analysen notwendig, zu denen auch die Regressionsanalyse gehört.

Um die Frage zu beantworten, durch welche Faktoren die spontane Einschätzung von CCS besonders geprägt wird, wurde daher eine multiple lineare Regression durchgeführt. Abhängige Variable in diesem Regressionsmodell ist somit die „spontane Einschätzung von CCS“, bei der es sich um einen Index handelt, der aus den drei Variablen „Einschätzung der Abscheidung insgesamt“, „Einschätzung des Transports insgesamt“ und „Einschätzung der Speicherung insgesamt“ gebildet wurde.¹⁶ Diese Einschätzungen wurden von den Befragten abgegeben, nach dem sie Informationen zu dem jeweiligen Prozessschritt erhalten sowie eine Bewertung des persönlichen und gesellschaftlichen Risikos und Nutzens vorgenommen hatten (vgl. Abschnitt III.2.3.3).

¹⁶ Voraussetzung für die Zusammenfassung mehrerer Items zu einem Index ist ihre interne Konsistenz. Maß der internen Konsistenz ist Cronbachs α , das theoretisch Werte von 0 (=keine interne Konsistenz) bis 1 (=vollständige interne Konsistenz) annehmen kann. Für die Einschätzungen der drei Prozessschritte zeigte eine Reliabilitätsanalyse einen Cronbachs α -Wert von 0,785 und damit eine hohe interne Konsistenz, die eine Zusammenfassung der drei Items zu einem Index erlaubt.

Als Einflussfaktoren (=unabhängige Variablen) wurden in das Regressionsmodell soziodemographische Merkmale (Geschlecht, Alter, Berufsausbildung), allgemeines Wissen zu Umwelt und Wissenschaft, über Aktivitäten, die zum CO₂-Anstieg führen und zu CCS, Einstellung zur Nutzung erneuerbarer Energien, Kohlenutzung und Atomenergie, Vertrauen in Informationen von politischen Entscheidungsträgern/Parteien, Unternehmen, Wissenschaftlern und NGOs, Einschätzung des persönlichen und gesellschaftlichen Risikos von CCS sowie die Einschätzung des persönlichen und gesellschaftlichen Nutzens von CCS aufgenommen (vgl. Tabelle 6).¹⁷ Um zu untersuchen, ob der Einfluss dieser Faktoren unterschiedlich ausfällt, je nachdem ob die Befragten in der „Speicherregion“ Schleswig-Holstein, in der „CCS-Demonstrationskraftwerksregion“ Rheinschiene oder im „restlichen“ Deutschland* wohnen, wurde die Regressionsanalyse differenziert für diese drei Regionen durchgeführt.

Tabelle 6 enthält die standardisierten Beta-Koeffizienten und Signifikanz der linearen Regression sowie R² für das Gesamtmodell nach Region.¹⁸ Die R²-Werte verdeutlichen eine hohe Güte des Regressionsmodells, da zwischen 56 % und 61 % der Varianz der spontanen Einstellung zu CCS durch die einbezogenen Faktoren erklärt werden.¹⁹

Die Beta-Koeffizienten veranschaulichen, dass die spontane Einschätzung von CCS regionenübergreifend am stärksten durch die Einschätzung des gesellschaftlichen Nutzens der Techniken beeinflusst wird. Dieser Einfluss ist positiv, das bedeutet, dass die spontane Einschätzung der drei Prozessschritte umso positiver ausfiel, je höher die Befragten den gesellschaftlichen Nutzen von CCS bewerteten.

Eine positive Einschätzung des persönlichen Nutzens von CCS wirkt sich ebenfalls positiv auf die Gesamtbewertungen der drei Prozessschritte aus, wobei dieser Zusammenhang in den Regionen Rheinschiene und Schleswig-Holstein etwas stärker ausfällt als in Deutschland*.

Die Bedeutung der Bewertung des persönlichen und gesellschaftlichen Risikos für die spontane Einschätzung von CCS fällt in den Regionen unterschiedlich aus. In Deutschland* hat die Einschätzung des gesellschaftlichen Risikos einen stärkeren, negativen Einfluss auf die Einschätzung von CCS als die Bewertung des persönlichen Risikos. Das bedeutet, dass die Einschätzung der drei Prozessschritte umso negativer ausfiel, je höher die Befragten das gesellschaftliche Risiko von CCS beurteilten. Dieser Zusammenhang gilt auch für die Einschätzung des persönlichen Risikos, allerdings ist der Einfluss deutlich schwächer als der Einfluss der Bewertung des gesellschaftlichen Risikos.

¹⁷ Bei den meisten unabhängigen Variablen handelt es sich um Indizes, bei denen mehrere Items zusammengefasst wurden. Auch hierfür wurden vorher Reliabilitätsanalysen durchgeführt, die zeigten, dass die jeweiligen Items aufgrund ihrer internen Konsistenz zusammengefasst werden können.

¹⁸ Bei den Beta-Koeffizienten handelt es sich um Regressionskoeffizienten, die sich ergeben würden, wenn sowohl die abhängige als auch die erklärende Variable vor der Durchführung in Z-Werte transformiert und damit standardisiert würden [Brosius, 1998]. Im Unterschied zu den nicht standardisierten Regressionskoeffizienten, die mit den vollständigen Ergebnissen der Regressionsanalyse in [Schumann, 2011] dokumentiert sind, können Beta-Koeffizienten direkt miteinander verglichen werden.

¹⁹ R² gibt an, wie hoch der Anteil der Varianz einer abhängigen Variable ist, der durch die in das lineare Regressionsmodell einbezogenen unabhängigen Variablen erklärt wird. R² kann Werte von 0 bis 1 annehmen, wobei die Varianz der abhängigen Variablen bei einem Wert von 1 vollständig durch die in das Regressionsmodell einbezogenen unabhängigen Variablen erklärt würde.

Tabelle 6: Standardisierte Regressionskoeffizienten und Signifikanz der linearen Regression nach Region

Einflussfaktoren	Deutschland*		Rheinschiene		Schleswig-Holstein	
	Standardisierte Beta-Koeffizienten	Signifikanz	Standardisierte Beta-Koeffizienten	Signifikanz	Standardisierte Beta-Koeffizienten	Signifikanz
Geschlecht	-0,028	0,224	-0,049	0,131	-0,019	0,564
Alter	0,043	0,047*	0,072	0,019*	0,016	0,613
Berufsausbildung	-0,010	0,652	0,010	0,742	-0,027	0,413
Allgemeines Wissen zu Umwelt und Wissenschaft	0,027	0,269	-0,019	0,561	0,017	0,622
Wissen über Aktivitäten, die zum CO ₂ -Anstieg führen	-0,019	0,411	-0,024	0,467	0,034	0,313
Wissen über CCS	-0,044	0,073	0,038	0,257	-0,040	0,251
Einstellung zur Nutzung erneuerbarer Energien	0,058	0,014*	0,009	0,791	0,034	0,300
Einstellung zur Kohlenutzung	0,033	0,171	0,076	0,023*	0,058	0,071
Einstellung zur Nutzung von Atomenergie	0,039	0,105	0,094	0,005*	-0,031	0,362
Vertrauen in Informationen von politischen Entscheidungsträgern und Parteien	0,035	0,202	0,032	0,383	-0,013	0,707
Vertrauen in Informationen von Unternehmen	0,034	0,192	0,069	0,057	0,128	0,000**
Vertrauen in Informationen von Wissenschaftlern	-0,007	0,770	0,071	0,042*	0,022	0,539
Vertrauen in Informationen von NGOs	-0,006	0,831	-0,001	0,974	-0,040	0,272
Einschätzung des persönlichen Risikos von CCS	-0,089	0,036*	-0,026	0,625	-0,224	0,000**
Einschätzung des gesellschaftlichen Risikos von CCS	-0,181	0,000**	-0,214	0,000**	-0,050	0,441
Einschätzung des persönlichen Nutzens von CCS	0,185	0,000**	0,220	0,000**	0,227	0,000**
Einschätzung des gesellschaftlichen Nutzens von CCS	0,453	0,000**	0,404	0,000**	0,413	0,000**
R ² für das Gesamtmodell	0,610		0,580		0,562	

Abhängige Variable: Spontane Einschätzung von CCS, ** p < 0,001, * p < 0,05

Quelle: WI/IEK-STE-Befragung 2009

IEK-STE 2012

In der Region Rheinschiene ist die Einschätzung des gesellschaftlichen Risikos und in der Region Schleswig-Holstein die Einschätzung des persönlichen Risikos von Bedeutung für die Bewertung der CCS-Prozessschritte. Die jeweils negativen Zusammenhänge zwischen Risikoeinschätzung und CCS-Bewertung verdeutlichen, dass Befragte in der Region Rheinschiene CCS umso negativer bewerteten, je höher sie die gesellschaftlichen Risiken der Techniken beurteilten. Hingegen beurteilten die Befragten in der Region Schleswig-Holstein die Techniken umso negativer, je höher sie das persönliche Risiko von CCS einschätzten. Diese Ergebnisse deuten darauf hin, dass die oben erwähnte Diskussion um die Speicherung von CO₂ u. a. dazu geführt hat, dass sich Bürgerinnen und Bürger in Schleswig-Holstein stärker direkt von CCS betroffen fühlen als Bürgerinnen und Bürger anderer Regionen und daher ihre persönlichen Risiken von CCS höher bewerten.

Neben den Nutzeneinschätzungen und der Bewertung des persönlichen Risikos ist in der Region Schleswig-Holstein nur noch das Vertrauen in Informationen von Unternehmen für die spontane Einschätzung von CCS statistisch bedeutsam. Personen, die den Informationen von Unternehmen vertrauen, bewerteten CCS positiver als Personen, die den Informationen von Unternehmen wenig oder gar nicht vertrauen.

Einen schwachen, positiven Einfluss auf die Bewertung der CCS-Techniken übten in der Region Rheinschiene das Vertrauen in Informationen von Wissenschaftlern und die Einstellungen der Befragten zur Atomenergie und Kohlennutzung aus: je höher das Vertrauen in Informationen von Wissenschaftlern und je positiver die Haltung gegenüber Atomenergie oder Kohlennutzung, desto positiver fielen die Bewertungen der Befragten von CCS aus. Im Unterschied dazu fielen die Bewertungen von CCS in Deutschland umso positiver aus, desto positiver die Befragten der Nutzung erneuerbarer Energien gegenüberstanden. Allerdings handelt es sich auch hierbei nur um einen schwachen Zusammenhang.

Von den soziodemographischen Merkmalen hatte in dem Regressionsmodell nur das Merkmal Alter einen Einfluss auf die spontanen Einschätzungen von CCS. Dieser Zusammenhang, der veranschaulicht, dass ältere Befragte CCS positiver bewerteten als jüngere Befragte, fiel aber ebenfalls nur schwach aus. Die Merkmale Geschlecht und Berufsausbildung übten hingegen im Regressionsmodell statistisch keinen Einfluss auf die Einschätzung der CCS-Prozessschritte aus. Im Zusammenhang mit den oben erläuterten Ergebnissen illustriert dieses Ergebnis, dass die Bewertung von CCS bei Männern und Frauen sowie bei Personen mit unterschiedlichem Qualifikationsniveau durchaus unterschiedlich ausfallen kann. Die Faktoren, die die spontane Einschätzung von CCS jedoch entscheidend prägen, sind die Bewertung des gesellschaftlichen und persönlichen Nutzens der Techniken, gefolgt von der Bewertung des gesellschaftlichen und persönlichen Risikos von CCS.

IV Fazit

Im vorliegenden Beitrag wurde vor dem Hintergrund der Definition und Abgrenzung des Forschungsgegenstandes „gesellschaftliche Akzeptanz von CCS“ gezeigt, dass die Akzeptanz der Techniken noch nicht zuverlässig gemessen werden kann, weil die Bevölkerung noch zu we-

nig Wissen über die CCS-Techniken hat. Studien der CCS-Akzeptanzforschung fokussieren daher auf die Untersuchung der Bekanntheit, des Wissens und der spontanen Einstellungen in der Bevölkerung zu CCS. Zudem konzentrieren sie sich auf die Identifizierung von Faktoren, die sich auf spontane Einstellungen zu den Techniken auswirken sowie auf die Untersuchung der Wirkung von Informationen und Kommunikationsmethoden auf die Veränderung und Stabilität spontaner Einstellungen.

Hinsichtlich der Bekanntheit von CCS in der Bevölkerung verdeutlichen die Ergebnisse internationaler und nationaler Studien, dass zumindest die Bekanntheit des Begriffs der „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ im Zeitverlauf deutlich zugenommen hat. So geben in Deutschland 38 % an, schon einmal von CCS gehört zu haben. Dabei geben Männer und Personen mit einem höherem Berufsabschluss deutlich häufiger an, von den Techniken schon einmal gehört zu haben als Frauen oder Personen mit niedrigerem Berufsabschluss. Diese Ergebnisse stehen in Übereinstimmung mit Ergebnissen aus der Forschung zur Diffusion von Innovationen, die ebenfalls aufgezeigt haben, dass Personen mit höherem Qualifikationsniveau früher über neue Techniken informiert sind als Personen mit niedrigerem Qualifikationsniveau.

Die zunehmende Bekanntheit des Begriffs „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ geht allerdings nicht mit einer Zunahme des Wissens über die Techniken einher. Wie die Ergebnisse internationaler und nationaler Untersuchungen zeigen, sind falsche Vorstellungen über CCS in der Bevölkerung (immer noch) weit verbreitet. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Laien unterschiedliche Umweltprobleme, wie Ozonabbau, globale Erwärmung, sauren Regen oder Smog, kaum voneinander unterscheiden können. Strategien, die darauf ausgerichtet sind, die Bevölkerung über CCS zu informieren, sollten daher berücksichtigen, dass Bürgerinnen und Bürger oftmals nicht nur wenig Wissen über CCS, sondern auch über die Umweltprobleme haben, zu deren Verringerung die Techniken beitragen sollen. Eine Kommunikation von CCS als eine mögliche Option zur Reduzierung des Klimawandels wird deshalb oftmals voraussetzen, dass die Bürgerinnen und Bürger nicht nur grundlegende Informationen über die Techniken erhalten, sondern auch grundlegende Informationen über wesentliche Umweltprobleme, wie globale Erwärmung, sauren Regen oder Ozonabbau.

Bedeutsam für die Information und Kommunikation von CCS ist zudem, dass Bürgerinnen und Bürger spontane Einstellungen zu den Techniken haben, obwohl sie nur wenig oder gar nichts über CCS wissen. In Deutschland sind diese spontanen Einstellungen gegenüber CCS im Durchschnitt (noch) überwiegend neutral, wobei Frauen die Techniken skeptischer beurteilen als Männer.

Die regionalen Unterschiede hinsichtlich der spontanen Einstellungen vor und nach dem Erhalt von Informationen verdeutlichen jedoch, dass die Bürgerinnen und Bürger in Schleswig-Holstein nicht nur negativere Einstellungen zu CCS aufweisen als die Bürgerinnen und Bürger in der Region Rheinschiene oder im „restlichen“ Deutschland, sondern dass die Auseinandersetzung um die CO₂-Speicherung in Schleswig-Holstein [vgl. den Beitrag von Fischer in diesem Band] u. a. bereits dazu geführt hat, dass sich in dieser Region negative Einstellungen zu CCS herausgebildet haben, bei denen es sich möglicherweise nicht mehr um spontane

Einschätzungen, sondern bereits um stabile Meinungen handelt. Wie die vorliegenden Ergebnisse ebenfalls nahelegen, stehen diese negativen Einschätzungen in Schleswig-Holstein vor allem damit in Zusammenhang, dass die Bürgerinnen und Bürger das persönliche Risiko der CO₂-Speicherung deutlich höher einschätzen als die Bürgerinnen und Bürger in den anderen Regionen.

Diese Annahme wird sowohl durch die bivariaten Analysen als auch durch die Ergebnisse der multiplen Regression gestützt. Die Regressionsergebnisse verdeutlichen jedoch auch, dass die spontane Einschätzung von CCS regionenübergreifend am stärksten durch die Einschätzung des gesellschaftlichen Nutzens der Techniken beeinflusst wird, wobei dieser Einfluss positiv ist: je höher der gesellschaftliche Nutzen von CCS bewertet wird, desto positiver fällt die spontane Einschätzung der Techniken aus.

Inwieweit diese Nutzeneinschätzungen jedoch stabil sind oder durch neue Informationen erneut geändert werden können, kann auf der Grundlage der vorliegenden Ergebnisse nicht beurteilt werden. Der Einfluss von Informationen auf die Nutzeneinschätzung von CCS sowie der Einfluss von Nutzeneinschätzungen auf die Stabilität von Einstellungen zu CCS sollten daher in weiteren Studien systematisch untersucht werden, um Hinweise darauf zu erhalten, welche Bedeutung Nutzeneinschätzungen als Indikatoren für die Abschätzung zukünftiger gesellschaftlicher Akzeptanz von CCS in Deutschland haben können.

V Literatur

- AGS (2007) *Public and stakeholder attitudes towards energy, environment and CCS*. Pathways to Sustainable European Energy Systems; AGS, The Alliance for Global Sustainability, Göteborg.
- ASHWORTH, P., BOUGHEN, N., MAYHEW, M. & MILLAR, F. (2010) From research to action: now we have to move on CCS communication. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4:2, 426-433.
- ASHWORTH, P., CARR-CORNISH, S., BOUGHEN, N. & THAMBIMUTHU, K. (2009) Engaging the public on carbon dioxide capture and storage: does a large group process work? *Energy Procedia*, 1:1, 4765-4773.
- ASHWORTH, P. & GARDNER, J. (2006) *Understanding and incorporating stakeholder perspectives to low emission technologies in New South Wales*. Centre for Low Emission Technology, Kenmore, Australia.
- ASHWORTH, P., LITTLEBOY, A., PISARSKI, A., BEATH, A. & THAMBIMUTHU, K. (2006a) Understanding and incorporating stakeholder perspectives to low emissions technologies in Australia. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- ASHWORTH, P., PISARSKI, A. & LITTLEBOY, A. (2006b) *Understanding and incorporating stakeholder perspectives to low emission technologies in Queensland*. Centre for Low Emission Technology, Kenmore, Australia.
- BISHOP, G. F., OLDENDICK, R. W., TUCHFARBER, A. J. & BENNETT, S. E. (1980) Pseudo-opinions on public affairs. *Public Opinion Quarterly*, 44:2, 198-209.
- BROSIUS, F. (1998) *SPSS 8. Professionelle Statistik mit Windows*. Bonn, MITP-Verlag GmbH.
- CREMER, C., FISCHEDICK, M. & ESKEN, A. (2008) Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene. www.cooretec.de/index.php/index.php?index=17&file=43.

- CURRY, T., ANSOLABEHERE, S. & HERZOG, H. J. (2007) *A survey of public attitudes towards climate change and climate change mitigation technologies in the United States: analyses of 2006 results*. Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, Cambridge.
- CURRY, T., REINER, D., ANSOLABEHERE, S. & HERZOG, H. J. (2004) How aware is the public of carbon capture and storage? *GHGT 7*. Vancouver, Canada.
- CURRY, T., REINER, D., FIGUEOREDO, M. D. & HERZOG, H. J. (2005) *A survey of public attitudes towards energy & environment in Great Britain*. Massachusetts Institute of Technology, Laboratory for Energy and the Environment, Cambridge.
- CURRY, T. E. (2004) *Public awareness of carbon capture and storage: A survey of attitudes toward climate change mitigation*. Engineering Systems Division, Massachusetts, Massachusetts Institute of Technology.
- DAAMEN, D., DE BEST-WALDHOBER, M., DAMEN, K. & FAAIJ, A. (2006) Pseudo-opinions on CCS technologies. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- DAAMEN, D. D. L., TERWEL, B., TER MORS, E., REINER, SCHUMANN, D., NÆSS, REINER & AL., E. (2011) Scrutinizing the impact of CCS communication on opinion quality: focus group discussions versus Information-Choice Questionnaires: results from experimental research in six countries. *Energy Procedia*, 4, 6182-6187.
- DE BEST-WALDHOBER, M. & DAAMEN, D. (2006) *Public perceptions and preferences regarding large scale implementation of six CO₂ capture and storage technologies*. Centre for Energy and Environmental Studies, Faculty of Social Sciences, Leiden University.
- DE BEST-WALDHOBER, M., DAAMEN, D. & FAAIJ, A. (2006) Public perceptions and preferences regarding large-scale implementation of six CO₂ capture and storage technologies: Well-informed and well-considered opinions versus uninformed pseudo-opinions of the Dutch public. Leiden University.
- DE BEST-WALDHOBER, M., DAAMEN, D. & FAAIJ, A. (2009a) Informed and uninformed public opinions on CO₂ capture and storage technologies in the Netherlands. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3, 322-332.
- DE BEST-WALDHOBER, M., DAAMEN, D., HENDRIKS, C., DE VISSER, E., RAMÍREZ, A. & FAAIJ, A. (2008) *How the Dutch evaluate CCS options in comparison with other CO₂ mitigation options. Results of a nationwide Information-Choice Questionnaire survey*. Universiteit Leiden.
- DE BEST-WALDHOBER, M., DAAMEN, D., RAMIREZ RAMIREZ, A., FAAIJ, A., HENDRIKS, C. & DE VISSER, E. (2009b) Informed public opinions on CCS in comparison to other mitigation options. *Energy Procedia*, 1:1, 4795-4802.
- DE BEST-WALDHOBER, M., PAUKOVIC, M., BRUNSTING, S. & DAAMEN, D. (2010) Awareness, knowledge, beliefs, and opinions regarding CCS of the Dutch general public before and after information. *GHGT-10*. Amsterdam, The Netherlands.
- DE CONINCK, H., ANDERSON, J. & CURNOW, P. (2006) *Acceptability of CO₂ capture and storage*. Energy research Centre of the Netherlands (ECN).
- DE CONINCK, H., FLACH, T., CURNOW, P., RICHARDSON, P., ANDERSON, J., SHACKLEY, S., SIGURTHORSSON, G. & REINER, D. (2009) The acceptability of CO₂ capture and storage (CCS) in Europe: An assessment of the key determining factors: part 1. scientific, technical and economic dimensions. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3:3, 333-343.
- DENKSTELLE HAMBURG (2009) *CCS-Akzeptanzstudie für das IZ Klima Berlin 2008/2009*. http://www.presseportal.de/pm/67576/1410708/iz_klima.
- DIERKES, M. & VON THIENEN, V. (1982) *Akzeptanz und Akzeptabilität der Informationstechnologien*. Wissenschaftszentrum Berlin, Berlin.
- DUETSCHKE, E. (2010) What drives local public acceptance - comparing two cases from Germany. *GHGT-10*. Amsterdam, The Netherlands.

- FISCHEDICK, M., PIETZNER, K., KUCKSHINRICHS, W. & SCHUMANN, D. (2008) Gesellschaftliche Akzeptanz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58:11, 20-23.
- FISCHEDICK, M., et al. (2009) Stakeholder acceptance of carbon capture and storage in Germany. *Energy Procedia*, 1:1, 4783-4787.
- FISCHER, W., HAKE, J.-F., KUCKSHINRICHS, W., SCHENK, O. & SCHUMANN, D. (2010) Carbon Capture and Storage - Politische und gesellschaftliche Positionen in Deutschland. *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 19:3, 38-46.
- FLEISHMAN, L. A., DE BRUIN, W. B. & MORGAN, M. G. (2010) Informed public preferences for electricity portfolios with CCS and other low-carbon technologies. *Risk Analysis*, 30:9, 1399-1410.
- GLOEDE, F. & HENNEN, L. (2005) Einführung in den Schwerpunkt. *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 14:3, 4-12.
- GOUGH, C. & SHACKLEY, S. (2006) Towards a multi-criteria methodology for assessment of geological carbon storage options. *Climatic Change*, 74:1-3, 141-174.
- GOUGH, C., SHACKLEY, S., HOLLOWAY, S., BENTHAM, M., BULATOV, I., MCLACHLAN, C., KLEMES, J., PURDY, R. & COCKERILL, T. (2006) An integrated assessment of carbon dioxide capture and storage in the UK. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- GRUNWALD, A. (2005) Zur Rolle von Akzeptanz und Akzeptabilität von Technik bei der Bewältigung von Technikkonflikten. *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 14:3, 54-60.
- HA-DUONG, M., NADAÏ, A. & CAMPOS, A. S. (2009a) A survey on the public perception of CCS in France. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3:5, 633-640.
- HA-DUONG, M., NADAÏ, A. & SOFIA CAMPOS, A. (2009b) A survey on the public perception of CCS in France. *Energy Procedia*, 1:1, 4757-4764.
- HUIJTS, N. (2003) *Public perception of carbon dioxide storage. The role of trust and affect in attitude formation*. Department of Technology Management, Eindhoven, Eindhoven University of Technology, 82.
- HUIJTS, N. M. A., MIDDEN, C. J. H. & MEIJNDERS, A. L. (2007) Social acceptance of carbon dioxide storage. *Energy Policy*, 35:5, 2780-2789.
- IPCC (2005) *Special report on carbon dioxide capture and storage*. http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf.
- ITAOKA, K., OKUDA, Y., SAITO, A. & AKAI, M. (2009) Influential information and factors for social acceptance of CCS: The 2nd round survey of public opinion in Japan. *Energy Procedia*, 1:1, 4803-4810.
- ITAOKA, K., SAITO, A. & AKAI, M. (2004) Public acceptance of CO₂ capture and storage technology: a survey of public opinion to explore influential factors. *GHGT 7*. Vancouver, Canada.
- ITAOKA, K., SAITO, A. & AKAI, M. (2006) A path analysis for public survey data on social acceptance of CO₂ capture and storage technology. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- ITAOKA, K., SAITO, A. & AKAI, M. (2010) A study on roles of public survey and focus groups to assess public opinions for CCS implementation. *GHGT-10*. Amsterdam, The Netherlands.
- JANIS, I. (1972) *Victims of groupthink: a psychological study of foreign-policy decisions and fiascoes*. Boston, Houghton Mifflin.
- LAMNEK, S. (1995) *Qualitative Sozialforschung Band 2. Methoden und Techniken*. Weinheim, Beltz/Psychologie Verlags Union.
- MALONE, E. L., DOOLEY, J. J. & BRADBURY, J. A. (2010) Moving from misinformation derived from public attitude surveys on carbon dioxide capture and storage towards realistic stakeholder involvement. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 419-425.

- METLAY, D. (1999) *Institutional trust and confidence: a journey into a conceptual quagmire*. In CVETKOVICH, G. T. & LÖFSTEDT, R. E. (Eds.) *Social Trust and the Management of Risk*. 100-116, London, Earthscan.
- MILLER, E., BELL, L. & BUYS, L. (2007) Public understanding of carbon sequestration in Australia: socio-demographic predictors of knowledge, engagement and trust. *Australian Journal of Emerging Technologies and Society*, 5:1, 15-33.
- PALMGREN, C. R., BRUINE DE BRUIN, W., KEITH, D. W. & MORGAN, M. G. (2004a) Public perceptions of oceanic and geological CO₂ disposal. *GHGT 7*. Vancouver, Canada.
- PALMGREN, C. R., MORGAN, M. G., BRUINE DE BRUIN, W. & W., K. D. (2004b) Initial public perceptions of deep geological and oceanic disposal of carbon dioxide. *Environmental Science & Technology*, 38:24, 6441-6450.
- PIETZNER, K., SCHUMANN, D. & ESKEN, A. (2010) CO₂-Abscheidung und -Speicherung aus gesellschaftlicher Sicht. *Ökologisches Wirtschaften*, 4, 39-42.
- PIETZNER, K., et al. (2011) Public awareness and perceptions of carbon dioxide capture and storage (CCS): Insights from surveys administered to representative samples in six European countries. *Energy Procedia*, 4, 6300-6306.
- REINER, D., CURRY, T., FIGUEOREDO, M. D., HERZOG, H. J., ANASOLABEHERE, S., ITAOKA, K., AKAI, M., JOHNSON, F. & ODENBERGER, M. (2006a) An international comparison of public attitudes towards carbon capture and storage technologies. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- REINER, D. M., CURRY, T. E., DEFIGUEIREDO, M. A., HERZOG, H. J., ANSOLABEHERE, S. D., ITAOKA, K., JOHNSON, F. & ODENBERGER, M. (2006b) American exceptionalism? Similarities and differences in national attitudes toward energy policy and global warming. *Environmental Science & Technology*, 40:7, 2093-2098.
- REINER, D. M., PIETZNER, K., SCHUMANN, D., TVEDT, TORVATN, NÆSS, REINER & AL., E. (2010a) Measuring regional attitudes towards proposed CCS plants: A four country comparison. *GHGT-10*. Amsterdam, The Netherlands.
- REINER, D. M., STEPHENSON, M., WEST, J., FIRTH, R. & BOULOUTA, I. (2010b) *Scrutinising the impact of CCS communication on the general and local public: results of a comparative study of CCS communication methods in the United Kingdom. Research Report*. <http://www.ccs-communications.gr/projectreports.htm>.
- RENN, O. (2005) Technikakzeptanz: Lehren und Rückschlüsse der Akzeptanzforschung für die Bewältigung des technischen Wandels. *Technikfolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 14:3, 29-38.
- RENN, O., SCHWEIZER, P.-J., DREYER, M. & KLINKE, A. (2007) *Risiko. Über den gesellschaftlichen Umgang mit Unsicherheit*. München, Oekom Verlag.
- RENN, O. & ZWICK, M. M. (1997) *Risiko- und Technikakzeptanz*. Berlin [u.a.], Springer.
- ROBERTS, T. & MANDER, S. (2010) Assessing public perceptions of CCS: benefits, challenges and methods. *GHGT-10*. Amsterdam, The Netherlands.
- ROGERS, E. M. (2003) *Diffusion of innovations*. New York, London, Toronto, Sydney, FREE PRESS.
- SCHARPF, F. W. (2000) *Interaktionsformen. Akteurzentrierter Institutionalismus in der Politikforschung*. Opladen, Leske + Budrich.
- SCHUBERT, K. & KLEIN, M. (2006) *Akzeptanz*. In SCHUBERT, K. & KLEIN, M. (Eds.) *Das Politiklexikon*, 4., aktual. Aufl., Bonn, Dietz.
- SCHULZ, M., SCHEER, D. & WASSERMANN, S. (2010) Neue Technik, alte Pfade? Zur Akzeptanz der CO₂-Speicherung in Deutschland. *GAIA*, 19:4, 287-298.
- SCHUMANN, D. (2009) Public acceptance of carbon dioxide capture and storage. Research approaches for investigating the impact of communication. *GAIA*, 18:3, 261-263.

- SCHUMANN, D. (2011) Gesellschaftliche Akzeptanz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS). *STE Preprint 25/2011*.
- SCHUMANN, D., PIETZNER, K. & ESKEN, A. (2010a) Umwelt, Energiequellen und CCS: Regionale Unterschiede und Veränderungen von Einstellungen der deutschen Bevölkerung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60:5, 52-56.
- SCHUMANN, D. & SIMON, A. (2009) *Communication of CO₂ capture and storage (CCS): simulating the impact on knowledge and public acceptance*. The Sixth Conference of the European Social Simulation Association (ESSA 2009), University of Surrey, Guildford, United Kingdom., 14-18 September 2009.
- SCHUMANN, D., SIMON, A. & (2010b) The Impact of persuasive communication on public attitudes regarding CO₂ capture and storage (CCS): challenges for the empirical parameterization of an agent-based simulation model. *8th European Workshop on Multi-Agent Systems (EUMAS 2010)*. Paris. <http://lipade.math-info.univ-paris5.fr/eumas10/accepted-papers.html>.
- SCHUMANN, D., TVEDT, S. D. & TORVATN, H. Y. (2011) How do knowledge, trust and perceptions of risks and benefits influence the stability of initial perceptions of CO₂ Capture and Storage (CCS)? A comparative structural equation modelling analysis of data from representative surveys in Germany and Norway. *STE Research Report 05/2011*.
- SHACKLEY, S., GOUGH, C. & MCLACHLAN, C. (2004a) The public perceptions of carbon dioxide capture and storage in the UK. *GHGT 7*. Vancouver, Canada.
- SHACKLEY, S. & MCLACHLAN, C. (2006) Trade-offs in assessing different energy futures: a regional multi-criteria assessment of the role of carbon dioxide capture and storage. *Environmental Science & Policy*, 9:4, 376-391.
- SHACKLEY, S., MCLACHLAN, C. & GOUGH, C. (2004b) *The public perceptions of carbon capture and storage*. Tyndall Centre for Climate Change Research, Manchester.
- SHACKLEY, S., REINER, D., UPHAM, P., CONINCK, H. D., SIGURTHORSSON, G. & ANDERSON, J. (2009) The acceptability of CO₂ capture and storage (CCS) in Europe: an assessment of the key determining factors part 2. The social acceptability of CCS and the wider impacts and repercussions of its implementation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3, 344-356.
- SHACKLEY, S., WATERMAN, H. & GODFROIJ, P. (2007) Stakeholder perceptions of CO₂ capture and storage in Europe: Results from a survey. *Energy Policy*, 35:10, 5091-5108.
- SHARP, J. (2005) *Public attitudes toward geological disposal of carbon dioxide in Canada*. Simon Fraser University.
- SHARP, J., JACCARD, M. & KEITH, D. (2006) Public attitudes toward geological disposal of carbon dioxide in Canada. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- SHARP, J. D., JACCARD, M. K. & KEITH, D. W. (2009) Anticipating public attitudes toward underground CO₂ storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3:5, 641-651.
- SIEGRIST, M. (2000) The influence of trust and perceptions of risks and benefits on the acceptance of gene technology. *Risk Analysis*, 20:2, 195-203.
- SIEGRIST, M., COUSIN, M.-E., KASTENHOLZ, H. & WIEK, A. (2007) Public acceptance of nanotechnology foods and food packaging: The influence of affect and trust. *Appetite*, 49:2, 459-466.
- SOLÁ, R., SALA, R., OLTRA, C. & GAMERO, N. (2008) A proposal to adress the governance of carbon capture and storage technologies in Spain: trust, communication, and public involvement. Madrid, Editorial CIEMAT.
- TER MORS, E. (2009) *Dealing with information about complex issues. The role of source perceptions*, Dissertatiereeks Kurt Lewin Institut 2009-13.
- TER MORS, E., WEENIG, M. W. H., ELLEMERS, N. & DAAMEN, D. D. L. (2010) Effective communication about complex environmental issues: Perceived quality of information about carbon dioxide

- capture and storage (CCS) depends on stakeholder collaboration. *Journal of Environmental Psychology*, 30:4, 347-357.
- TER MORS, E., WEENIG, M. W. H., ELLEMERS, N., DAAMEN, D. D. L. & DE BEST-WALDHOBBER, M. (2009) Public information: On why and when multiple information sources are more effective than single information sources in communication about CCS. *Energy Procedia*, 1:1, 4715-4718.
- TERWEL, B. W. (2009) *Origins and consequences of public trust. Towards an understanding of public acceptance of carbon dioxide capture and storage*, Dissertatiereeks Kurt Lewin Instituut 2009-12.
- TERWEL, B. W., HARINCK, F., ELLEMERS, N. & DAAMEN, D. D. L. (2011) Going beyond the properties of CO₂ capture and storage (CCS) technology: How trust in stakeholders affects public acceptance of CCS. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5:2, 181-188.
- TOKUSHIGE, K., AKIMOTO, K. & TOMODA, T. (2006) Public perceptions on the acceptance of CO₂ geological storage and the valuable information for the acceptance. *GHGT 8*. Trondheim, Norway.
- TOKUSHIGE, K., AKIMOTO, K. & TOMODA, T. (2007) Public perceptions on the acceptance of geological storage of carbon dioxide and information influencing the acceptance. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1:1, 101-112.
- UKEN, M. (2009) Der neue Endlager-Streit. *Zeit-Online*. <http://pdf.zeit.de/online/2009/26/ccs-protest.pdf>.
- UNO, M., MORI, Y., TOKUSHIGE, K. & FURUKAWA, A. (2004) Exploration of public acceptance regarding CO₂ underground sequestration technologies. *GHGT 7*. Vancouver, Canada.
- VAN ALPHEN, K., VOORST, Q. V. T., HEKKERT, M. P. & SMITS, R. E. H. M. (2007) Societal acceptance of carbon capture and storage technologies. *Energy Policy*, 35:8, 4368-4380.
- WALLQUIST, L., VISSCHERS, V. H. M. & SIEGRIST, M. (2009) Lay concepts on CCS deployment in Switzerland based on qualitative interviews. *International Journal of Greenhouse Gas Control*:3, 652-657.
- WALLQUIST, L., VISSCHERS, V. H. M. & SIEGRIST, M. (2010) Impact of knowledge and misconceptions on benefit and risk perception of CCS. *Environmental Science & Technology*, 44:17, 6557-6562.

D Energie- und klimapolitischer Rahmen

DI

Kein CCS in Deutschland trotz CCS-Gesetz?

Wolfgang Fischer

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung	259
II	Die EU legt den Rahmen und die Fristen fest	260
III	Die politischen Parteien versuchen den Spagat	261
IV	Die Bundesländer stehen im Konflikt	263
V	Die gesellschaftlichen Akteure sind im Dissens	266
VI	Der Gesetzgebungsprozess ist langwierig und konfliktreich	269
VII	(K)eine Zukunft für CCS?	278
VIII	Literatur	280

I Einleitung

Die Abtrennung und Deponierung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage) war schon in den 1980er Jahren ein Thema der Wissenschaft [Marchetti, 1989, S. 7], das aber erst mit der Politik zur Minderung der CO₂-Emissionen seit den späten 90er Jahren an Bedeutung für Forschung und dann auch Politik gewann. Für die Europäische Union sind CCS-Technologien ein wichtiger Baustein ihrer Energie- und Umweltpolitik. Die CCS-Richtlinie der EU¹ gibt den Mitgliedsstaaten einen rechtlichen Rahmen, den sie durch ein nationales Gesetz ausfüllen müssen. Erst nach einem langen, konfliktreichen Prozess verabschiedete der deutsche Gesetzgeber am Ende Juni 2012 ein CCS-Gesetz, das als Kompromiss zwischen Gegnern und Befürwortern von CCS zwar die Erforschung und Entwicklung von CCS-Technologien zulässt, die Demonstration ihrer kommerziellen Nutzung aber praktisch verhindert. Dieser Gesetzgebungsprozess ist ein Beispiel für die Probleme der Politikimplementierung im föderalen politischen System angesichts divergierender energiepolitischer Konzepte innerhalb von Gesell-

¹ Zugang zu EU-Rechtvorschriften bietet lex.europa.eu.

schaft und Politik, angesichts konträrer Länderinteressen und Akzeptanzproblemen vor Ort. Wahlkämpfe und parteipolitische Taktiken verschärfen die Divergenzen weiter. Kapitel II beschreibt die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen der deutschen CCS-Politik, Kapitel III - V beleuchten widersprüchliche Politiken und Konflikte zwischen und innerhalb von Parteien auf Bundes- und Landesebene sowie zwischen gesellschaftlichen Organisationen. Kapitel VI schildert den Prozess der Gesetzgebung, dessen wichtigsten Stationen in Tabelle 1 zusammengefasst sind, und Kapitel VII geht der Frage nach, ob aus politischer Sicht CCS in Deutschland gescheitert ist.

II Die EU legt den Rahmen und die Fristen fest

Die EU hat mit der 2009 verabschiedeten CCS-Richtlinie zur geologischen Speicherung von CO₂ ([European Commission, 2009]), Teil des EU-Klimaschutzpakets [Reichert, 2009], weltweit den ersten Rechtsrahmen für die dauerhafte Speicherung und für einheitliche Genehmigungs-, Umweltschutz- und Sicherheitsstandards für CO₂-Speicher geschaffen. Die Richtlinie legt u. a. die Rahmenbedingungen, Kriterien, Verfahren für die Auswahl, Genehmigung, den Betrieb, Schließung und Überwachung der CO₂-Speicher fest, bestimmt das Vorgehen im Falle einer Leckage und definiert das Verfahren bei der Schließung und Übertragung der Verantwortung für die Speicherstätte an eine nationale Behörde. Die große Bedeutung, die CCS für die integrierten Energie-, Klimaschutz- und Industriepolitiken der EU hat, zeigt sich daran, dass die Richtlinie in der kurzen Zeitspann von Januar 2008 bis April 2009 den komplexen Prozess der EU-Gesetzgebung durchlief [Chiavari, 2010]. Zwei Stichtage sind in der Richtlinie von Bedeutung: Bis zum 25.6.2011 musste sie in nationales Gesetz überführt sein, und bis zum 31.12.2015 müssen die CCS-Demonstrationsprojekte in Betrieb gehen („operational“), um Fördermittel aus dem Europäischen Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR)² und dem EU-Emissionshandel (New Entrants Reserve, NER300)³ via European Investment Bank abzurufen bzw. zu erhalten. Sechs CCS-Projekte hat die EU für die Förderung im European Energy Program for Recovery (EEPR) ausgewählt: Belchatow (Polen), Compostilla (Spanien), Don Valley, früher Hatfield (Großbritannien), Jämschwalde (Deutschland), Maasvlakte (Niederlande) mit jeweils 180 Mio. EUR sowie Porto Tolle (Italien) mit 100 Mio. EUR Beihilfe.

In Deutschland ist die Zuständigkeit für CCS über die Bundesministerien Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bildung und Forschung (BMBF) sowie Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) verteilt. Bei Forschung und Entwicklung ist das BMWi zuständig für Kraftwerkstechnik, CO₂-Abscheidung, den CO₂-Transport und die Initiative COORETEC.⁴ Das BMBF fördert das F&E-Programm GEOTECHNOLOGIEN⁵ mit Schwerpunkt bei Technologien zur CO₂-Speicherung, darunter das Forschungsprojekt CO₂ Storage by Injection into a Natural Saline Aquifer at Ketzin (CO2SINK) und das Nachfolgeprojekt CO₂-Reservoir-Management

² <http://ec.europa.eu/energy/eepr/>.

³ <http://www.ner300.com/>.

⁴ <http://www.cooretec.de/>.

⁵ Vgl. <http://www.geotechnologien.de>.

(CO₂MAN),⁶ betrieben vom GeoForschungsZentrum Potsdam und weiteren Einrichtungen im brandenburgischen Ketzin. Ferner gab es das Forschungs- und Entwicklungsvorhaben CLEAN (CO₂ Large-Scale Enhanced Gas Recovery in the Altmark Natural Gas Field),⁷ in dem u. a. untersucht werden sollte, ob konventionell nicht förderbare Erdgasmengen mittels CO₂-Einpressung zu fördern sind. Während die Genehmigung des Testspeichers in Ketzin nach Bergrecht erfolgte, ist für Bau und Betrieb eines CO₂-Speichers mit Demonstrationscharakter als Rechtsgrundlage eine Genehmigung auf Grundlage eines nationalen CCS-Gesetzes notwendig [GFZ, 2011]. Politisch bedeutsam ist, dass BMWi und BMU gemeinsam federführend sind bei der Formulierung der Eckpunkte des CCS-Gesetzes. Da das BMU stark auf die erneuerbaren Energien setzt und CCS im Kraftwerkssektor im Ministerium sowie im nachgeordneten Umweltbundesamt auf einige Skepsis und Ablehnung trifft, sind Reibungen mit dem BMWi, das fossilen Energieträgern in der Stromerzeugung gegenüber aufgeschlossener ist, bei der Formulierung einzelner Bestimmungen des CCS-Gesetzes nicht überraschend.⁸

III Die politischen Parteien versuchen den Spagat

Die Parteien haben seit 2005 ihre Positionen zu CCS auf Bundesebene entwickelt (vgl. [Fischer et al., 2010; Praetorius & von Stechow, 2009]). In den Wahlprogrammen zur Bundestagswahl 2009 bekennen sich CDU/CSU, FDP und SPD, zu diesem Zeitpunkt noch weitgehend in Übereinstimmung mit vielen Landesregierungen, grundsätzlich zu Entwicklung und Einsatz von CCS. Bündnis90/DieGrünen und besonders vehement Die Linke lehnen CCS ab. Mit Ausnahme der Grünen, die auch in den Landesverbänden bzw. -regierungen CCS ablehnen, stimmen die Positionen der Bundesparteien aber nicht immer mit denen überein, die ihre Partei in Bundesländern und vor Ort angesichts potenzieller CCS-Projekte vertreten. Das zwingt Parteien oft zu einem Spagat zwischen Bundes-, Landes- und Lokalpolitik. Seit 2009 haben sich die Positionen einiger Parteien auf Bundesebene leicht verändert, wie die Debatten zu CCS und der CCS-Gesetzgebung im Bundestag und Bundesrat zeigen.

Die Grünen lehnen auf Bundes- und Länderebene weiterhin CCS als zu risikoreich und teuer ab, sehen keine Rolle für CCS-Kohlekraftwerke in einer Zukunft der erneuerbaren Energien, stehen aber im Verlauf der CCS-Debatte einer CCS-Forschung aufgeschlossener gegenüber, die auf prozessbedingte CO₂-Emissionen aus Industrien beschränkt ist. Die Haltung der Bundes-SPD zu CCS generell ist seit 2009, trotz der Ablehnung des CCS-Gesetzes 2011 und der Enthaltung 2012 beim CCS-Kompromissgesetz im Bundestag, nicht mehr deutlich, da die Partei ihre Position zur künftigen, langfristigen Rolle von Kohlekraftwerken noch nicht geklärt hat. Der SPD-Parteivorsitzende Gabriel mahnte schon als Umweltminister der Großen Koalition eine zügige Umsetzung der EU-Richtlinie an und verwies dabei auf die Ziele der Regie-

⁶ <http://www.co2ketzin.de/>.

⁷ <http://www.clean-altmark.org>.

⁸ Inneradministrative Konflikte werden hier nicht aufgegriffen. 2009, zum Zeitpunkt des 1. Gesetzentwurfs, waren die inhaltlichen Differenzen beider Ministerien eher gering [Götze, 2009]. Jedoch scheint danach im BMU die Skepsis gegen CCS, verbunden mit wachsender Ablehnung der Kohlenutzung, zugenommen zu haben.

rung der Großen Koalition. Im Kontext ihres Integrierten Energie- und Klimaprogramms [Bundesregierung, 2007] war CCS eine Option für Braun- und Steinkohlekraftwerke, und ein Maßnahmenpaket umfasste die Förderung von F&E über die CCS-Technologielinien, die Erprobung von zwei bis drei CCS-Kraftwerken und die Ausarbeitung eines Rechtsrahmens, um CCS bis 2020 zur Marktreife zu bringen [BMW/BMU, 2007]. Dieser pro-CCS-Politik scheint Gabriel zu folgen: Im Januar 2011 forderte er bei einem Besuch des CCS-Pilotkraftwerks am Standort Schwarze Pumpe, einhellig mit der Gewerkschaft, die zügige Verabschiedung eines CCS-Gesetzes, das den Bau eines Vattenfall-Demonstrationskraftwerkes möglich macht [Wendler, 2011]. Jedoch wurden schon seit 2009 in der SPD die Stimmen immer lauter, die das fossile Zeitalter schon beendet sehen, sollte CCS überhaupt einsatzfähig werden [Sattler, 2011], die Kritik an den Technologien üben und sie schließlich ablehnen.⁹ Trotzdem ist die SPD, wohl nicht zuletzt mit Blick auf die CCS-freundliche brandenburgische Landesregierung und die Gewerkschaften in den Braunkohlerevieren, nicht offiziell und explizit von der Position abgewichen, mit öffentlicher Unterstützung Möglichkeiten zu nutzen, CCS-Projekte im Kraftwerksbereich durchzuführen, da dies der Technologieerprobung dient und spätere Exportoptionen in Schwellenländer öffnet. Jedoch rücken für die SPD auf Bundesebene, wie auch für die Grünen, die Optionen einer Beseitigung prozessbedingter Emissionen sowie der Einsatz von CCS in Biomassekraftwerken stärker in den Vordergrund. Zugleich stehen Landesregierungen, in denen die SPD mitregiert, CO₂-Demonstrationsspeichern in ihrem Bundesland -wenn auch nicht per se bundesweit- ablehnend gegenüber (etwa Mecklenburg-Vorpommern, zögerlicher Sachsen-Anhalt), während weitere Regierungen mit SPD-Beteiligung (Brandenburg, Koalition mit der Linken) oder SPD-Alleinregierung (Hamburg) Protagonisten bzw. Sympathisanten von CCS-Demonstrationsprojekten sind und sogar Speichergebiete erkunden lassen. Keine der Landesregierungen mit SPD-Beteiligung hat im Herbst 2011 im Bundesrat dem CCS-Gesetz zugestimmt. Erst die Abstimmung im Juni 2012 über den CCS-Gesetzeskompromiss brachte auch Zustimmung aus SPD-geführten Ländern, was aber die SPD-Fraktion nicht bewegen konnte, dem Gesetz zuzustimmen.

CDU/CSU und FDP unterstützen im Bund prinzipiell die Entwicklung und Demonstration von CCS, um sie bei der Kohleverstromung einsetzen zu können, um die technologische Führerschaft im Kraftwerksbau zu sichern und mit CCS zur Bekämpfung des Klimawandels im Rahmen einer internationalen Strategie beizutragen. Aber auch ihre Politik hat sich angesichts veränderter energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen und der Kritik an CCS weiterentwickelt. Obwohl die Parteien nicht explizit von den Zielen der CCS-Entwicklung und -Demonstration abrücken, kann das im September 2010 veröffentlichte Energiekonzept der CDU/CSU/FDP-Regierung als eine Akzentverschiebung gelesen werden, die die unklare Rolle der künftigen Kohleverstromung angesichts der gerade verkündeten Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke und des Ausbaus der Erneuerbaren reflektiert: CCS wird an erster Stelle

⁹ In SPD-„Aktuell“ vom 17.5.11 wird die Ablehnung von CCS begründet: Die Technologien seien „im großen Maßstab noch nicht erprobt und noch nicht wirtschaftlich nutzbar. Zudem sind die nationalen Speicherpotenziale begrenzt und teilweise im Nutzungskonflikt mit möglichen Energiespeichertechnologien und derzeit fehlt es in Deutschland an Akzeptanz für CO₂-Speicher und -Pipelines.“ [SPD-Parteivorstand, 2011, S. 14].

als Option für energieintensive Industrien mit hohen prozessbedingten CO₂-Emissionen und erst danach für fossile Kraftwerke genannt [Bundesregierung, 2010]. Im Energiekonzept vom 6.6.2011, in dem der Kernenergieausstieg im Mittelpunkt steht, findet sich kein Hinweis auf CCS [Bundesregierung, 2011a]. Die Ethik-Kommission [Ethik-Kommission, 2011], die diesen Politikwandel legitimiert, geht kurz auf CCS als eine denkbare Option zur Reduzierung der globalen CO₂-Emissionen ein, bewertet CCS insgesamt aber eher negativ. Trotzdem bleibt die Entwicklung und Erprobung von CCS aus Sicht der Bundesregierung eine Option für die (in-ter)nationale Energie- und Klimapolitik, wie das 6. Energieforschungsprogramm zeigt [BMW, 2011], wobei die Märkte für CCS- und andere Kraftwerkstechnologien eher im Ausland gesehen werden. Angestrebt wird von ihr, nun zumindest eines der EU-weit geplanten Demonstrationsprojekte in Deutschland zu realisieren, wofür die Implementierung der CCS-Richtlinie eine Voraussetzung ist [BMU, 2011]. Zudem will sie zeitlich befristet und unter bestimmten Bedingungen Mittel aus dem Energie- und Klimafonds auch für CCS-fähige Kraftwerke bereitstellen.¹⁰ Diese prinzipiell positive Sicht von CCS in der Bundesregierung hält aber Parteifreunde vor allem in Schleswig-Holstein und Niedersachsen, die in CDU/FDP-Koalitionen (in Schleswig-Holstein bis Mai 2012) regieren, nicht davon ab, auf Konfliktkurs gegen die Bundesregierung zu gehen, um in der CCS-Gesetzgebung eine Länderklausel durchzusetzen, die es ihnen ermöglichen soll, jegliche Speicherung von CO₂ auf ihrem Territorium (einschließlich der Hoheitszone von 12 Seemeilen) zu unterbinden. Erst mit dem Gesetzeskompromiss, in dem u. a. die Länderklausel abgeschwächt wurde, gelingt es den Koalitionsparteien, weitgehend geschlossen auf Bundes- und Länderebene für das Gesetz zu votieren.

Auch die Linke ist gespalten. Auf Bundesebene legt sie einen Gesetzentwurf vor, der CCS unter Bezug auf Artikel 4, Absatz 1 der Richtlinie verbieten würde [Bulling-Schröter et. al., 2011]. Zugleich vertritt sie in Brandenburg, wenn auch zunehmend unwillig, mit der SPD eine aktive pro-CCS-Politik, die im Bundesrat Unterstützung des CDU/FDP regierten Sachsens und des SPD-Senats Hamburgs erhält, um das CCS-Gesetz 2011 u. a. wegen der Länderklausel auszuhebeln. Mit dem 2012 erreichten Kompromiss scheint die Landesregierung Brandenburgs leben zu können, während die Bundes-Linke ihre Ablehnung fortführt.

IV Die Bundesländer stehen im Konflikt

Ein CCS-Gesetz benötigt die Zustimmung des Bundesrates, da die Länder u. a. das Gesetz vollziehen und das Zulassungsverfahren für CO₂-Speicher durchführen. Das ermöglicht es ihnen, im Vorfeld die Gesetzgebung zu beeinflussen. Dabei verfolgen sie z. T. konträre Ziele und Politiken, die von Faktoren beeinflusst werden, zu denen energiewirtschaftliche und ge-

¹⁰ http://www.bundestag.de/presse/hib/2012_03/2012_106/03.html. Wenn u.a. geeignete Speicherstätten vorhanden sind, kann eine Beihilfe von maximal 10 Prozent der beihilfefähigen Kosten gewährt werden.

ologische gehören, d. h. die Eignung eines Landes als Speicherregion. Werden diese beiden Faktoren zugrunde gelegt,¹¹ lassen sich die Länder in Gruppen einteilen:

- Länder mit großem CO₂-Speicherpotenzial und CO₂-armer Stromerzeugung (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern);
- solche mit mäßigem bis mittlerem Speicherpotenzial und überdurchschnittlich CO₂-intensiver Stromerzeugung (Sachsen, Brandenburg, Sachsen-Anhalt);
- Länder mit unbedeutenden bzw. fehlenden Speichern, die sich in zwei Gruppen aufteilen: Eine mit CO₂-intensiver Stromerzeugung (Hamburg, Saarland, Bremen, Nordrhein-Westfalen, Berlin), und eine mit einer eher CO₂-armen Erzeugung (Bayern, Thüringen, Baden-Württemberg, Hessen, Rheinland Pfalz).

Wird diese „objektive“ Interessenstruktur zugrunde gelegt, ist zu erwarten, dass sich die CO₂-intensiven Länder für CCS stark machen und diejenigen unter ihnen, die keine Speicher haben, auf eine großzügige und einfach umzusetzende Speichergesetzgebung drängen. Hingegen sollten die Länder der ersten Gruppe gegen CCS agieren, da sie von den Technologien und einer Speicherung in ihrem Untergrund keinen Vorteil haben. CO₂-intensive Länder mit Speicherpotenzial sollten eine breite Anwendung von CCS anstreben. Tatsächlich verfolgen einige Länder eine CCS-Politik, die diese Interessen reflektiert. Sie wird jedoch oft überlagert von langfristigen energiepolitischen Zielen von Parteien (wie 100% Strom aus Erneuerbaren), von partei- und wahltaktischen Erwägungen, und vor allem von politischen Kräfteverhältnissen und den Widerständen vor Ort gegen eine (potentielle) Pipelines und Speicher, deren Intensität für Energiewirtschaft und Politik überraschend war [Markusson et al., 2012].

Während Landesregierungen, ähnlich der Politik auf Bundesebene, anfänglich CCS-Technologien überwiegend aufgeschlossen gegenüberstehen,¹² ändert sich die Haltung einiger Regierungen spätestens seit 2008, als RWE den Plan einer CO₂-Pipeline von Hürth (NRW) nach Schleswig-Holstein vorstellt, wo CO₂-Speicher erkundet werden sollen. In Teilen des Nordens breitet sich daraufhin Widerstand gegen das Projekt und CO₂-Speicher generell aus. In Schleswig-Holstein und dann auch in Niedersachsen, das schon Konflikte um die nuklearen Endlager(projekte) Asse, Konrad und Gorleben ertragen muss, prägt seither dieser Widerstand, getragen von Bürgerinitiativen und unterstützt von Nichtregierungsorganisationen (NRO), die Politik der Landesregierungen und aller Parteien. Trotz parteipolitischer Differenzen darüber, wie ein Bundesgesetz formuliert sein muss, um eine Speicherung von CO₂ sicher zu verhindern, sind sich alle politischen Kräfte in diesen Ländern einig: Im Land wird

¹¹ Die grobe Kategorisierung der Potenziale stützt sich auf [Knopf, 2010]. Die CO₂-Intensität der Stromerzeugung berücksichtigt nicht das Abschalten von Kernkraftwerken (nach <http://www.statistikportal.de/Statistik-Portal/linksuebersicht.asp>). Zu prozessbedingten Emissionen, die zumeist in etwa die CO₂-Intensität ihrer Stromerzeugung widerspiegeln: http://www.ugrdl.de/pdf/ugrdl_analyse_2007.pdf und [VIK, 2010, 97].

¹² So erwog z. B. die SPD-geführte Regierung Mecklenburg-Vorpommerns in der Planungsphase des Steinkohlekraftwerks Lubmin, es zu einem CCS-Modellprojekt zu machen. Nach dem Bauverzicht von Dong Energy, angesichts wachsender Ablehnung fossiler Stromerzeugung und der CO₂-Speicherung bewegt sich die Landesregierung immer stärker auf eine CCS-ablehnende Position zu. Im Mai 2012 verbietet das Landesparlament die CO₂-Speicherung. Auch die Landesregierung von NRW unter Ministerpräsident Rüttgers (CDU) stützte die (gescheiterten) Pläne für ein CCS-Kraftwerk Hürth und eine CO₂-Pipeline nach Schleswig-Holstein.

immer mehr Strom aus Erneuerbaren erzeugt, und es fehlt die Akzeptanz, CO₂ aus Kohlekraftwerken anderer Länder zu speichern. Prononciert formuliert der niedersächsische CDU-Ministerpräsident McAllister, der von CCS „nicht überzeugt“ ist, die Position der Nordländer: Es könne nicht angehen, dass wegen Speicherprojekten das halbe Land „in Unruhe versetzt wird.“ [Zabka, 2011]. Da Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt¹³ deutlich machen, dass auch sie Speicher im Land wegen des zu erwartenden Widerstandes ablehnen, sind die großen landseitigen Speicher Deutschlands wegen mangelnder Akzeptanz politisch verschlossen. Die Drohung Schleswig-Holsteins und Niedersachsens, im Bundesrat einem Bundesgesetz ohne Länderklausel, die jedem Land eine rechtlich sichere Option des Verschließens zuspricht, nicht zuzustimmen, bringt Erfolg - die Klausel kommt 2011. Umso größer ist ihr Ärger, als es im Vorfeld der Abstimmung im Bundesrat 2011 noch nicht einmal gelingt, die CDU/FDP-Regierung Sachsens, die wegen ihrer Braunkohlekraftwerke Speichermöglichkeiten in anderen Bundesländern sucht, von einer Zusammenarbeit mit der SPD/Linke-Landesregierung Brandenburgs abzuhalten, die sich erfolgreich bemüht, Partner zu finden, um die Länderklausel zu Fall zu bringen [Land Brandenburg, 2011].

Die Regierung Brandenburgs verfolgt, im prinzipiellen Einklang mit CDU und FDP in Land, als einziges Bundesland aktiv eine umfassende CCS-Politik vom Kraftwerk bis zum CO₂-Speicher. So heißt es im [Koalitionsvertrag 2009, S. 25]: „Eine wichtige Option ist die CCS-Technologie. Die Koalition wird sich für eine Erprobung und Demonstration dieser Technologie in Brandenburg einsetzen.“ Denn die Bedeutung des Braunkohletagebaus und der Kraftwerke für den regionalen Arbeitsmarkt ist groß, Entscheidungen über die künftige Rolle der Braunkohle stehen an, und ein geeignetes CCS-Gesetz würde den Bau des Vattenfall-Demonstrationskraftwerkes mit Investitionen von 1,5 Mrd. EUR ermöglichen. Allerdings haben sich Teile der Landtagsfraktion der Linken von der CCS- und Braunkohlepolitik der Landesregierung abgesetzt [Fröhlich, 2011b, Fröhlich, 2011a]. Dazu kommt der lokale Widerstand gegen Speicher [Schramm, 2010]. Da kein anderes Land erkennen lässt, CO₂-Speicherung zulassen, wäre ein brandenburgischer Sonderweg innenpolitisch nicht durchsetzbar. Im Juni 2011 versuchen Brandenburg und Sachsen im Bundesrat die Länderklausel zu kippen [Bundesrat, 2011], finden dafür aber keine Mehrheit,¹⁴ was bei Beobachtern den Eindruck erweckt, das CCS-Gesetz mit seiner Länderklausel könnte die Zustimmung des Rates finden. Aber Brandenburg gibt nicht auf, und mobilisiert vor der Bundesratsabstimmung 2011 über das Gesetz den Hamburger Senat, der mit Vattenfall vereinbart hat, dass das im Bau befindliche Kohlekraftwerk Moorburg mit CCS (Post-combustion) nachgerüstet wird, wenn das technisch und wirtschaftlich möglich ist und die gesetzlichen Voraussetzungen bestehen.¹⁵ Hamburg wäre auf Speicher außerhalb des Stadtstaates angewiesen. Zu den Gegnern des Bundesgesetzes gesel-

¹³ Die Landesregierung trifft auf Widerstand in der potentiellen Speicherregion Altmark, und sie sieht „keinen aktuellen Bedarf im Land für die Anwendung“ der CCS-Technologie [Landtag Sachsen-Anhalt, 2011, S. 187]. Mitglieder des Landtages haben eine Änderung des Landesentwicklungsplans erreicht [Treblin, 2010]: Im Gegensatz zu früheren Entwürfen findet sich in der verabschiedeten Version [Land Sachsen-Anhalt, 2010] kein Hinweis mehr auf eine „Sicherung“ der fast entleerten Erdgaslagerstätten im Land für die CO₂-Speicherung.

¹⁴ <http://www.iz-klima.de/aktuelles/archiv/news-2011/mai/news-30052011/>.

¹⁵ Damit besteht in Deutschland erstmals eine (bedingte) Nachrüstungspflicht für ein Kraftwerk.

len sich dann auch noch Länder, in denen Koalitionen regieren, an denen die Grünen beteiligt sind - freilich aus genau den entgegengesetzten Gründen. Da die Grünen CCS für den Kraftwerkssektor ablehnen, werden die Landesregierungen, an denen sie beteiligt sind, darauf festgelegt, im Bundesrat nicht für das CCS-Gesetz zu stimmen, was ihre SPD-Koalitionspartner ertragen können, da sie schon aus taktischen Gründen nicht anders stimmen wollen als die SPD-Bundestagsfraktion - mit „nein“. Das gilt auch für die Landesregierung NRW aus SPD/Grünen, deren Koalitionsvertrag 2010 festhält, dass ein „nationales CCS-Gesetz“ „gescheitert“ ist, da die CCS-Technologie für NRW in den kommenden Jahren nicht von praktischer Relevanz für die Reduktion der CO₂-Emissionen sei [SPD / Grüne, 2010, S. 34]. Jedoch lugen hinter dieser Vereinbarung strittige energiepolitische Vorstellungen hervor: SPD-Ministerpräsidentin Kraft betont mit Blick auf die Interessen des Landes als großer (fossiler) Stromerzeuger für Deutschland, heimische Braunkohle müsse längerfristig genutzt werden und „irritiert damit den Koalitionspartner“ [Hebel, 2011], der eine rein erneuerbare Energieversorgung anvisiert. Daher wird im neuen NRW-Koalitionsvertrag [SPD/Grüne, 2012] das Problem umschifft, indem weder Braunkohle noch CCS direkt erwähnt werden.¹⁶

So bildet sich im Bundesrat aus unterschiedlichen Motiven eine negative Mehrheit gegen das CCS-Gesetz: Sie umfasst CCS-Befürworter, denen das Gesetz zu restriktiv ist; grundsätzliche Gegner von CCS; Kritiker einzelner Gesetzespassagen und der Länderklausel, aber auch Taktiker, die (noch) nicht die Rolle festlegen wollen, die CCS künftig spielen soll, oder die die Bundesregierung durch die Ablehnung des Gesetzes innenpolitisch und mit Blick auf die EU in eine schwierige Lage bringen wollen. Eine Anrufung des Vermittlungsausschusses lehnt diese negative Mehrheit ab - sie verfolgt kein gemeinsames Ziel.

V Die gesellschaftlichen Akteure sind im Dissens

Nichtregierungsorganisationen bringen sich mit gegensätzlichen Vorstellungen intensiv in den gesellschaftlichen und politischen Diskurs um CCS ein,¹⁷ und einige NRO sind vor Ort aktiv, um mit Bürgerinitiativen¹⁸ Speicherprojekte zu verhindern und die kommunale¹⁹ bzw. Landespolitik (erfolgreich) zu beeinflussen. Denn nachdem die Kohle in der Öffentlichkeit und z. T. von der Politik wegen der Freisetzung von CO₂ mit dem Begriff „Klimakiller“ assoziiert wird, kann nur die Demonstration des technologischen und wirtschaftlichen Potenzials von CCS den Kohleeinsatz im Kraftwerkssektor Deutschlands längerfristig überhaupt politisch

¹⁶ Während in allgemeinen Abschnitten zur Energiewende der rasche Umstieg auf eine Vollversorgung durch erneuerbare Energien im Stromsektor gefordert wird, wird bei der konkreten Beschreibung des Kraftwerkssektors (aktuelle Bauten und -pläne) u. a. festgehalten, dass „Kohlekraftwerke noch für eine längere Zeit einen Beitrag zur Strom- und Wärmeversorgung leisten (müssen).“ [SPD/Grüne, 2012, S. 57]. Damit ist implizit die Zukunft der Braunkohle (und von CCS?) offengehalten.

¹⁷ Vgl. die Darstellung der Akteursgruppen bei [Léger, 2011, S. 29ff].

¹⁸ Sie lassen sich über die Seite <http://ccs-protest.de/> erschließen, ein Projekt der Bürgerinitiative CO₂-Endlager stoppen e.V. aus dem brandenburgischen Beeskow.

¹⁹ Ein „beträchtlicher Teil“ des Städte- und Gemeindebundes spricht sich dafür aus, von der „Option (der EU-Richtlinie) Gebrauch zu machen“, die CO₂-Speicherung durch Bundesgesetz im „gesamten Hoheitsgebiet oder in Teilen zu untersagen [Deutscher Städte- und Gemeindebund, 2010, S. 2].

legitimieren. Das ist Gegnern und Befürwortern der Kohlenutzung gleichermaßen bewusst. Deshalb ringen sie im CCS-Diskurs, den seit etwa 2009 überregionale Medien wegen der CCS-Gesetzgebung stärker aufgreifen, auch um begriffliche Grundlagen und Metaphern [Lakoff & Wehling, 2008]: Während Befürworter mit „CO₂-Speicher“ eine Assoziation mit Öl- und Gas-speichern suchen, die Bürgern vertraut sind, versuchen Gegner mit „CO₂-Endlagern“ eine Verknüpfung mit den mit Furcht und Ablehnung betrachteten nuklearen Endlagern herzustellen, um die Akzeptanz einer CO₂-Einpressung (vgl. [Schumann et al., 2012; Schumann et al., 2010; Fishedick, 2008]) weiter zu schwächen.

Der Dissens innerhalb der Gesellschaft spiegelt und forciert die Diskrepanzen, die sich in der Politik gegenüber CCS und Kohlenutzung zeigen: In den meisten Verbänden der (Energie-) Wirtschaft und Industrie gibt es Unterstützung für CCS und eine Umsetzung der CCS-Richtlinie in ein Gesetz, das die Demonstration dieser Technologien und die spätere kommerzielle Anwendung ermöglicht. Auch der Bundesverband der Deutschen Industrie sieht das Potenzial für klimafreundliche Kraftwerke und plädiert dafür, dass ein Gesetz die „EU-Richtlinie 1:1 umsetzen“ solle, da Verschärfungen der Richtlinie Investitionen in diese Technologien behindern [BDI, 2010, S. 1]. Hingegen lehnen Verbände, die sich um erneuerbare Energien gebildet haben, CCS grundsätzlich ab ([Bundesverband Windenergie, 2010; Fell, 2009]) oder fordern zumindest den uneingeschränkten Vorrang für Geothermie und Energiespeicher (z. B. Druckluftspeicher) vor CO₂-Ablagerung bei der Nutzung des Untergrunds [BEE, 2009]. Der übergreifende Bundesverband Energie- und Wasserwirtschaft, der etwa 1800 Unternehmen unterschiedlicher Größe und energie- bzw. wasserwirtschaftlicher Ausrichtung umfasst, hat eine kritisch-befürwortende CCS-Position: Trotz Einwänden gegen die Ausgestaltung der aufeinanderfolgenden CCS-Gesetzesentwürfe begrüßt der BDEW, dass im Gesetz ein politisches Bekenntnis zur CCS-Technologie zum Ausdruck gebracht wird [BDEW, 2010].

Die Gewerkschaften stehen, trotz einiger kritischer Nachfragen und Vorbehalte, CCS recht aufgeschlossen gegenüber, da die Technologien Arbeitsplätze in der Energiewirtschaft sichern können [DGB, 2010]. Kirchen, die z. T. Grundstücke oberhalb potentieller CO₂-Speicher haben, nehmen keine einheitliche Haltung ein.²⁰ Das gilt auch für die wissenschaftlichen Beratungsgremien. Je globaler ihr Blick ist, desto eher rückt für sie CCS als Option für die Energiewirtschaft vor allem in Schwellenländern in den Blick. Ihr kleinster gemeinsamer Nenner ist der potentielle Einsatz von CCS in Deutschland für prozessbedingte Emissionen. Für den Wissenschaftlichen Beirat Globale Umweltveränderungen, der eine weltweite Perspektive hat und die globale Tendenz zur verstärkten Nutzung der Kohle beobachtet, könnte CCS eine CO₂-Vermeidungsoption für Schwellen- und Entwicklungsländer sein, die Kohle langfristig einsetzen. Zudem wäre es denkbar, mit CCS der Atmosphäre CO₂ zu entziehen [WBGU, 2011, S. 7f, 122ff]. Wegen eines „Versauerungsrisikos“ für die Meere sieht der WBGU eine Verpressung von CO₂ unter den Meeresboden sehr kritisch [WBGU, 2006]. In einem Papier zu

²⁰ Während einige Landeskirchen CCS ablehnen, bezieht die die Landeskirchen überwölbende EKD gegenüber CCS eine kritische und skeptische, aber nicht völlig ablehnende Position [EKD, 2009]. Die katholische Kirche [Deutsche Bischofskonferenz, 2007] betrachtet CCS allenfalls als Übergangslösung.

Klima- und Energiepolitik des Rates für Nachhaltige Entwicklung, der ebenfalls stark international orientiert ist, wird in CCS ein möglicher Beitrag für eine CO₂-ärmere Zukunft gesehen. Deutschland solle zur Erforschung und Entwicklung dieser Technologien beitragen, und nach 2015 sollten in Deutschland keine Kohlekraftwerke ohne CCS genehmigt werden. Sollte CCS nicht zum Einsatz kommen, sieht der RNE das Risiko drastisch steigender Preise für Emissionszertifikate. Vor allem aber wären die „Auswirkungen eines Scheiterns der CCS-Option auf die globale Klimapolitik (...) unübersehbar“, da in vielen Schwellenländern kein Weg an der Kohlenutzung vorbeiführe [RNE, 2008, S. 9]. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen, dessen Fokus sich auf Deutschland richtet, plädiert in seiner kritischen Stellungnahme zum ersten CCS-Gesetzentwurf [SRU, 2009] dafür, zunächst nur die Erprobung von CCS durch ein Forschungsgesetz zu ermöglichen, da es viele offene Fragen gebe, z. B. die Nutzungskonkurrenz um den Untergrund, ökologische Risiken, Kosteneffizienz und Akzeptanz. Aus einer späteren Studie des SRU zur Stromversorgung lässt sich ableiten, dass er CCS für prozessbedingte Emissionen als eine denkbare Option betrachtet, während der „Verzicht auf CCS-Kohle im Sinne der Nachhaltigkeit geboten“ sei [Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2011, S. 39].

Auch Umwelt-NRO vertreten gegenüber CCS keine einheitliche Position. Die strikten Gegner unter den NRO bringen, wie viele andere Gegner, drei grundsätzliche Argumente gegen CCS vor: Die Kohleverstromung sei überflüssig und behindere den Durchbruch der Erneuerbaren; die CO₂-Speicherung gefährde Menschen; sie sei eine Gefahr für das Grundwasser, wenn Speicher undicht würden.²¹ Zu diesen CCS-Gegnern gehören, verbunden mit örtlichen Anti-CCS-Initiativen, der Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz [BBU, 2010] und der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, der vehement gegen den Bau von Kohlekraftwerken vorgeht.²² CCS sei eine „hochriskante“ Technologie, und CO₂-Endlager sollten in Deutschland „generell ausgeschlossen werden“ [BUND, 2011]. Die Ablehnung des CCS-Gesetzes im Bundesrat führt der BUND auch auf seine Kampagne zurück, in deren Verlauf 170.000 Protest-E-Mails an Länderregierungen geschickt worden seien. Zu den Gegnern zählen auch der Deutsche Naturschutzring [DNR, 2010] und Greenpeace [Greenpeace, 2010]: CCS sei der Versuch, die Kohle „grünzuwaschen“ - deshalb solle statt eines CCS-Gesetzes ein „Kohleausstiegsgesetz“ kommen [Tötz, 2011]. Entsprechend harsch war ihre Reaktion auf das Kompromissgesetz von 2012: Sie kündigten an, weiterhin entschlossen gegen CCS vorzugehen ([BUND, 2012; Steffens, 2012]). Differenzierte Positionen nehmen andere Umwelt-NROs ein, vor allem Germanwatch ([Treber, 2011; Germanwatch, 2009], die Deutsche Umwelthilfe [DUH, 2010, DUH, 2011]), der Naturschutzbund Deutschland [NABU, 2011] – zumindest auf Bundesebene – und der World Wide Fund For Nature [WWF, 2010; WWF, 2011]. Trotz vielfältiger Kritik an Bestimmungen der CCS-Gesetzentwürfe und Forderungen nach Verbesserungen (wie Nutzungskonkurrenz bei der Speicherung vorzubeugen, die Haf-

²¹ Zu Beginn der Kontroversen stand das Risiko einer bodennahen Konzentration von entweichendem CO₂ (Erstickungsgefahr) im Vordergrund. Erst später rückte die Grundwasserfrage in den Fokus und brachte den CCS-Kritikern Unterstützung aus der Wasserwirtschaft (vgl. [Wasserzeitung, 2009]).

²² So veröffentlicht der BUND eine Liste von Kohlekraftwerksprojekte, die der „BUND und seine Verbündeten“ gestoppt hätten; vgl. http://www.bund.net/themen_und_projekte/klima_energie/.

tung bei einem CCS-Technikversagen nicht zu sozialisieren), lautet ihr gemeinsamer Nenner, CCS für prozessbedingte Emissionen (potentiell auch für Deutschland) und mit Blick auf Schwellenländer für den Kraftwerksbereich zu erforschen und gegebenenfalls zu entwickeln. CCS könnte als „Brückentechnologie zum „Solarzeitalter“ nötig sein. Germanwatch begrüßt „deshalb *grundsätzlich* (H.i.O.) (...) das Bemühen der Bundesregierung, schnell einen Rechtsrahmen für die Erprobung dieser Technologie in Deutschland zu schaffen.“ [Germanwatch, 2009, S. 2]. Keinesfalls dürfe durch CCS die Akzeptanz für neue Kohlekraftwerke in Deutschland erhöht werden - und deshalb solle CCS nicht per se, wie bisher geschehen, mit Kohle verknüpft werden.²³ Ein Grund dafür, dass die NRO uneinheitliche Positionen beziehen, liegt - vergleichbar den wissenschaftlichen Beratergremien - darin, dass einige ihre Politik stärker im globalen Kontext und CCS als Option für die expandierende CO₂-intensive Elektrizitätswirtschaft in Schwellenländern sehen. Andere NRO, die eng verknüpft sind mit Bürgerinitiativen gegen CCS, sind stärker von diesen lokalen Einflüssen und Interessen geprägt.

VI Der Gesetzgebungsprozess ist langwierig und konfliktreich

Angesicht divergierender Interessen und Ziele überrascht es nicht, dass die Politik seit 2009 mehrere Anläufe nehmen muss, um zu einem CCS-Gesetz zu kommen.²⁴

Im April 2009 legt die Große Koalition den ersten Entwurf zur Umsetzung der EU-Richtlinie vor (vgl. im folgenden [Viebahn et al., 2012; Hohmuth et al., 2009; Skrylnikow, 2010; Hellriegel, 2010; Deutscher Bundestag, 2011a; Eckardt et al., 2011]). Er beruht auf Vorarbeiten des BMWi (Minister Klos, ab 2/2009 zu Guttenberg, beide CSU), das den Entwurf einer Anwaltskanzlei „aufgreift“ und „weiterentwickelt“, und des SPD-geführten BMU (Gabriel), das sich an „atom- und abfallrechtlichen Vorschriften orientiert“ [Skrylnikow, 2010, S. 547]. Dieser Gesetzentwurf lehnt sich stark an die Richtlinie der EU an. Zwar finden sich dort schon wesentliche Bestimmungen, die sich auch in den späteren Gesetzentwürfen wiederfinden. Von einer Begrenzung der zulässigen Speichermenge von CO₂ oder einer Länderklausel ist im Entwurf, der über die Demonstration von CCS hinaus schon die kommerzielle Anwendung anvisiert, nicht die Rede. Er findet anfänglich Unterstützung in der Fraktionen der CDU/CSU sowie in der SPD, während die oppositionelle FDP, positiv gestimmt gegenüber CCS, Einwände gegen zu „restriktive“, „komplizierte“ Regelungen des Gesetzentwurfs formuliert und einen eigenen Entwurf vorlegt, um zu einer „raschen, sicheren und unbürokratischen Umsetzung der CCS-Projekte“ [FDP, 2009] zu kommen. Auch Unternehmen aus der Stromwirtschaft, unterstützt von Teilen der Industrie, drängen auf ein Gesetz, um Planungssicherheit zu bekommen, und Ministerpräsidenten aus Ländern mit viel Kohlenutzung (Sachsen, Nordrhein-Westfalen, Brandenburg) machen sich für das CCS-Gesetz stark. Auf heftige, grundsätzliche Kritik trifft es bei den Grünen, der Linken, einigen Umweltorganisationen, Verbänden

²³ Zur Diskussion, ob die Akzeptanz steigt, sollte CCS stärker mit Prozessemissionen, Biomasse- oder den relativ „populären“ Erdgaskraftwerken verknüpft werden, vgl. [Schumann & Pietzner, 2012].

²⁴ Zum Ablauf des Gesetzgebungsverfahrens vgl. das Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge des Bundestages und Bundesrates, <http://dipbt.bundestag.de/>.

der erneuerbaren Energien und insbesondere bei den unter politischen Druck von Bürgerinitiativen, NGO und Verbänden geratenen Landesregierungen in Schleswig-Holstein (Große Koalition bis Juli 2009, danach CDU/FDP), Niedersachsen (CDU/FDP) und in Bayern (Koalition CSU/FDP), wo Bauernverbände gegen das Gesetz mobilisieren: Die langfristigen Auswirkungen der Speicherung auf die Rechte der Grundstückseigentümer und die Vermarktung landwirtschaftlicher Produkte seien nicht absehbar. Die Kritik verhindert einen übergreifenden Konsens innerhalb von CDU/CSU, während der Widerstand bei der an der Großen Koalition im Bund beteiligten SPD deutlich geringer ist, da sie nicht in den einschlägigen kritischen Landesregierungen vertreten ist, Brandenburg pro CCS agiert und kohlefreundliche Gewerkschaften auf die Technologien setzen. Die Kritik an CCS generell und dem ersten Gesetzentwurf aus den Reihen der Grünen, Linken und von Umweltverbänden lautet u. a., dass mit CCS die umweltschädliche Kohlenutzung fortgeführt, der Ausbau der Erneuerbaren behindert werde, dass die CO₂-Speicher gefährlich für Mensch und Umwelt seien, es versteckte Subventionierung von CCS gebe, das Risiko durch Belastung der nördlichen Speicherregionen sich ungleich verteile, eine Verlagerung des Haftungsrisikos auf die öffentliche Hand nach Schließung der Speicher vorgesehen sei – Kritikpunkte, die auch gegen die folgenden Entwürfe des CCS-Gesetzes vorgebracht werden. Zudem schaffe der Gesetzentwurf wegen seiner frühen Entscheidung für die CCS-Technologien schon Planungssicherheit für einen späteren großindustriellen Einsatz, ohne dass die vielen offene Fragen gelöst seien und Bundesländer bestenfalls (so Kritiker auch aus Ländern) im Rahmen der Raumplanung, aber mit wenig Erfolgsaussichten, versuchen könnten, solche (Speicher-) Projekte zu verhindern. Stattdessen solle nur ein Forschungs- oder, so andere Kritiker, ein restriktives Demonstrationsanlagengesetz angestrebt werden, nicht aber eine umfassende Regelung. Nicht zuletzt wegen des Widerstandes in den eigenen Reihen können sich CDU/CSU in Bund und Ländern nicht über das Gesetz einigen. Umweltminister Gabriel zielt taktisch auf einen wunden Punkt des Koalitionspartners, als er betont, die SPD sei bereit, dem CCS-Gesetzentwurf noch vor Ende der Legislaturperiode zuzustimmen, was erkennbar für CDU/CSU nicht möglich ist. Am 24.6.2009 wird daher von der Unionsfraktion der Entwurf, der schon eine Lesung im Bundestag hinter sich hat, von der Tagesordnung genommen und damit auf die nächste Legislaturperiode verschoben. Der erste Anlauf für ein CCS-Gesetz ist gescheitert.

Am 14.7.2010 legt die neue CDU/CSU/FDP-Koalition einen Entwurf für ein Kohlendioxid-Speicherungsgesetz vor. Sie ist prinzipiell CCS-freundlich und möchte die Richtlinie „zeitnah“ umsetzen [Koalitionsvertrag, 2009, S. 28]. Der neue Entwurf berücksichtigt Kritik aus Politik und Gesellschaft und weist wesentliche Änderungen gegenüber dem vorangegangenen Entwurf auf (vgl. im folgenden [Hellriegel, 2010; Dietrich, 2010; Wickel, 2011]). Er enthält, bis auf die Länderklausel und die mit ihr verbundenen Regelungen, die erst im nächsten Entwurf auftauchen, weitgehend die Struktur und die Inhalte, die auch in den folgenden beiden Überarbeitungen des Gesetzentwurfs zu finden sind. Der Gesetzentwurf konzentriert sich auf die Erprobung und Demonstration der CO₂-Speicherung und begrenzt die jährlich zuläs-

sige Speichermenge auf maximal drei Mio. Tonnen CO₂ pro Speicher²⁵ und bundesweit auf maximal acht Mio. Tonnen CO₂. Die Entscheidung über die kommerzielle Anwendung von CCS soll auf der Grundlage eines Erfahrungsberichts 2017 getroffen werden. Damit wird der Forderung Rechnung getragen, dass das Gesetz keinen Automatismus schafft für den Übergang von Demonstration zur kommerziellen Anwendung [Skrylnikow, 2010]. Nur in diesem Entwurf findet sich explizit eine Bestimmung, die die Akzeptanz eines Speichers vor Ort erhöhen soll: Gemäß § 42 (Ausgleichsanspruch der Gemeinden) muss der Betreiber den Gemeinden, die über dem Speicher liegen, einen Ausgleich in Höhe von zwei Prozent des Durchschnittswertes der Zertifikate zahlen, der der gespeicherten Menge an CO₂ im Betriebsjahr entspricht.²⁶ Der Gesetzentwurf sieht vor, dass der Betreiber eines Speichers eine verschuldensunabhängige Gefährdungshaftung hat, und dass für die Stilllegung eines Speichers ein Genehmigungsvorbehalt sowie eine Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung notwendig sind. Ist die Langzeitsicherheit des Speichers festgestellt und hat der Betreiber einen Deckungs- bzw. Nachsorgebeitrag geleistet, kann frühestens 30 Jahre nach Abschluss der Stilllegung der Betreiber beantragen, dass seine Pflichten auf das jeweilige Bundesland übertragen werden (vgl. [Eckardt et al., 2011]). Insgesamt enthält der Entwurf u. a. mehr Rechte für die Eigentümer von Grundstücken, deren Zustimmung bei Erkundungen eingeholt werden muss,²⁷ eine stärkere Berücksichtigung alternativer Nutzungen des Untergrundes (etwa Geothermie, Druckluftspeicher) und kommt kritischen Ländern entgegen, indem die Möglichkeit, Speicherprojekte durch Raumordnungsverfahren der Länder zu erschweren oder gar zu verhindern, verbessert wird. Mitte Juli 2010 stellten die Minister Röttgen und Brüderle, als sie die Einigung ihrer Ministerien auf den neuen Gesetzentwurf verkündeten, fest, dass es keine CCS-Erprobung gegen den Willen der betroffenen Bundesländer geben werde [Seidler, 2010]. Jedoch lässt auch dieser Entwurf die vielfältige Kritik nicht verstummen. Sie richtet sich insbesondere gegen die „zu große“ zulässige Speichermenge, gegen die Regelung zur Übertragung stillgelegter Speicher an die Länder bzw. den Deckungs- bzw. Nachsorgebeitrag des Betreibers. Dieser Aspekt wird von M. Miersch, umweltpolitischer Sprecher der SPD-Fraktion, bei der Lesung des Gesetzes im Jahre 2011 noch einmal so zusammengefasst: Die Haftungsregelung sei unzureichend, und 30 Jahre nach Schließung des Speichers gehe die Haftung für „Langzeitrisiken“ auf die öffentliche Hand über; ebenso sei abzulehnen, dass die Haftungs- und Deckungsvorsorge des Unternehmens, das CO₂ speichert, sich nicht nach der Höhe eines möglichen Gesamtschadens richte [Deutscher Bundestag, 2011c, S. 13960ff]. Daher tragen diese Regelungen im CCS-Gesetz dazu bei, dass es von der SPD abgelehnt wird und im Bundesrat keine Mehrheit findet. Zudem war im Kontext der Haftungsregelung bei CO₂-Speichern deutlich geworden, dass es Haftpflichtprobleme geben würde, wie der Abschlussbericht des Klimaschutzdialogs Wirtschaft und Politik

²⁵ Das entspricht etwa den jährlichen CO₂-Emissionen eines Braunkohleblocks von 430 Megawatt elektrisch im Grundlastbetrieb (8250 Stunden/Jahr).

²⁶ In den folgenden Entwürfen wird eine solche Regelung den Ländern überlassen.

²⁷ Wird sie versagt und überwiegt öffentliches Interesse, kann für Flächen außerhalb der eingefriedeten Privaträume (Gebäude, Gärten) seine Zustimmung durch die der Behörde ersetzt werden.

zeigte, an dem auch Versicherungsunternehmen beteiligt waren. Danach könnten Abscheidung, Transport und Injektion von CO₂ „versicherungstechnisch begleitet werden“. Jedoch sei „derzeit nicht absehbar, in welchem Umfang eine privatwirtschaftliche Haftpflichtversicherung“ bei einer CO₂-Freisetzung „angeboten werden kann.“ [Dietrich, 2009]. Die Zurückhaltung beruht darauf, dass es kaum Erfahrung mit Speicherrisiken gibt, der Versicherungszeitraum lang ist und bestenfalls sehr wenige Speicherprojekte zu erwarten sind, weshalb das Versicherungsgesetz der großen Zahlen („risk sharing“) nicht greift. Scharfe Kritik am Entwurf der Bundesregierung kommt aber auch weiterhin aus den Reihen der Koalitionsparteien: Schleswig-Holstein und Niedersachsen vermissen eine „opt out“-Klausel, die Ländern eine rechtssichere Verweigerung von Speicherprojekten ermöglicht, und sie bleiben deshalb bei ihrem Widerstand.

Am 14.2.2011 legt die Bundesregierung eine Überarbeitung des Gesetzentwurfes vor, in dem sich nun eine Länderklausel findet: § 2 (5) legt fest, dass Länder durch Landesgesetze die Gebiete bestimmen können, in denen die Erprobung und Demonstration der Speicherung zulässig ist, fordert aber explizit eine sachliche Abwägung bei einer Entscheidung eines Landes gegen Speicherung. T. Bareiß, der energiepolitische Koordinator der Unions-Bundestagsfraktion, stellt fest, man sei Ländern weit entgegen gekommen, aber es sei "nicht akzeptabel, dass ein Land ganz aus einem Bundesgesetz aussteigt." [Sattler, 2011], indem es einfach Speicher landesweit verbietet. Obwohl die Überarbeitung eine Bewegung hin zu den Forderungen der opponierenden Länder ist, bleibt der Widerstand u. a. in Schleswig-Holstein hart: Denn gerade diese Ausstiegsoption fordert faktisch die Landesregierung, die die Länderklausel als noch nicht präzise genug ablehnt, und sie erhält dafür die Rückendeckung des Parlaments. Zugleich wächst die Unruhe in Brandenburg und Sachsen, die ihre pro-CCS-Politik gefährdet sehen, da beide Länder durch die Länderklausel immer stärker isoliert erscheinen.

Am 14.4.2011 kommt das Kabinett mit einer geringfügig geänderten Formulierung der Länderklausel den Nordländern weiter entgegen: „Die Länder können durch Landesgesetz bestimmen, dass eine Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung nur in bestimmten Gebieten zulässig ist oder in bestimmten Gebieten unzulässig ist.“ (§ 2 (5)). Das Abwägungsgebot findet sich nun nicht mehr im Paragrafen. Wie restriktiv die Länderklausel aus juristischer Sicht freilich ist, bleibt umstritten. Der Grünen-Abgeordnete Krischer geht davon aus, dass trotzdem CO₂-Speicher gegen den Widerstand von Ländern durchgesetzt werden können und beruft sich dabei auf die Antwort der Bundesregierung auf eine von ihm gestellt Anfrage und auf eine Ausarbeitung des Wissenschaftlichen Dienstes des Bundestages [Robbe, 2011]. BMWi-Staatssekretär Hohman führte in seiner Antwort auf die Anfrage aus: „Bei der Ausweisung der Gebiete sind energie- und industriebezogene Optionen zur Nutzung einer potentiellen Speicherstätte, die geologischen Besonderheiten der Gebiete und andere öffentliche Interessen (z. B. Umwelt und Tourismusbelange) abzuwägen. Die Gebietsauswahl hat anhand anerkannter fachlicher und verwaltungsrechtlicher Kriterien zu erfolgen.“²⁸ Zwar betonen die Notwendigkeit einer Abwägung weitere Experten ([Robbe,

²⁸ Zitiert nach dem bei [Krischer, 2011] abgedruckten Antworttext.

2011, S. 4; Dietrich, 2011; Hellriegel, 2011]), da eine reine „Negativplanung“, die „nur darauf abzielt“, eine „unerwünschte Nutzung“, hier die CO₂-Speicherung, „zu verhindern“, rechtswidrig sei. Denn es müssten auch im Rahmen der neuen Länderklausel abgewogene Gründe gegen eine Speicherung vorgebracht werden. Jedoch verbessere der Gesetzestext politisch die Position der Länder, die eine Speicherung ablehnen, auch wenn die „genaue Reichweite der Ausschlussmöglichkeiten weiterhin mit Unsicherheiten versehen bleiben dürfte.“ [Dietrich, 2011, S. 8]. Damit erscheint die Möglichkeit, durch Landesrecht die Speicherung zu untersagen,²⁹ mit den neuen § 2 (5) weiter gefestigt. Das sehen sowohl die niedersächsische und die schleswig-holsteinische Landesregierung so, und sie zeigen sich überzeugt, dass das Gesetz ihr Anliegen sichert, in ihrem Land keine Erprobungsgebiete für CO₂-Speicherung ausweisen zu müssen ([Geisslinger & Havlicek, 2011; NDR, 2011; NWZ, 2011; de Jager, 2011]).

Aber auch jetzt bleiben die Positionen vieler Akteure starr: Wer bislang gegen CCS ist, bleibt auch bei seiner Ablehnung des Gesetzes, und die Kritik wird fortgeführt und sogar erweitert: Die genaue Prüfung der Länderklausel zeige, dass sie nur die Territorien der Länder, einschließlich der Hoheitszone von 12 Seemeilen abdecke, nicht aber die sich daran anschließende ausschließliche Wirtschaftszone, für die die Deutschland und als ausführende Behörde das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zuständig ist. Hier befinden sich große potentielle CO₂-Speicher unter dem Meeresboden, deren Zulassung eine Bundesregierung ohne Beteiligung der Länder betreiben könne [Nestle, 2011], zumal durch Anpassungen des Londoner Protokolls (über die Einbringung von Abfällen in die Meere) und der OSPAR-Konvention (Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks) diese Möglichkeit völkerrechtlich abgesichert ist [Stoll & Lehmann, 2008]. Auch die SPD-Bundestagfraktion, deren generelle Haltung zu CCS weiterhin nicht klar erkennbar ist, die sich aber allmählich auf die Forderung nach einem „Forschungsgesetz“ mit Fokus auf die prozessbedingten Emissionen energieintensiver Industrien hin bewegt [Deutscher Bundestag, 2011c, S. 13961], wendet sich weiter gegen den Gesetzentwurf und spottet über die Länderklausel als Produkt des Dissens in Union und FDP, verdeckt aber, dass sie noch vor zwei Jahren für einen Entwurf plädierte, der deutlich weitreichender war. Aber auch Befürworter von CCS sind nicht zufrieden und sehen im Gesetz die faktische Absage an Speicherprojekte, und die Länderklausel sei ein Verstoß gegen eine einheitliche Rechtssetzung für die Bundesrepublik, denn Länder „klinkten“ sich aus gesamtstaatlicher Verantwortung aus. So reibt sich ein Teil der FDP an dem Gesetzentwurf, auch unter Verweis auf einen Beschluss des Bundesparteitags im Mai 2011, der fordert, „die Länderklausel (...) so zu verändern, dass nicht ideologisch das gesamte Landesgebiet, sondern nach fachlichen Kriterien nur Teile des Landes für CCS-Demonstrationsanlagen ausgeschlossen werden können“, um CCS nicht „komplett zu verhindern“. Zudem dürfe kein „Präzedenzfall für andere energiepolitische Vorhaben von nationaler Bedeutung wie den Netzausbau oder die Standortsuche für ein nukleares Endlager“ geschaffen werden

²⁹ Die Bundesregierung verweist in der Debatte zu § 2 (5) darauf, er jedem Bundesland die Möglichkeit eröffne, Speicherung abzulehnen oder zuzulassen. Insoweit sei § 2 (5) neutral. Erkennbar war jedoch, dass ein Alleingang bei der Speicherung für ein Land eine schwere politische Bürde wäre.

[FDP, 2011, S. 8]. Dieser Beschluss ruft vehementen Widerspruch in den Landesverbänden hervor, die die Länderklausel mühsam erkämpft haben. Um einen Konflikt im Vorfeld der Abstimmung über das CCS-Gesetz zu vermeiden, beugt sich die große Mehrheit der FDP-Bundestagfraktion diesem Druck und hält am Gesetzentwurf fest [FAZ, 2011]. Ein Journalist fasst das Ergebnis des Politikprozesses prononciert zusammen: „Die schwarz-gelben Landesregierungen wollen ihre Wähler nicht verprellen und sind gegen CCS. Die Bundesregierung greift den Parteikollegen auf Landesebene unter die Arme und führt eine Länderklausel ein. Das wiederum stört die rot-rote Koalition in Brandenburg“, die Wähler und Parteimitglieder fürchtet, wenn Brandenburg alleine CCS betreibt. „Um Klimaschutz oder Sicherheit der CO₂-Endlager geht es niemandem.“ [Werdermann, 2011, S. 2f].

Nach kontroverser Debatte stimmt der Bundestag am 8.7.2011 auf Antrag der Grünen in namentlicher Abstimmung dem Gesetzentwurf zu: 306 Abgeordnete von CDU/CSU und FDP stimmen mit ja, 4 mit nein; 262 Abgeordnete von SPD, Grüne und Linke stimmen mit nein, ein SPD-Abgeordneter enthält sich. 47 Abgeordnete stimmen nicht ab, darunter die hohe Zahl von 12 Abgeordneten der Linken (zwei Drittel ihrer Abgeordneten). Die Abweichler aus den Koalitionsparteien repräsentieren die Pole der Bewertung des Gesetzes: von der Marwitz, CDU-Abgeordneter aus Märkisch-Oderland-Barnim (Brandenburg), ein Zentrum der CCS-Gegner, sieht in CCS eine „falsche Weichenstellung“ zugunsten der Kohleverstromung und „geologisch-physikalische Risiken“ [von der Marwitz, 2010], und J. Rief, CDU (Biberach, Baden-Württemberg), teilt die Befürchtungen des Bauernverbands [Rief, 2011] - beide stimmen gegen das Gesetz, weil es CCS prinzipiell ermögliche. Der FDP-Abgeordnete Meierhofer (Bayern), CCS-Fraktionsberichterstatter, stimmt hingegen gegen das Gesetz, weil es CCS verhindere und einen negativen Präzedenzfall schaffe [Meierhofer, 2011], ebenso wie die Abgeordnete Skudelny [Skudelny, 2011] (FDP, Baden-Württemberg), für die „ohne CCS“ „unsere Klimapolitik mittelfristig kaum mehr möglich“ ist. MdB Kauch, umweltpolitischer Sprecher der FDP-Fraktion, fasst in der abschließenden Lesung des CCS-Gesetzes die schwierige Position der Regierung und ihrer Abgeordneten zusammen: „Die Einführung von CCS über die Länderklausel ist nicht der Weg unserer Wahl gewesen; es ist aber der einzige Weg, dieses Gesetz durch den Bundesrat zu bringen.“ [Deutscher Bundestag, 2011c, S. 13966].

Aber diesen Weg verstellt der Bundesrat: Am 23.9.11 stimmen die CDU/CSU/FDP-Landesregierungen Bayern, Hessen, Niedersachsen, Schleswig-Holstein für das vom Bundestag verabschiedete Gesetz.³⁰ Dieses Ergebnis zeichnet sich im Sommer 2011 ab, als in einem Bundesratsausschuss mit 10 zu 6 Stimmen das Gesetz u. a. wegen der 30-Jahresfrist der Speicherübertragung und der Länderklausel abgelehnt wird [Matern & Fröhlich, 2011]. Da der Bundesrat den Vermittlungsausschuss nicht anruft, tut das am 26.10.11 die Bundesregierung. Danach wird das Thema im Vermittlungsausschuss als Fortsetzung der 13. Sitzung für etwa 8 Monate vertagt. Dieser „Verfahrenstrick“ eröffnet die Möglichkeit, informell Wege zu

³⁰ Das Protokoll der BR-Sitzung findet sich unter http://www.wir-im-niederbarnim.de/?page_id=690. Bei einer Abstimmung im Plenum des Bundesrates wird nur die Zustimmung zu einem Gesetz abgefragt. Gibt es keine Mehrheit, ist das Gesetz abgelehnt. Das Abstimmungsverhalten der Länder wird nicht dokumentiert.

einer Einigung über ein Gesetz zu erkunden, die dann der Ausschuss offiziell beschreiten kann, ohne unmittelbar in die Gefahr zu laufen, bei einer sofortigen, expliziten Befassung mit dem Gesetz das Vermittlungsverfahren und den Gesetzgebungsprozess scheitern zu lassen.³¹

Diese „Hängepartie“ um das Gesetz trägt dazu bei, dass Anfang Dezember 2011 Vattenfall, unter dem Jubel der CCS-Gegner in Brandenburg und bundesweit, seine Planungen für das das einzige deutsche CCS-Demonstrationsprojekt, Jämschwalde, und die Aktivitäten zur Speicherkundung, wie schon im Juli 2011 angedeutet [Vattenfall, 2011b], einstellt.³² Das Unternehmen wird aber den Testbetrieb in der CCS-Pilotanlage in Schwarze Pumpe fortsetzen und will sich an europäischen CCS-Projekten beteiligen, wobei insbesondere der Ausbau einer europäischen Transport- und Speicherinfrastruktur zwingend erforderlich sei. Auch hält es an der Absicht fest, in den 2020er Jahren in Jämschwalde ein neues CCS-Kraftwerk zu bauen [Vattenfall, 2011a], was die Landesregierung Brandenburgs, die die Forschungen in Ketzin weiterführen will, begrüßt [Landesregierung Brandenburg, 2011].

Aber trotz des Stillstands in der Politik steht der Stichtag 25.6.11 für die Umsetzung der Richtlinie fest, und da er verfehlt wurde, hat die EU-Kommission im Juni 2011 ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland eingeleitet.³³ Deshalb wurden nach dem Steckenbleiben der Gesetzgebung einige denkbare Entwicklungen der Gesetzgebung diskutiert, um dem EU-Recht Genüge zu tun [Fischer & Hake, 2012]: Ein Verbot der CO₂-Speicherung (außer für Forschungsvorhaben „geringen Umfangs“) mit Revisionsklausel nach dem österreichischen Modell;³⁴ die Begrenzung auf die Erforschung prozessbedingter Emissionen und auf Biomassekraftwerke;³⁵ eine explizit auf Forschung begrenztes Gesetz (etwa durch reduzierte Speichermengen); ein an einigen Stellen modifiziertes Gesetz, das Ländern die Option eröffnet, „nur noch“ über die Raumordnung CO₂-Speicherung zu verhindern bzw. zu erlauben.

Im Frühsommer 2012 wurde - für die Öffentlichkeit überraschend - im Vermittlungsausschuss mit knapper Mehrheit ein Kompromiss erarbeitet, in dem sich Elemente der beiden letztgenannten Optionen widerspiegeln. Ihm gingen informelle Konsultationen zwischen den Beteiligten in Bund und Ländern voraus, insbesondere zwischen Brandenburg, Niedersachsen, Sachsen und NRW. Das gescheiterte CCS-Gesetz wurde in vier Punkten verändert, die der Berichterstatter des Vermittlungsausschusses, der Chef der Staatskanzlei Sachsen, Johannes Beermann, im Bundesrat vorstellte [Bundesrat, 2012, S. 292f]:

³¹ § 12 der Geschäftsordnung des Vermittlungsausschusses: „(1) Wird in der zweiten wegen der gleichen Sache einberufenen Sitzung ein Einigungsvorschlag nicht beschlossen, so kann jedes Mitglied den Abschluss des Verfahrens beantragen. (2) Das Verfahren ist abgeschlossen, wenn in der folgenden Sitzung sich keine Mehrheit für einen Einigungsvorschlag findet.“ <http://www.bundesrat.de/>.

³² Auch der Kosten- und Konsolidierungsdruck nach dem Abschalten bzw. der endgültigen Stilllegung der Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel könnte die Entscheidung Vattenfalls beeinflusst haben.

³³ Vertragsverletzungsverfahren der EU sind nicht selten. Derzeit sind, mit dem CCS-Verfahren, das jedoch bald eingestellt wird, 81 Verfahren gegen Deutschland anhängig, von denen 26 nicht umgesetzte Richtlinien betreffen. Bislang wurde noch kein Zwangsgeld gegen Deutschland verhängt; vgl. [TAZ, 2012].

³⁴ Bis zum 31.12.2018 muss dem österreichischen Parlament ein Evaluierungsbericht vorliegen.

³⁵ Der Vorschlag wurde als „Kompromiss“ von den Landesregierungen Baden-Württembergs (Grüne/SPD), NRW und Rheinland-Pfalz nach dem Scheitern des Gesetzes (erfolglos) gemacht.

- Der Zweck des Gesetzes wird in § 1 neu geregelt und enthält nun eine „wertneutrale Formulierung“: Weder Klimaschutz noch Energieproduktion werden mehr erwähnt, so dass die „Diskussionen über die Herkunft der CO₂ – aus der Energiewirtschaft oder der Industrie – beendet werden.“ (Zitate Beermann). Stattdessen heißt es: „Dieses Gesetz dient der Gewährleistung einer dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten zum Schutz des Menschen und der Umwelt, auch in Verantwortung für künftige Generationen. Es regelt zunächst die Erforschung, Erprobung und Demonstration von Technologien zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten.“ [Deutscher Bundestag, 2012a].
- In § 2 (2) werden die Mengen für CO₂-Speicherung reduziert. Es dürfen nur Speicher zugelassen werden, in denen jährlich nicht mehr als 1,3 Mio. Tonnen CO₂ eingespeichert werden,³⁶ und im räumlichen Geltungsbereich des Gesetzes darf eine Gesamtmenge von 4 Mio. Tonnen CO₂ im Jahr nicht überschritten werden.
- Die „Länderklausel“ im § 2 (5) wird verändert: "Die Länder können bestimmen, dass eine Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung nur in bestimmten Gebieten zulässig ist oder in bestimmten Gebieten unzulässig ist. Bei der Festlegung nach Satz 1 sind sonstige Optionen zur Nutzung einer potenziellen Speicherstätte, die geologischen Besonderheiten der Gebiete und andere öffentliche Interessen abzuwägen." Hier entfällt der Zusatz „durch Landesgesetz“, und wieder wird ein explizites Abwägungsgebot in den Paragraphen selbst eingefügt, wie das bei den Gesetzentwürfen bis zum April 2011 der Fall war. Beermann fasst diesen Aspekt so zusammen: „Eine Zulassung beziehungsweise ein Ausschluss der Speicherung kann auch auf Grund einer gesetzlichen Regelung erfolgen. Ein Landesgesetz ist nicht mehr erforderlich. Dabei ist auf die tatsächlichen – geologischen – Gegebenheiten einzugehen. Dadurch wird verhindert, dass die Speicherung ohne Prüfung der geologischen Geeignetheit zugelassen oder untersagt wird.“ [Bundesrat, 2012, S. 293]. Ob die Neuregelung eine substantielle Veränderung darstellt, ist offen, da auch die Länderklausel im gescheiterten Gesetzentwurf nach überwiegender Meinung von Rechtsexperten ein Abwägungsgebot enthielt, dem nun aber im Rahmen von Raumordnungsverfahren zur (Nicht-)Zulassung von CO₂-Speichern zu folgen ist.
- § 31 (1): Nach Abschluss der Stilllegung des CO₂-Speichers kann die Übertragung der Verantwortung des Speicherbetreibers auf die zuständige Behörde erst frühestens nach 40 und nicht, wie im alten Entwurf, nach 30 Jahren erfolgen.

Die Einigung wird von Erklärungen flankiert, in denen Bund und Länder „den Ausbau einer auf Europa gerichteten Transportinfrastruktur“ bekräftigen (K. Reiche, Parlamentarische Staatssekretärin, BMU). Damit könnte sich die Option ergeben, CO₂ „unter dem Meeresboden zu speichern“ (R. Christoffers, Wirtschaftsminister Brandenburg). Einige Bundesländer haben ihre Bereitschaft erklärt, den Bau solcher Pipelines zuzulassen (Zitate: [MAZ, 2012a]).

³⁶ Das entspricht etwa den jährlichen CO₂-Emissionen eines Braunkohleblocks von 186 Megawatt elektrisch im Grundlastbetrieb (8250 Stunden/Jahr).

In nicht namentlicher Abstimmung nahm der Bundestag am 28.6.12 mit den Stimmen der Koalitionsfraktion die Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses an. Dagegen stimmten die Linke und die Grünen. Die SPD enthielt sich [Deutscher Bundestag, 2012b, S. 22359], ein Ausdruck der unklaren Politik der Bundespartei in diesem Politikfeld. Am 29.6.12 stimmte eine Mehrheit der Länder im Bundesrat für das neue Gesetz zu [Bundesrat, 2012, S. 292ff]. Die Länder, in denen die Grünen an der Landesregierung beteiligt sind, stimmten ebenso wie von SPD/CDU regierten Länder Berlin und Mecklenburg-Vorpommern nicht zu, dessen „CO₂-Speicherungsausschlussgesetz“ [Landtag, 2012] durch das Bundesgesetz entwertet ist, da Bundes- das Landesrecht bricht. Schleswig-Holstein kündigte umgehend an, im Lande keine Speicherung zuzulassen.

Wie zu erwarten, ist die Kritik am Gesetz aus den Reihen der CCS-Gegner in Politik und Gesellschaft heftig ([BUND, 2012; Steffens, 2012]). Auch der CDU-Abgeordnete von der Marwitz sieht in dem „faulen Kompromiss“ den Zweck, neuen (Braun-) Kohlekraftwerken „staatliche Subventionen“ zukommen zu lassen [von der Marwitz, 2012]. Für Vattenfall kommt das Gesetz zu spät: Das Demonstrationsprojekt in der Lausitz sei „wirtschaftlich nicht mehr realisierbar“, so der Europachef T. Hatakka [MAZ, 2012b].

Tabelle 1: Wichtige Stationen für die deutsche CCS-Politik³⁷

1.1. 2006	5. Energieforschungsprogramm mit Fokus u. a. auf CCS [BMWi, 2005].
12. 9. 2006	EU-Umweltkommissar kündigt Vorschlag über rechtliche Grundlagen von CCS an [Dimas, 2006].
10.1.2007	EU-Kommission fordert Rechtsrahmen und Demonstrationsanlagen [European Commission, 2007].
23.8. 2007	Meseberg-Beschlüsse der Große Koalition [Bundeskabinett, 2007]: Schaffung eines Rechtsrahmens für CCS, Erprobung von 2-3 Anlagen in Deutschland.
19.9. 2007	Bericht Entwicklungsstand & Perspektiven CCS-Technologien [BMWi BMU BMBF, 2007]. ³⁸
23.1. 2008	CCS-Richtlinienentwurf der EU-Kommission [Europäische Kommission, 2008].
19.11.2008	Anwaltskanzlei entwirft im Auftrag von Alstom, Babcock Borsig, EnBW, E.ON, RWE, Vattenfall ein CO ₂ -Anlagengesetz [Skrylnikow, 2010].
12.12.2008	politische Einigung im Europäischen Rat über Richtlinie.
17.12.2008	EU-Parlament verabschiedet CCS-Richtlinie (Mitentscheidungsverfahren).
6.4.2009	Lesung der Richtlinie im EU-Ministerrat.
1.4.2009	Bundeskabinett beschließt Gesetzentwurf zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von CO ₂ (CO ₂ ATSG-E) [Deutscher Bundestag, 2009b]. ³⁹
23.4.2009	Veröffentlichung der CCS-Richtlinie 2009/31/EC [European Union, 2009].
6.5.2009	Erste Lesung CCS-Gesetz im Bundestag [Deutscher Bundestag, 2009c].
15.5.2009	Stellungnahme des Bundesrates [Bundesrat, 2009]: Kritik und Forderung nach Korrekturen.
25.5.2009	Anhörung im Bundestag-Umweltausschuss: Forderung nach Gesetz nur für Demonstrationsanlagen ([Grefe, 2009, Skrylnikow, 2010]).
12.6.2009	Antwort der Bundesregierung auf kleine Anfrage zu Gesetzentwurf [Deutscher Bundestag, 2009a].
14.6.2009	Landtagsbeschluss: Gesetz wird im Bundesrat abgelehnt [Schleswig-Holsteinischer Landtag, 2009].
24.6.2009	CCS-Gesetzentwurf wird von der Tagesordnung des Bundestags genommen [IZ Klima, 2009].

³⁷ Vgl. auch [Léger, 2011, S. 35f].

³⁸ Der Bericht war eine Grundlage für Meseberg; er betont u. a. die Notwendigkeit eines nationalen CCS-Rechtsrahmens und der Herstellung gesellschaftlicher Akzeptanz.

³⁹ Zum parlamentarischen Ablauf vgl. Dokumentations- und Informationssystem für Parlamentarische Vorgänge des BT und BR <http://dipbt.bundestag.de/extrakt/ba/WP17/351/35126.html>.

25.6.2009	EU CCS-Richtlinie tritt in Kraft.
17.10.2009	Koalitionsvertrag: Ablehnung CO ₂ -Speicherung [CDU Schleswig-Holstein / FDP Schleswig Holstein, 2009].
24.10.2009	CDU/CSU-FDP im Bund [Koalitionsvertrag, 2009]: Zeitnahe Umsetzung der CCS-Richtlinie.
5.11.2009	[Koalitionsvertrag 2009]: Einsatz für eine Erprobung und Demonstration der CCS-Technologie.
19.11.2009	Landtag und Landesregierung fordern Länderklausel [Schleswig-Holsteinischer Landtag, 2009].
26.7.2010	Bundesregierung stellt Entwurf des Speichergesetzes (KSpG) vor [Referentenentwurf, 2010].
26/7.8.2010	BMWi-Anhörung: Forderung nach Länder-Ausstiegsklausel ([IZ Klima, 2010] [Liebing, 2010]).
27.9.2010	Bundeskabinett nimmt Entwurf von Tagesordnung, Widerstand im Bundesrat erwartet [Baethge, 2010].
28.9.2010	Energiekonzept [Bundesregierung, 2010] betont Bedeutung CCS für prozessbedingte Emissionen.
14.2.2011	Bundesregierung legt überarbeiteten Gesetzentwurf vor [Bundesregierung, 2011b].
23.2.2011	Bundestags-Fragestunde: Dissens u. a. über Länder-Ausstiegsklausel [Deutscher Bundestag, 2011d].
23.2.2011	Landtag SH fordert einhellig verbindliche Länderklausel [Schleswig-Holsteinischer Landtag, 2011].
13.4.2011	Bundeskabinett verabschiedet Gesetzentwurf 17/5750 [Deutscher Bundestag, 2011b].
12. 5. 2011	1. Beratung des Gesetzentwurfs 17/5750 im Bundestag [Deutscher Bundestag, 2011e].
25.5.2011	Anhörung im Umweltausschuss des Bundestages [IZ Klima, 2011].
27.5.2011	Bundesrat lehnt Antrag Sachsens & Brandenburgs zur Änderung der Länderklausel ab, fordert aber einige Änderungen am Gesetzentwurf ([Bundesrat, 2011] [IZ Klima, 2011]).
6.6.2011	Öffentliche Anhörung im Umweltausschuss des Bundestags [Deutscher Bundestag, 2011a].
25.6.2011	CCS-Richtlinie muss in den Mitgliedsstaaten gemäß Art. 39 in nationales Recht umgesetzt werden.
30.6.2011	Übermittlung eines Berichts über die Durchführung der CCS-Richtlinie an EU-Kommission gemäß Art. 27 Richtlinie [Europäische Kommission, 2011], von Bundesregierung im August 2011 übermittelt.
7.7.2011	2. und 3. Beratung des Gesetzentwurfs im Bundestag [Deutscher Bundestag, 2011b]. [Deutscher Bundestag, 2011c], Zustimmung der Mehrheit des Bundestages.
13.9.2011	Bundesrats-Umweltausschuss lehnt mehrheitlich Gesetz ab u. a. wegen Länderklausel und Regelung der Nachsorge stillgelegter Speicher; Anrufung Vermittlungsausschuss empfohlen.
23.9. 2011	CCS-Gesetz findet keine Mehrheit im Bundesrat, keine Anrufung Vermittlungsausschuss durch BR.
26.10.2011	Bundesregierung ruft Vermittlungsausschuss an.
8.11.2011	13. Sitzung Vermittlungsausschuss: Erste Vertagung des CCS-Themas.
22.11.201	1. Fortsetzung 13. Sitzung des Vermittlungsausschusses: Vertagung des CCS-Themas.
5.12.2011	Vattenfall: Einstellung der Planung für Jämschwalde und Beendigung der Speichererkundung in Region.
14.12.2011	2. Fortsetzung 13. Sitzung: Vertagung des CCS-Themas.
Ende 2011	Inkrafttreten des CCS-Gesetzes (ursprüngliches Ziel der Bundesregierung).
Januar 2012	Informelle Konsultationen Regierung-, Opposition, Länderregierungen über CCS-Gesetz.
8.2.2012	3. Fortsetzung der 13. Sitzung: Vertagung.
13.6.2012	4. Fortsetzung der 13. Sitzung: Vertagung.
27.6.2012	5. Fortsetzung der 13. Sitzung: Einigung über Kompromiss mit knapper Mehrheit.
28.6.2012	Bundestag stimmt mit Koalitionsmehrheit dem modifizierten CCS-Gesetz zu.
29.6.2012	Bundesrat stimmt mehrheitlich dem CCS-Gesetz zu.

Quelle: eigene Zusammenstellung

IEK-STE 2012

VII (K)eine Zukunft für CCS?

Deutschland hat ein CCS-Gesetz, aber keinesfalls ist mit ihm eine „Koalition der Willigen“,⁴⁰ d. h. der CCS-Förderer, an die Stelle der negativen Koalition getreten. Der Gesetzeskompromiss zeigt, dass es weder Konsens über ein bundesweites Verbot noch über die Demonstration der kommerziellen Anwendung von CCS gibt. Die Antwort auf die Frage, ob CCS für Deutschland eine Option zur Vermeidung von CO₂-Emissionen ist, ist durch das Gesetz in eine unbestimmte Zukunft für nicht näher spezifizierte Sektoren verschoben worden. Ob sie

⁴⁰ So der Kieler Minister für die Energiewende Robert Habeck (Grüne) [OZ, 2012].

jemals positiv ausfallen wird, erscheint aus heutiger Sicht „eher zweifelhaft“ (so Kanzlerin Merkel im Juli 2012 (zitiert nach [E-World, 2012])).

Verglichen mit dem ersten Entwurf von 2009 ist das nun verabschiedete CCS-Gesetz zu einem Forschungsgesetz mit einem theoretischen Potenzial für kleinere Demonstrationsvorhaben geschrumpft, das in Deutschland wohl nicht genutzt wird. Soll es zu einer Demonstration der Potenziale von CCS für große Kraftwerke oder Industrieanlagen kommen, müsste das Gesetz u. a. bezüglich der Speichermengen modifiziert werden. 2017 wird das CCS-Gesetz evaluiert, und die Diskussion über CCS wird möglicherweise neu entbrennen. Denn noch gibt es explizite, auch politische Befürworter von CCS, die auf die Zukunft und geeignete Rahmenbedingungen hoffen. Dazu gehört neben der Landesregierung Brandenburgs, die verstärkt auf erneuerbare Energien setzt, aber an der Braunkohle, an der CCS-Politik und einem CCS-Kraftwerk in Jänschwalde festhält [Land Brandenburg, 2012, S. 12ff, 36ff, 43ff], die sächsische Staatsregierung. Sie macht in einem 10-Punkte-Plan zur Energiepolitik vom Juni 2011, der Richtschnur der Landespolitik bleibt, deutlich, dass Braunkohlenutzung „mittel- bis langfristig nicht verzichtbar“ ist und CCS-Technologien „von Bedeutung“ sind. Sollte es in Deutschland „auf absehbare Zeit“ keine CO₂-Speicherung geben, kämen auch „exterritoriale Lagerstätten“ in Frage.⁴¹ Diese beiden Länder haben sich gemeinsam mit Sachsen-Anhalt, wo auch Braunkohle verstromt wird, auf einem „Braunkohle-Gipfel“ im März 2012 zu CCS bekannt [Rempe, 2012]. NRW, wo 2010 etwa 54 Prozent der deutschen Braunkohle gefördert wird, blieb fern – aber auch hier steht das letzte Wort der Politik zur Braunkohle noch aus.

Damit diese „(Braun)kohle-Koalition“ überhaupt die Chance bekäme, die deutsche Politik und Gesellschaft von der Option CCS zu überzeugen, müssten mehrere Bedingungen erfüllt sein. Zu ihnen zählen die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen: Erst in den nächsten Jahren wird sich deutlicher abzeichnen, ob die Ausbauziele der erneuerbaren Energien erreicht und wie konfliktarm die Transformation des Energiesystems ist [Mikulcak, 2012], welche Rolle Kohle insgesamt und mit Braunkohle befeuerte Grundlastkraftwerke spielen können, und wie sich der Emissionshandel und seine CO₂-Preise (EU-ETS) entwickeln. Sollten aber die EU und ihre Mitgliedstaaten nicht in der Lage sein, ihren äußerst ehrgeizigen Fahrplan für CO₂-Minderung politisch und wirtschaftlich durchzuhalten, da sich der internationale Klimaschutz an der weniger anspruchsvollen Handlungsbereitschaft von Staaten zur CO₂-Minderung ausrichtet („bottom-up“, vgl. [Geden, 2011]), könnten die Perspektiven für CCS weiter eingetrübt werden. Denn ein dauerhaft niedriger Preis für CO₂-Emissionsrechte würde Investitionen in CCS verhindern. Aber auch die CCS-Politik der EU könnte Einfluss nehmen: Es gibt Meldungen, Energiekommissar Oettinger denke darüber nach, mit einer „zusätzlichen CCS-Regulierung“ ab einem noch unbestimmten Zeitpunkt CCS für „neue, aber auch für alte Kraftwerke verbindlich“ zu machen [Wiese, 2012]. Denn CCS spielt in dem EU-Plan einer kohlenstoffarmen Wirtschaft 2050 [European Commission, 2011b] und der ihn konkretisierenden 2050 Energy Roadmap [European Commission, 2011a] eine wichtige Rolle, auch wenn ein kommerzieller Einsatz nun erst nach 2030 erwartet wird und CCS-Projekte

⁴¹ 10-Punkteplan zur aktuellen Energiepolitik, <http://www.sachsen-cdu-politik.de/>.

in den EU-Staaten kaum vorankommen. Ein weiteres Hindernis für CCS ist die fehlende Akzeptanz für die Lösung des „back-end“-Problems von CCS, der Speicherung.⁴² Die nördlichen Bundesländer werden alle Hebel in Bewegung setzen, um schon potentielle Speicherprojekte zu blockieren. Möglicherweise wäre dieses Problem weniger virulent, wenn CO₂ unter dem Meeresboden gespeichert würde, auch und gerade im Kontext von Enhanced Oil / Gas Recovery-Verfahren. Forschungsarbeiten über Speicher im Meeresboden, ihre Sicherheit und über die Folgen von Speicherleckagen für die Meeresumwelt, die auch Regionen vor der deutschen Küste einschließen, laufen.⁴³ Ob sich ein „Schlupfloch“ [CO₂ Handel, 2011] für Bundes-Speicherprojekte im Meeresuntergrund auf tun könnte, lässt sich noch nicht absehen. Dass CCS-Gegner diese Option aber ernst nehmen, zeigt der Koalitionsvertrag der neuen Landesregierung in Schleswig-Holstein: Sie will CCS „für ganz Deutschland – insbesondere auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone – ausschließen.“ [SPD/Grüne/SSW, 2012, S. 37]. Deshalb könnte, würde eine europäische CO₂-Transportinfrastruktur gebaut, CO₂ in die onshore-Speicher anderer Länder bzw. deren Meeresboden exportiert werden. Die Äußerungen im Umfeld des Kompromissgesetzes deuten auf ein Interesse in Teilen von Politik und Wirtschaft an dieser Option hin. Einmal unterstellt, es gäbe überhaupt Interesse an CO₂-Abscheidung in Deutschland und es gäbe diese Transportinfrastruktur, dann müsste die Akzeptanz von CO₂-Fernleitungen durch Bundesländer gewährleistet sein - angesichts der massiven Widerstände gegen die 2008 anvisierte Hürth-Pipeline eine große Herausforderung für Politik und Gesellschaft. Vielleicht könnte sie gemeistert werden, wenn die Fixierung von CCS auf Braunkohle aufgebrochen und CCS integraler Bestandteil einer umfassenden Strategie für eine kohlenstoffarme Gesellschaft wird, die Bürgern, Wirtschaft und Umwelt Vorteile bringt. Im Rahmen der „Rotterdam Climate Initiative“⁴⁴ wird versucht, diese Strategie umzusetzen. Dieses soziale Experiment kann auch für Deutschland lehrreich sein.

Auch wenn sich heute noch nicht abschließend die Frage beantworten lässt, ob CCS in Deutschland (k)eine Zukunft hat, deuten die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die politischen und gesellschaftlichen Kräfteverhältnisse eher auf ein Scheitern von CCS hin.

VIII Literatur

BAETHGE, H. (2010) CCS-Gesetz verschoben - Hoffnung für Länderklausel. *SHZ*, 28. September 2010.

BBU (2010) *Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*. Berlin, Bundesverband Bürgerinitiativen Umweltschutz, 28.8.2010.

BDEW (2010) *Umsetzung der CCS-Richtlinie in Deutschland*. Berlin, 17.6.2010, http://www.iz-klima.de/w/files/positionen/bdew_positionspapier_ccs.pdf.

BDI (2010) *Stellungnahme zum Referentenentwurf* Berlin, 26.8.2010, Dokumenten Nr. D 0271.

⁴² Der Vorschlag einer „Kohlenstoffnutzung statt -speicherung“ ([Eckardt et al., 2011]) erscheint wegen der geringen Nachfrage nach CO₂ auf absehbare Zeit illusorisch (vgl. [Kuckshinrichs & P. Markewitz, 2010]).

⁴³ <http://www.eco2-project.eu/>.

⁴⁴ <http://www.rotterdamclimateinitiative.nl>.

- BEE (2009) *Wege in die moderne Energiewirtschaft*. Berlin, <http://www.bee-ev.de/Energiepolitik/Bund/BEE-Energiekonzept.php>.
- BMU (2011) *Kabinett verabschiedet CCS-Gesetz* Berlin, BMU, PresseNr. 053/11 vom 13.4.11.
- BMWi (2005) *Innovation und neue Energietechnologien*. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit.
- BMWi (2011) *Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- BMWi BMU BMBF (2007) *Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland. Gemeinsamer Bericht für die Bundesregierung*. Berlin.
- BMWi/BMU (2007) *Bericht zur Umsetzung der in der Kabinettsklausur beschlossenen Eckpunkte*. Berlin, 5.12.07, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/gesamtbericht_iekp.pdf.
- BULLING-SCHRÖTER ET. AL. (2011) *Gesetzentwurf CO₂-Speicher-Verbotsgesetz* Berlin, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/17/052/1705232.pdf>.
- BUND (2011) Bundesregierung beschließt riskantes CCS-Gesetz. Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland, Pressedienst, 13.04.2011, <http://www.schattenblick.de/infopool/umwelt/meinunge/umst0024.html>.
- BUND (2012) Schlechtes Gesetz für riskante Technologie. *Pressemeldung v. 28.6.2012*.
- BUNDESKABINETT (2007) *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm*. Berlin, <http://www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/39875.php>.
- BUNDESRAT (2009) *Stellungnahme des Bundesrates: Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid, Drucksache 282/09*. Berlin.
- BUNDESRAT (2011) *Antrag der Länder Brandenburg, Sachsen*. Bundesrat Drucksache 214/2/11 vom 24.5.2011.
- BUNDESRAT (2012) *Stenografischer Bericht 898. Sitzung*. Berlin, BR, 29.6.1012.
- BUNDESREGIERUNG (2007) *Das Integrierte Energie- und Klimaschutzprogramm (IEKP)*. Berlin, BMU.
- BUNDESREGIERUNG (2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin.
- BUNDESREGIERUNG (2011a) *Eckpunkte "Der Weg in die Energie der Zukunft"*. Berlin, <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/Artikel/2011/06/2011-06-06-energiewende-kabinettsbeschluss-doorpage-energiekonzept.html>.
- BUNDESREGIERUNG (2011b) *Gesetzentwurf Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*. Berlin, 14.2.2011, [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Gesetzentwurf - CCS.PDF](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Gesetzentwurf_-_CCS.PDF).
- BUNDESVERBAND WINDENERGIE (2010) *Stellungnahme anlässlich der öffentlichen Anhörung*. Berlin, DBT, Ausschuss für Wirtschaft und Technologie, Ausschussdrucksache 17(9)265, 19.10.2010.
- CDU SCHLESWIG-HOLSTEIN / FDP SCHLESWIG HOLSTEIN (2009) *Koalitionsvertrag vom 17. Oktober 2009 Aufbruch in eine bessere Zukunft*. Kiel, <http://www.schleswig-holstein.de/Portal/DE/LandesregierungMinisterien/Landesregierung/Koalitionsvereinbarung.html>.
- CHIAVARI, J. (2010) *The legal framework for carbon capture and storage in the EU (Directive 2009/31/EC)*. In OBERTHÜR, S. & PALLEMAERTS, M. (Eds.) *The New Climate Policies of the European Union: Internal Legislation and Climate Diplomacy*, 151-177, Brussels, VUBPRESS.
- CO₂ HANDEL (2011) *Bund schafft sich Schlupfloch im CO₂-Speichergesetz*. CO₂-Handel.de, 28.04.2011, http://www.co2-handel.de/article186_16262.html

- DE JAGER, J. (2011) *Keine neuen Erkenntnisse durch das Gutachten*. Kiel, http://www.schleswig-holstein.de/MWV/DE/Startseite/Startseitenartikel/110526_Gutachten_CCS.html.
- DEUTSCHE BISCHOFSKONFERENZ (2007) *Der Klimawandel: Brennpunkt globaler, intergenerationaler und ökologischer Gerechtigkeit*. Bonn, http://www.dbk.de/fileadmin/redaktion/veroeffentlichungen/kommissionen/KO_29_2.%20Aufl..pdf.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2009a) *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage - Drucksache 16/12616 -, Drucksache 16/1333*. Berlin, <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/16/133/1613333.pdf>.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2009b) *Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Regelung der Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid*. Berlin, Drucksache 16/12782 vom 27.4.09, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/16/127/1612782.pdf>.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2009c) *Stenografischer Bericht, 219. Sitzung, Plenarprotokoll 16/219*. Berlin, <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btp/16/16219.pdf>.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2011a) *Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit - 44. Sitzung (6. Juni 2011), Öffentliche Anhörung* Berlin, Deutscher Bundestag, http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse17/a16/Oeffentliche_Anhoerungen/index.html.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2011b) *Gesetzentwurf der Bundesregierung: Entwurf eines Gesetzes zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*. Berlin, Drucksache 17/5750, 9.5.11, <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/057/1705750.pdf>.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2011c) *Stenografischer Bericht 120. Sitzung*. Berlin, Plenarprotokoll 17/120 vom 7.7.2011.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2011d) *Stenografischer Bericht, 92. Sitzung, 23.2.2011, Plenarprotokoll 17/92*. Berlin, <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btp/17/17092.pdf>.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2011e) *Stenografischer Bericht, 108. Sitzung, 12.5.2011, Plenarprotokoll 17/108*. Berlin, <http://dip21.bundestag.de/dip21/btp/17/17108.pdf>.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2012a) *Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses*. Drucksache 17/10101, 17. Wahlperiode 27.06.2012.
- DEUTSCHER BUNDESTAG (2012b) *Stenografischer Bericht 187. Sitzung*. Berlin, DBT, 28.6.2012.
- DEUTSCHER STÄDTE- UND GEMEINDEBUND (2010) *DStGB-Stellungnahme zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz-Entwurf*. Berlin, 28.09.2010 <http://www.dstgb.de/dstgb/Schwerpunkte/>.
- DGB (2010) *DGB-Stellungnahme zum Gesetzentwurf zur Kohlendioxidspeicherung*. Berlin, Deutscher Gewerkschaftsbund, 10.9.201, <http://www.dgb.de/themen/++co++29615e2a-bcb8-11df-4160-00188b4dc422>.
- DIETRICH, L. (2009) Entwurf zum CCS-Gesetz lässt noch Fragen offen und bedarf der Konkretisierung *Dow Jones Energy Weekly*, 13. März 2009, No. 11, 8-9.
- DIETRICH, L. (2010) Viele Kritikpunkte aufgenommen - der neue Referentenentwurf für ein CCS-Gesetz. *Dow Jones Energy Weekly*, 6. August 2010, Nr. 31, S. 9-10.
- DIETRICH, L. (2011) Durch Länderklausel bleibt der Erfolg des CCS-Gesetzes offen. *Dow Jones Energy Weekly*, 26. April 2011, Nr. 16, S. 8-9.
- DIMAS, S. (2006) Speech 06/492: General Assembly of the Technology Platform on Zero Emission Fossil Fuel Power Plants. Brussels, September 12, <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=SPEECH/06/492>.
- DNR (2010) *DNR-Forderungspapier für den Umbau der Energiepolitik in Deutschland*. Bonn, 29.6.2010, <http://www.dnr.de/downloads/dnr-forderungspapier-energie-29.6.10.pdf>.

- DUH (2010) *Stellungnahme zum Entwurf*. Berlin, 27.7.2010, http://www.duh.de/uploads/media/DUH_Stellungnahme_CCS_Gesetzentwurf_07-2010.pdf.
- DUH (2011) *Stellungnahme zum Entwurf der Bundesregierung*. Deutscher Bundestag, Anhörung des Ausschusses Umwelt, Naturschutz & Reaktorsicherheit, Berlin, 6.6.2011, Drucksache 17(16)265-B, http://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2011/34591171_kw23_pa_ccs/index.html.
- E-WORLD (2012) Merkel hält CCS in Deutschland für chancenlos. *E-world*, 16.7.12; <http://www.e-world-2013.com>.
- ECKARDT, F., VAN RISTEN, H. & HENNING, B. (2011) CCS als Governance- und Rechtsproblem. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht*, 34:4, 409-436.
- EKD (2009) *Nachhaltige Entwicklung im Zeichen des Klimawandels*. Hannover, Denkschrift des Rates der EKD, <http://www.ekd.de/EKD-Texte/68911.html>.
- ETHIK-KOMMISSION (2011) *Deutschlands Energiewende - Ein Gemeinschaftswerk für die Zukunft*. Berlin, 30.5.11, http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2011/05/2011-05-30-abschlussbericht-ethikkommission.property=publicationFile.pdf.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008) *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid*. Brüssel, 23.1.2008, KOM(2008) 18 endg., <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0018:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2011) *Beschluss der Kommission zur Einführung eines Fragebogens für den ersten Bericht über die Durchführung der Richtlinie 2009/31/EG* Amtsblatt der Europäischen Union, L 37/19 vom 11.2.2011; <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:037:0019:0024:DE:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION (2007) *Sustainable power generation from fossil fuels: aiming for near-zero emissions from coal after 2020*. Brussels, COM(2006) 843 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0843:FIN:EN:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION (2009) *Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the geological storage of carbon dioxide*. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION (2011a) *Energy Roadmap 2050*. European Commission, Brussels, COM(2011) 885 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:EN:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION (2011b) *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. Brussels, Communication from the Commission, COM/2011/0112 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52011DC0112:EN:NOT>.
- EUROPEAN UNION (2009) *Directive 2009/31/EC of the European Parliament and of the Council on the geological storage of carbon dioxide* Brussels, 5.6.2009, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EN:PDF>.
- FAZ (2011) Streit über CO₂-Speicher. *Frankfurter Allgemeine Sonntagszeitung* vom 03.07.2011.
- FDP (2009) KOPP / KAUCH: Klimaschutz und Energiesicherheit brauchen ein CCS-Gesetz. Berlin, Pressemitteilung 661, 17.6.11, <http://16wp.fdp-fraktion.de/files/541/661-Kopp-Kauch-Klimaschutz.pdf>.
- FDP (2011) *Beschlüsse zum 62. Bundesparteitag*. Rostock, 13.-15.5.2011, http://www.fdp.de/files/1208/BPT-Sicher_bezahlbar_und_umweltfreundlich.pdf.
- FELL, H.-J. (2009) Fehlgelenkt. *Bonn, Eurosolar*, 16.12.2009, http://www.eurosolar.de/de/index.php?option=com_content&task=view&id=1254&Itemid=285.
- FISCHEDICK, M., ET AL, (2008) Gesellschaftliche Akzeptanz von CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Deutschland. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 58:11, 20-23.

- FISCHER, W. & HAKE, J.-F. (2012) *CCS in Deutschland - gescheitert?* In SCHUMANN, D. & PIETZNER, K. (Eds.) *Akzeptanzforschung zu CCS in Deutschland - Aktuelle Ergebnisse, Praxisrelevanz und Perspektiven*. München, oekom-Verlag, i. V..
- FISCHER, W., HAKE, J.-F., KUCKSHINRICHS, W. & SCHENK, O. (2010) Carbon Capture and Storage – Politische und gesellschaftliche Positionen in Deutschland. *Technologiefolgenabschätzung - Theorie und Praxis*, 19:3, 38-45.
- FRÖHLICH, A. (2011a) CCS: SPD gibt der Linken einen Korb Ness: Koalitionsvertrag bleibt, wie er ist. *Potsdamer Neueste Nachrichten vom 19.5.2011*, <http://www.pnn.de/brandenburg-berlin/371216/>.
- FRÖHLICH, A. (2011b) SPD lehnt Verhandlung über CCS ab. *Der Tagesspiegel vom 3.2.2011*, <http://www.tagesspiegel.de/berlin/brandenburg/spd-lehnt-verhandlung-ueber-ccs-ab/3792126.html>.
- GEDEN, O. (2011) Bottom-Up statt Top-Down: Die internationale Klimapolitik vor dem Paradigmawechsel. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61:12, 60-62.
- GEISSLINGER, E. & HAVLICEK, T. (2011) Schleswig-Holstein bleibt sauber. *TAZ*, 15.04.2011.
- GERMANWATCH (2009) *German-Watch Stellungnahme zum Entwurf*. Bonn, 13.5.2009, <http://www.germanwatch.org/klima/ccsges09.pdf>.
- GFZ (2011) *Projekte CO₂-Speicherung*. Potsdam, http://www.gfz-potsdam.de/portal/gfz/Struktur/GeoEngineering-Zentren/CO2-Speicherung/M2_Projekte.
- GÖTZE, S. (2009) Ministerien einig über CO₂-Lagerung. *TAZ* v. 18.2.2009.
- GREENPEACE (2010) *Stellungnahme zum Referentenentwurf*. Hamburg, 30.8.2010, http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Greenpeace-Stellungnahme-CCS2010.pdf.
- GREFE, C. (2009) Grün, aber gefährlich. *DIE ZEIT*, 20.05.2009 Nr. 22.
- HEBEL, C. (2011) Kraft entdeckt die Industrie. WDR, 3.6.2011, <http://www.wdr.de/themen/politik/nrw04/atomkraft/110603.jhtml?stdComments=1>.
- HELLRIEGEL, M. (2010) Der neue Gesetzentwurf zu Carbon Capture and Storage. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht*, 29:24, 1530-1534.
- HELLRIEGEL, M. (2011) *Stellungnahme zum Entwurf des Kohlendioxid-Speichergesetzes*. Deutscher Bundestag, Anhörung des Ausschusses Umwelt, Naturschutz & Reaktorsicherheit, Berlin, 6.6.2011, Drucksache 17(16)265-C.
- HOHMUTH, T., KAHLE, C. & KOHLS, M. (2009) Rechtliche Vorgaben für CCS - das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 59:6, 59-62.
- IZ KLIMA (2009) Scheitern des CCS-Gesetzes verhindert Investitionen. IZ Klima, Newsletter 06/2009, Berlin.
- IZ KLIMA (2010) CCS-Gesetz: Verbände-Anhörung im Wirtschaftsministerium. IZ Klima, Newsletter 08/2010, Berlin.
- IZ KLIMA (2011) Anhörung zum CCS-Gesetz im Bundestags-Umweltausschuss: Rechtsprobleme mit der Länderklausel. IZ Klima, Newsletter 06/2011, Berlin.
- KNOPF, S., May, F., Müller, C. & Gerling, J. P. (2010) Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60:4, 76-80.
- KOALITIONSVERTRAG (2009) *Der Koalitionsvertrag zwischen CDU CSU und FDP: Wachstum. Bildung. Zusammenhalt*. Berlin, 17.10.2009 // www.cdu.de/doc/pdfc/091026-koalitionsvertrag-cducsu-fdp.pdf.
- KOALITIONSVERTRAG (2009) *Gemeinsinn und Erneuerung: Ein Brandenburg für Alle*. Koalitionsvertrag SPD / Die Linke, Potsdam, <http://www.brandenburg.de/media/lbm1.a.4868.de/koalitionsvertrag.pdf>.

- KRISCHER (2011) *CCS-Gesetz: Doch keine Länderklausel?* Berlin, 2.5.2011, <http://oliver-krischer.eu/detail/nachricht/ccs-gesetz-doch-keine-laenderklausel.html>.
- KUCKSHINRICHS, W. & P. MARKEWITZ, J. L., P. ZAPP, M. PETERS, B. KÖHLER, T. E. MÜLLER, W. LEITNER (2010) *Weltweite Innovationen bei der Entwicklung von CCS-Technologien und Möglichkeiten der Nutzung und des Recyclings von CO₂*. Forschungszentrum Jülich, Jülich, Berichte des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt, Bd. 60.
- LAKOFF, G. & WEHLING, E. (2008) *Auf leisen Sohlen ins Gehirn. Politische Sprache und ihre heimliche Macht*. Heidelberg, Carl-Auer.
- LAND BRANDENBURG (2011) Brandenburg lehnt CCS-Gesetzesentwurf ab. *Energieland Brandenburg - Newsletter 4/2011*, http://www.energie.brandenburg.de/media/bb1.a.2865.de/Energie_Newsletter_4_2011.pdf.
- LAND BRANDENBURG (2012) *Energiestrategie 2030*. Potsdam, Ministerium für Wirtschaft und Europaangelegenheiten, 21.2.2012.
- LAND SACHSEN-ANHALT (2010) *Landesentwicklungsplan 2010*. Magdeburg, <http://www.sachsen-anhalt.de/index.php?id=855>.
- LANDESREGIERUNG BRANDENBURG (2011) Pressemitteilung vom 5.12.11, <http://www.brandenburg.de>.
- LANDTAG (2012) *Kohlendioxid-Speicherungsausschlussgesetz Mecklenburg-Vorpommern*. Schwerin, 30.6.12, GVOBl. M-V 2012, S. 142.
- LANDTAG SACHSEN-ANHALT (2011) *Plenarprotokoll 6/3*. Magdeburg, 13.5.2011, http://www.landtag.sachsen-anhalt.de/intra/landtag3/ltpapier/plenum/6/003stzg_6.pdf.
- LÉGER, C. (2011) *Analysis of the German technological innovation system of carbon capture and storage (CCS) and the role of policies*. Karlsruhe, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Diplomarbeit.
- LIEBING, I. (2010) Auf der Suche nach Verbündeten. *Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag*, 28.8.2010.
- MARCHETTI, C. (1989) How to solve the CO₂ problem without tears. *International Journal of Hydrogen Energy*, 14:8, 493--506.
- MARKUSSON, N., SHACKLEY, S. & EVAR, B. (Eds.) (2012) *The social dynamics of carbon capture and storage: Understanding representation, governance and innovation*, London, New York, Routledge.
- MATERN, M. & FRÖHLICH, A. (2011) Schwarz-Gelb droht Schlappe bei CCS-Gesetz. *Potsdamer Neueste Nachrichten v. 14.9.11*; <http://www.pnn.de/brandenburg-berlin/576905/>.
- MAZ (2012a) Das verspätete Gesetz. *Märkische Allgemeine*, 29.6.2012.
- MAZ (2012b) Kohlendioxid-Gesetz: Vattenfall winkt ab. *Märkische Allgemeine*, 29.6.2012.
- MEIERHOFER, H. (2011) Persönliche Erklärung. Berlin, 8.7.2011, <http://www.horst-meierhofer.de/>.
- MIKULCAK, K. (2012) German government backtracks on the Energy Transition. *European Energy Review*, 12 July 2012, http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3799#artikel_3799.
- NABU (2011) *Stellungnahme*. Berlin, 14.2.2011, <http://www.nabu.de/themen/klimaschutz/nationalerklimaschutz/10833.html>.
- NDR (2011) CO₂-Gesetz beschlossen - Norden sperrt sich, NDR vom 8.7.2011, <http://www.ndr.de/regional/kohlendioxid133.html>.
- NESTLE, I. (2011) *Schriftliche Fragen zu CCS (mit Antworten)*. Berlin, <http://ingrid-nestle.de/energiwirtschaft/energieueberblick/kohle-und-ccs/detail/nachricht/schriftliche-frage-zu-ccs-und-klimazielen.html>.
- NWZ (2011) CO₂-Speicherung: Kein Einspruch möglich. *Nordwest Zeitung Online*, 27. Mai 2011.
- OZ (2012) Schleswig-Holstein will CO₂-Speicherung gesetzlich verbieten. *Ostseezeitung v. 28.6.2012*.

- PRAETORIUS, B. & VON STECHOW, C. (2009) *Electricity gap versus climate change: electricity politics and the potential role of CCS in Germany*. In MEADOWCROFT, J. & LANGHELLE, O. (Eds.) *Catching the carbon: The politics and policy of carbon capture and storage*. 125-157, Cheltenham, Edward Elgar.
- REFERENTENENTWURF (2010) *Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid*. Berlin, 14.7.2010, http://oliver-krischer.eu/fileadmin/user_upload/gruene_btf_krischer/2010/Referentenentwurf_CCS_Gesetz.pdf.
- REICHERT, G. (2009) *Klimaschutz in der Europäischen Union*. Centrum für Europäische Politik, Freiburg.
- REMPE, U. (2012) Braunkohle-Gipfel tagte in Leuna. *Leuna_Echo* v. 06.03.2012.
- RIEF, J. (2011) *Pressemitteilung*. Berlin, 08.07.2011, <http://www.josef-rief.de/>.
- RNE (2008) *Position des Nachhaltigkeitsrates zu aktuellen Fragen der Energie- und Klimapolitik*. Berlin, 27.10.2008.
- ROBBE, P. (2011) *Zur Reichweite des § 2 Abs. 5 des Entwurfs eines Kohlendioxid-Speichergesetzes (BT-Drs. 175750)*. Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestages, 12.5.2011, WD 3-3000-166/11, Berlin.
- SACHVERSTÄNDIGENRAT FÜR UMWELTFRAGEN (2011) *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*. SRU, Sondergutachten, Berlin.
- SATTLER, K.-O. (2011) Brisanz in der Tiefe. *Das Parlament*. Nr. 12 / 21.3.2011, <http://www.das-parlament.de/2011/12/WirtschaftFinanzen/33821072.html>.
- SCHLESWIG-HOLSTEINISCHER LANDTAG (2009) *Plenarprotokoll 17/3, 3. Sitzung am 19.11.2009* Kiel, http://www.landtag.ltsh.de/infotehek/wahl17/plenum/plenprot/2009/17-003_11-09.pdf.
- SCHLESWIG-HOLSTEINISCHER LANDTAG (2011) *Penarprotokoll 41. Sitzung, 23.2.2011, Plenarprotokoll 17/41*, . Kiel, http://www.landtag.ltsh.de/plenumonline/februar2011/texte/01_ccs_akt_std.htm.
- SCHRAMM, S. (2010) Das zweite Wendland. *Die Zeit*, 18.11.2010, Nr. 47, <http://www.zeit.de/2010/47/U-CSS-Widerstand>.
- SCHUMANN & PIETZNER, K. (Eds.) (2012) *Akzeptanzforschung zu CCS in Deutschland - Aktuelle Ergebnisse, Praxisrelevanz und Perspektiven*, München, oekom-Verlag.
- SCHUMANN, D., FISCHER, W. & HAKE, J.-F. (2012) Akzeptanz der Transformation des Energiesystems in der Bevölkerung *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62:6, 29-33.
- SCHUMANN, D., PIETZNER, K. & ESKEN, A. (2010) Umwelt, Energiequellen und CCS: Regionale Unterschiede und Veränderungen von Einstellungen der deutschen Bevölkerung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 60:5, 52-56.
- SEIDLER, C. (2010) Minister stellen Gesetz zu CO₂-Speichern vor. *Spiegel online*, 14.7.10.
- SKRYLNIKOW, I. (2010) CCS: Carbon Dioxide Capture and Storage – Technologische Risiken und regulatorische Herausforderungen. *Natur und Recht*, 32:8, 543-550.
- SKUDELNY, J. (2011) *Rundschreiben zu den Auswirkungen der Ereignisse in Japan auf die deutsche Energieversorgung*. Berlin, 22.3.2011, <http://www.judith-skudelny.de>.
- SPD-PARTEIVORSTAND (2011) *Aktuell: Neue Energie*. Berlin.
- SPD / GRÜNE (2010) *Koalitionsvertrag: Gemeinsam neue Wege gehen*. NRW-SPD, Bündnis 90/die Grünen, Düsseldorf, <http://static.rp-online.de/layout/fotos/HB8TULLE.pdf>.
- SPD/GRÜNE (2012) *Koalitionsvertrag 2012-2017*. (Düsseldorf, Juni 2012) <http://www.nrwspd.de/meldungen/1/116611/Koalitionsvertrag-2012-2017.html>.

- SPD/GRÜNE/SSW (2012) *Bündnis für den Norden. Koalitionsvertrag 2012 bis 2017*. Kiel, http://www.sh.gruene.de/cms/default/dokbin/411/411582.koalitionsvertrag_spd_buendnis_90die_grue.pdf.
- SRU (2009) *Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid*. Berlin, Stellungnahme Nr. 13, April 2009, <http://www.umweltrat.de>.
- STEFFENS, B. (2012) Das CCS-Gesetz: ein Geschenk an die Kohleindustrie. *Greenpeace, Nachrichten v. 29.06.2012*.
- STOLL, P.-T. & LEHMANN, F. (2008) Die Speicherung von CO₂ im Meeresuntergrund - die völkerrechtliche Sicht. *Zeitschrift für Umweltrecht*, 19:6, 281-286.
- TAZ (2012) "Keine anlasslosen Vorratsdaten". *TAZ. Die Tageszeitung*, 30.12.2011.
- TOTZ, S. (2011) CO₂-Endlager: Greenpeace veröffentlicht Gesetzesentwurf. Hamburg, Greenpeace, 20.02.2011, http://www.greenpeace.de/themen/klima/nachrichten/artikel/co2_endlager_unter_berlin_und_hamburg/.
- TREBER, M. (2011) Neuer Schwung für die Energiewende. *KlimaKompakt Nr. 71, Mai 2011*, <http://www.germanwatch.org/>
- TREBLIN, J. (2010) Landtag in Sachsen-Anhalt streicht CCS-Passus. www.klimaretter.info.
- VATTENFALL (2011a) Pressemitteilung vom 5.12.2011, <http://www.vattenfall.de>.
- VATTENFALL (2011b) Pressemitteilung vom 8.7.2011. <http://www.vattenfall.de>.
- VIEBAHN, P., VALLENTIN, D., HÖLLER, S. & FISCHEDICK, M. (2012) Integrated assessment of CCS in the German power plant sector with special emphasis on the competition with renewable energy technologies. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 17 6, 707-730.
- VIK (2010) *Statistik der Energiewirtschaft*. Essen, Verlag Energieberatung.
- VON DER MARWITZ (2012) *Aktuelle Pressemitteilung*, 28.6.12.
- VON DER MARWITZ, H.-G. (2010) Positionspapier zu Carbon Capture and Storage (CCS). Berlin, August 2010, www.von-der-marwitz-mdb.de.
- WASSERZEITUNG (2009) Wasserwirtschaft einig: CCS bringt große Risiken für Lebensmittel Nr. 1. *Wasserzeitung (3) 2/1990*, http://www.wv-nord.de/fileadmin/documents/WASSERZEITUNG_OKT_09.pdf.
- WBGU (2006) *Die Zukunft der Meere - zu warm, zu hoch, zu sauer*. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Sondergutachten 2006, Berlin.
- WBGU (2011) *Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*. Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, Berlin.
- WENDLER, S. (2011) Schulterschluss in Schwarze Pumpe. *Lausitzer Rundschau vom 27.1.2011*.
- WERDERMANN, F. (2011) Die CCS-Taktierer. *Der Freitag*, 8.7.2011, <http://www.freitag.de/politik/1127-die-ccs-taktierer>.
- WICKEL, M. (2011) Die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage) - Eine neue Technik als Herausforderung für das Umweltrecht. *Zeitschrift für Umweltrecht*, 22:3, 115-120.
- WIESE, C. (2012) Energiekommissar Öttinger erwägt CCS-Pflicht. *DOW JONES NEWSLETTER*, 19. März 2012, <http://www.finanznachrichten.de>.
- WWF (2010) *WWF Stellungnahme zum CCS Gesetzesentwurf*. Berlin, 27.8.2010, http://www.wwf.de/presse/details/news/wwf_stellungnahme_zum_ccs_gesetzesentwurf/.
- WWF (2011) *Stellungnahme zum Gesetzesentwurf*. DBT, Anhörung des Ausschusses Umwelt, Naturschutz & Reaktorsicherheit, Berlin, 6.6.2011, Drucksache 17(16)265-E.
- ZABKA, M. (2011) McAllister ist gegen CO₂-Lager. *General-Anzeiger*, 15.2.11.

D II

CCS-Politik in der EU: Geht die Rechnung auf oder wurde die Rechnung ohne den Wirt gemacht?

Olga Schenk, Jürgen-Friedrich Hake

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung - Warum braucht die EU CCS?	289
II	CCS – ein Eckpfeiler der integrierten Klima- und Energiepolitik der EU	291
II.1	Integriertes Energie- und Klimapaket 2007 – Festlegung der strategischen Ausrichtung für CCS	291
II.2	Klima- und Energiepaket 2008 – Gestaltung einer langfristigen Perspektive für CCS	294
III	Förderung von Forschung und Entwicklung	300
IV	Unterstützung der Demonstration von CCS: Instrumente und deren Implementierung	301
IV.1	Das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung	302
IV.2	NER300	304
V	CCS in der EU – eine vorläufige Bilanz	306
VI	Literatur	309

I Einleitung - Warum braucht die EU CCS?

Der Klimaschutz stellt ein Aufgabenfeld dar, in dem die supranationalen Organe der Europäischen Union von ihren Gesetzgebungskompetenzen und politischen Gestaltungsmöglichkeiten seit dem Beginn der 1990-er Jahre aktiv Gebrauch gemacht haben. Eine gemeinsame europäische Zielsetzung zur Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG) umfasst einen Emissionsabbau von 80-95 % bis 2050 verglichen mit dem Basisjahr 1990 [Europäischer Rat, 2011]. Betrachtet man die Ebene der einzelnen Sektoren, gehen die Kommissionsvorschläge von einer weitgehenden Eliminierung der THG-Emissionen im Bereich der Stromerzeugung aus [Europäische Kommission, 2011, vgl. Fig.1]. Zu den wichtigsten Maßnahmen, die eine Reduktion in dieser Größenordnung ermöglichen sollen, zählt neben dem Ausbau erneuer-

barer Energien und der Förderung von Energiesparmaßnahmen der Einsatz von CCS-Technik. Die Nutzung von CCS für fossil befeuerte Kraftwerke in Europa soll im Wesentlichen eine klimaschonende Nutzung der Kohle ermöglichen und so zu den energiepolitischen Säulen der EU – Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit – beitragen.

Das Energiegrünbuch der Kommission aus dem Jahr 2000 wirft eine eher pessimistische Perspektive auf die Zukunft der Kohle im Europäischen Energiemix. Die Gründe dafür sind die Wettbewerbsnachteile heimischer Steinkohleproduktion, der Wettbewerb mit anderen Energieträgern, insbesondere mit Erdgas, sowie die Umwelteinflüsse entlang der ganzen Prozesskette von Kohleförderung bis Kohleverbrennung [Europäische Kommission, 2000a, 43f.]. Der Beitritt neuer EU-Länder mit bedeutenden Braun- und Steinkohlereserven in 2004 [Mills, 2010, 7, vgl auch Mills, 2004], steigende Preise für Erdgas und eine stetig wachsende Nachfrage nach fossilen Brennstoffen aus den Schwellenländern veränderten die strategische Bedeutung von Kohle im Energiemix der EU. Die relativ niedrigen Kosten der Kohle und die Kostenstabilität sowie der Beitrag zur Diversifizierung des europäischen Energiemix sind in den Vordergrund getreten.

Der Einsatz von CCS eröffnete die Möglichkeit, die Strategie der THG-Emissionsreduktionen mit der Nutzung von Kohle zu vereinen. Mitte der letzten Dekade wurde CCS als eine Klimaschutzoption in den politischen Strategiepapieren der EU definiert. Seitdem entwickelten die EU-Institutionen eine Reihe von Maßnahmen, die eine kommerzielle Anwendung von CCS ab 2020 ermöglichen sollen. Sie orientieren sich an den wichtigsten Herausforderungen, die mit CCS verbunden sind. Der Einsatz von CCS erfordert eine Entwicklung des politischen Rahmens für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit der Technik, eine großskalige Demonstration im Kraftwerkssektor und die Investitionen in Forschung und Entwicklung (FuE). Diese Herausforderungen sind nicht Länder-spezifisch. Sie tragen den Eigenschaften von CCS als neuer, risikoreicher und kapitalintensiver Technologie, die ausschließlich den klimapolitischen Zielen dient, Rechnung.

Die Struktur des Beitrags spiegelt die europäische Politikentwicklung, die sich den oben genannten Herausforderungen widmet, wider. Basierend auf der Analyse der wesentlichen europäischen Gesetzgebung zu CCS stellt der Beitrag zunächst die strategische Verankerung von CCS in der Energie- und Klimapolitik der EU dar (Kapitel II.1). Im nächsten Schritt werden die politischen Maßnahmen zur langfristigen Unterstützung von CCS vorgestellt (Kapitel II.2). Dabei werden die wichtigsten Bestimmungen der europäischen CCS-Richtlinie aufgrund ihrer besonderen Bedeutung für die Anwendung von CCS im Kapitel II.2.b näher erläutert. Dieser Abschnitt schließt mit einem Überblick über den Stand der Implementierung der CCS-Richtlinie in den Mitgliedsstaaten ab. Entsprechend den Herausforderungen, die mit der Neuheit von CCS verbunden sind, zeigt der Beitrag die Instrumente und die Schwerpunkte im Bereich der Förderung von FuE auf (Kapitel III). Darüber hinaus werden die wesentlichen Instrumente zur Förderung der Demonstration von CCS (EEPR, NER300) und ihre bisher erfolgte Implementierung vorgestellt (Kapitel IV). Die Untersuchung schließt mit einer Bewertung der eingeleiteten Maßnahmen und einem Ausblick über die anstehenden Herausforderungen für CCS in der EU ab.

II CCS – ein Eckpfeiler der integrierten Klima- und Energiepolitik der EU

CCS als Option zum Klimaschutz wird zum ersten Mal in der Mitteilung der Kommission erwähnt, die eine Diskussion zu den Strategien der Emissionsverringerung nach der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls (2008-2012) einleitet [Europäische Kommission, 2005]. Das Papier stützt auf die Ergebnisse der Studie von Pacala und Sokolow, die die 15 aussichtsreichsten Strategien – vorwiegend Technologieoptionen – zur langfristigen Reduktion der THG-Emissionen ermitteln [Pacala & Sokolow, 2004, 970].

Während die frühe Identifizierung von CCS als zukünftiger Klimaschutzoption in der EU von einem breiten Anwendungsbereich für die CO₂-Abscheidung – von Grundlastkraftwerken bis Wasserstoffanlagen und Synfuel-Produktionsanlagen – ausgeht, richtet das nachfolgende Grünbuch „Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie“ ihren Fokus auf die Kohlekraftwerke als einen Hauptanwendungsbereich für CCS in Europa [Europäische Kommission, 2006, 14]. Neben der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien und Förderung von Energiesparmaßnahmen definiert das Grünbuch den Einsatz von CCS als dritte Option zur langfristigen Emissionsminderung – ein Gedanke, der sich auch in den nachfolgenden thematischen Strategien der Europäischen Klima- und Energiepolitik wiederfindet. Die Abbildung 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten europäischen Dokumente, die Strategien und Regulierungen zur Unterstützung von Entwicklung und Einsatz von CCS thematisieren.

II.1 Integriertes Energie- und Klimapaket 2007 – Festlegung der strategischen Ausrichtung für CCS

In Vorbereitung auf die Sitzung des Europäischen Rates im Frühjahr 2007 veröffentlicht die Kommission ein integriertes Energie- und Klimapaket [Europa, 2007]. Dieses orientiert sich an dem Ziel, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur um nicht mehr als 2°C verglichen mit dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Die Emissionsminderung soll dabei vor allem anhand der energiepolitischen Maßnahmen erreicht werden. Die Vorschläge der Kommission verlangen, die THG-Emissionen Europas bis 2020 um mindestens 20%¹ gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren [Europäische Kommission, 2007b, 6]. Unterstützt wird diese Forderung durch eine Maßnahmenübersicht, die Handlungsbedarf bei der Überarbeitung des EU-Emissionshandelssystems, Eindämmung der Verkehrsemissionen sowie Überprüfung der europäischen Energiepolitik vorsieht. Vor dem Hintergrund der drei Herausforderungen der Energiepolitik – Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz – entwickelt die Kommission einen Aktionsplan energiepolitischer Maßnahmen. Die zentralen Punkte des Aktionsplans sind in der Tabelle 1 zusammengefasst.

¹ Bei einem internationalen Klimaschutzabkommen nach 2012 wird das Ziel auf 30% erhöht [Europäische Kommission, 2007b, 6].

Abbildung 1: Eckpunkte der EU-Politik- und -Gesetzgebung im Bereich CCS (Stand Juni 2011)

FEB 2005	Mitteilung "Strategie für eine erfolgreiche Bekämpfung der globalen Klimaänderung"
MÄRZ 2006	Grünbuch "Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie "
JAN 2007	Mitteilung "Eine Energiepolitik für Europa"
	Mitteilung "Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius. Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus"
	Mitteilung "Nachhaltige Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen - Ziel: Weitgehend emissionsfreie Kohlenutzung nach 2020 "
NOV 2007	SET-Plan „Der Weg zu einer kohlenstoffemissionsarmen Zukunft
MAI 2007	Europäischer Rat: Schlussfolgerungen des Vorsitzes 7224/1/07
JAN 2008	Mitteilung "20 20 by 2020 - Chancen Europas im Klimawandel"
	Vorschlag für eine Richtlinie zur Überprüfung des EU Emissionshandelssystems
	Vorschlag für eine Richtlinie zur geologischen Speicherung des CO ₂
	Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeiträge
	Mitteilung "Unterstützung der frühzeitigen Demonstration einer nachhaltigen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen"
MÄRZ 2008	Europäischer Rat: Schlussfolgerungen des Vorsitzes 7652/1/08
JUL 2008	Europäisches Parlament Ausschuss ENVI: Änderungsantrag zum Kommissionsvorschlag für eine Richtlinie zur Überprüfung des EU Emissionshandelssystems (NER300)
DEZ 2008	Europäischer Rat: „Energie und Klimawandel – Bestandteile des endgültigen Kompromisses“
APR 2009	Richtlinie 2009/29/EG zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU ETS (auch NER300)
	Richtlinie 2009/31/EG über geologische Speicherung des CO ₂
JUNI 2009	Verordnung (EG) No 663/2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung (EEPR)
OKT 2009	SET-Plan 2009
NOV 2010	Beschluss der Kommission 2010/670/EU (NER-300-Beschluss)
APR 2011	Richtlinien zur Umsetzung der CCS-Direktive

Quelle: [vgl. Schenk, 2012]

IEK-STE 2012

Tabelle 1: Ziele und Maßnahmen des energiepolitischen Aktionsplans der EU

Ziel	Maßnahmenübersicht
Vollendung des EU-Energiebinnenmarkts	- eigentumsrechtliche Entflechtung der Netze, - Harmonisierung der europäischen Energieregulierung, - Erhöhung der Transparenz auf den Energiemärkten, - europaweiter Ausbau der Energieinfrastruktur, - Einführung verbindlicher Netzsicherheitsstandards, - Investitionen in ausreichende Stromerzeugungs- und Gasversorgungskapazitäten, - Stärkung der Rechte der Energieverbraucher
Mehr Solidarität zwischen den EU-Mitgliedsstaaten im Fall einer Versorgungskrise	Entwicklung der Maßnahmen
Langfristige Reduktion der THG-Emissionen	Emissionshandel
Steigerung der Energieeffizienz mit dem vorrangigen Ziel der Reduktion des Gesamtprimärenergieverbrauchs um 20% bis 2020	
Ausbau erneuerbarer Energien mit dem Ziel, deren Anteil am Gesamtenergiemix der EU auf 20% bis 2020 zu erhöhen	
Übergang zum kohlenstoffarmen Energiesystem	Entwicklung eines Europäischen Strategieplans für Energietechnologien [vgl. auch Europäische Kommission, 2007c]
Kommerzieller Einsatz von CCS ab 2020	Bau und Inbetriebnahme von 10-12 großtechnischen Demonstrationsanlagen bis 2015 [vgl. auch Europäische Kommission, 2007d]
Nukleare Sicherheit und Sicherung	Entwicklung zusätzlicher europäischer Vorschriften
Entwicklung gemeinsamer europäischer Energieaußenpolitik	
Überwachung der Entwicklung der gemeinsamen europäischen Energiepolitik	Einrichtung einer Beobachtungsstelle

Quelle: [Europäische Kommission, 2007a, 6-24]

IEK-STE 2012

Der Vorschlag für den Aktionsplan und die begleitenden Mitteilungen (s. Abb. 1) identifizieren CCS als ein zentrales Element im Maßnahmenkatalog zur Verwirklichung der für 2020 festgesetzten Ziele. Den hohen Stellenwert von CCS begründet die Kommission durch die Bedeutung von Kohle für den europäischen und globalen Energiemix. Die Kommission identi-

fiziert vier wesentliche Aktionsbereiche, die ergriffen werden müssen, um den kommerziellen Einsatz von CCS ab 2020 zu ermöglichen:

- Förderung der großtechnischen Demonstration und Koordination der Demonstrationsprojekte,
- Entwicklung des ordnungspolitischen Rahmens für die CO₂-Speicherung sowie rechtlicher Grundlagen für die zukünftige Nachrüstung neugebauter Kraftwerke,
- Entwicklung der Anreizsysteme für eine langfristige wirtschaftliche Nutzung von CCS, und
- Anerkennung von CCS als Klimaschutzoption im internationalem Klimaschutzabkommen² sowie Förderung der gemeinsam mit Schwellenländern durchgeführten Demonstrationsprojekte [vgl. Europäische Kommission, 2007a].

Auf dem EU-Frühjahrgipfel 2007 einigten sich die Staats- und Regierungschefs auf die strategischen Grundzüge des integrierten Energie- und Klimapakets in Form eines dreijährigen Aktionsplans (2007-2009), der im Wesentlichen auf den Vorschlägen der Kommission aufbaut [Europäischer Rat, 2007, Anlage I]. In Bezug auf CCS unterstützt der Aktionsplan des Europäischen Rates das Maßnahmenbündel, welches zum Ziel setzt, CCS als Klimaschutzoption möglichst ab 2020 kommerziell einsatzfähig zu machen. Eine zentrale Rolle nimmt dabei die Forderung zur Entwicklung der Förderinstrumente für den Bau und die Inbetriebnahme von bis zu 12 großtechnischen integrierten Demonstrationskraftwerken bis 2015 ein.

Zum Ende des Jahres 2007 legte die Kommission den Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan) vor. Der SET-Plan verfolgt zwei wesentliche Strategien – Förderung von FuE sowie Gestaltung der Anreizsysteme zur Markteinführung strategischer Energietechnologien. Die frühzeitige Demonstration der CCS-Anwendung bei der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen wird vom SET-Plan als ein Bereich definiert, bei dem Europa schwerpunktmäßig Ressourcen einsetzen soll.

II.2 Klima- und Energiepaket 2008 – Gestaltung einer langfristigen Perspektive für CCS

Während der strategische Rahmen und die Festlegung wichtiger Meilensteine auf dem Weg zur kommerziellen Einführung von CCS die Schwerpunkte der Politikformulierungsprozesse in 2007 bildeten, enthielt das von der Kommission im Januar 2008 vorgelegte Klima- und Energiepaket³ konkrete Legislativvorschläge mit CCS-Relevanz (s. Abb. 1). Das Paket beinhaltete einen Vorschlag zur Änderung der EU-Emissionshandels-Richtlinie⁴ unter Einbezug von CCS, neue Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen mit der Position der Kommission zu

² Vgl. Beitrag von *Hake und Schenk* zur internationalen Zusammenarbeit.

³ Das Klima- und Energiepaket der Europäischen Kommission (2008) umfasst insgesamt folgende Dokumente: (i) einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Überprüfung des Emissionshandelssystems, (ii) eine Entscheidung über „Lastenverteilung“ für nicht unter das EU-Emissionshandelssystem fallende Sektoren, (iii) einen Vorschlag für eine Richtlinie zur Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien, (iv) einen Vorschlag für die Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid [Europäische Kommission, 2008a].

⁴ European Union Emission Trading System – EU-ETS.

den staatlichen Beihilfen für CCS, sowie einen Vorschlag für eine EU-Richtlinie zur Speicherung des CO₂.

In der begleitenden Mitteilung zur Unterstützung einer frühzeitigen Demonstration von CCS bei der Stromerzeugung rechnet die Kommission mit einer Milliarde Euro öffentlicher Unterstützung für einen 800 Megawatt-Block eines CCS-Demonstrationskraftwerks, um die zusätzlichen durch CCS-Anwendung entstandenen Kapital- und Betriebskosten auszugleichen [European Commission, 2008]. Trotz des erwarteten Kostenrückgangs infolge von Lerneffekten setzt die Kommission voraus, dass die Einführung von CCS höhere fixe und variable Kosten der Stromerzeugung mit sich bringt. Erstens liegen die Investitionskosten für den Bau einer mit CCS ausgestatteten Anlage ungeachtet der CO₂-Abscheidungstechnologie höher als für eine herkömmliche Anlage. Zweitens liegen die Betriebskosten einer mit CCS ausgestatteten Anlage wegen Effizienzverlusten sowie anfallenden Kosten für CO₂-Abscheidung und Transport höher als die eines herkömmlichen Kraftwerks. Die Kommission betont daher, dass die Markteinführung von CCS nicht nur Investitionen in FuE und Demonstration erfordert. Es bedarf vor allem langfristiger Anreize, die CCS-Anwendung attraktiver als herkömmliche Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen zu machen. Folglich liefern der Vorschlag zur Überarbeitung der EU ETS-Richtlinie und die neuen Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen einen Beitrag zur Klärung der langfristigen wirtschaftlichen Einschätzung von CCS und der Angemessenheit öffentlicher Förderung der Demonstrationsvorhaben.

II.2.1 EU Emissionshandels-Richtlinie und die Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen

Die Überarbeitung der EU-ETS-Richtlinie bezieht sich auf die dritte Handelsperiode 2013-2020, die eine vollständige Versteigerung der Zertifikate für den Stromsektor vorsieht. Bereits die Originalfassung der EU-ETS-Richtlinie erlaubte, die CCS-Anlagen über das „Verfahren für die einseitige Einbeziehung zusätzlicher Tätigkeiten und Gase“ (Art. 24) in den Emissionshandel einzubeziehen [Europäisches Parlament und Rat, 2003]. Daher strebte der Vorschlag der Kommission an, CCS in harmonisierter Weise in das Gemeinschaftssystem zu integrieren, indem die Anlagen, die THG-Emissionen abscheiden, befördern und speichern, explizit in die Liste der Tätigkeiten (Anhang I) der Richtlinie aufgeführt werden [Europäische Kommission, 2008d, 40]. Mit dem Ziel, Anreize für CCS zu schaffen, betrachtet die aktualisierte Fassung der Richtlinie die gespeicherten Emissionen als nicht ausgestoßen. Dies entbindet den Betreiber von der Verpflichtung, Zertifikate abzugeben. Allerdings werden den Betreibern der CCS-Anlagen für die verbleibenden CO₂-Emissionen keine kostenlosen Zertifikate zugeteilt.

Außerdem stellt die überarbeitete EU-ETS-Richtlinie auf Vorschlag des federführenden Ausschusses für Umweltfragen, Volksgesundheit und Lebensmittelsicherheit des Europäischen Parlaments (ENVI) Zertifikate aus der Reserve für neue Marktteilnehmer⁵ des EU ETS für die Finanzierung des CCS-Demonstrationsprogramms bereit.⁶ Bis zu 300 Millionen Zertifikate

⁵ New Entrants' Reserve (NER) ist ein kleiner Anteil an Emissionsrechten in jedem Nationalen Allokationsplan (NAP), der für neue Marktteilnehmer reserviert ist.

⁶ Für ausführliche Darstellung der Verhandlungsprozesse in Zusammenhang mit NER300 in dem Europäischen Parlament und in dem EU-Ministerrat siehe [Claes & Frisvold, 2009, 229ff].

sollen den Bau und den Betrieb von bis zu 12 kommerziellen Demonstrationsprojekten bis 2015 unterstützen.

Die neuen Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen erkennen die strategische Bedeutung von CCS für eine langfristige THG-Emissionsreduktion an. Die Leitlinien verdeutlichen, dass die Kommission im Falle der strategischen Energietechnologien wie CCS den staatlichen Beihilfen positiv gegenübersteht. Die Leitlinien verzichten aber darauf, nähere Bestimmungen für eine Genehmigung solcher Beihilfen mangels bisheriger Erfahrung festzulegen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt, der langfristig zur Planungssicherheit von CCS beiträgt, ist die Entwicklung des rechtlichen Rahmens für die bisher nicht praktizierte langfristige Speicherung von CO₂.

II.2.2 Europäischer Rechtsrahmen für CO₂-Speicherung

Den supranationalen Organen der EU ist es gelungen, einen der weltweit ersten Rechtsrahmen für den langfristigen Betrieb von CO₂-Speicherstätten zu Lande (onshore) und unter dem Meeresboden (offshore) aufzustellen. Die Kommission begründet die Notwendigkeit eines gemeinsamen europäischen Vorgehens in Form einer europäischen Richtlinie zur Regulierung der CO₂-Speicherung mit der Gewährleistung einheitlicher Umwelt- und Sicherheitsstandards [vgl. Europäische Kommission, 2008c, 6f.]. Die thematischen Schwerpunkte der Richtlinie umfassen die Anpassung der existierenden Umweltgesetzgebung an die Anforderungen der CO₂-Speicherung, die Ausarbeitung allgemeingültiger Rahmenbedingungen, Standards und Kriterien zur Gewährleistung der Sicherheit des Speicherstätten-Betriebs sowie die Definition der Grundlagen für den Zugang Dritter zum Transportnetz und zu den Speicherstätten.

Die CCS-Richtlinie regelt die CO₂-Abscheidung überwiegend durch die Anpassung der bereits existierenden Vorschriften. Die Umweltrisiken der Abscheidung von CO₂-Strömen werden durch die Änderung der Richtlinie 2008/1/EG über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU) berücksichtigt. Die CO₂-Abscheidungsanlagen unterliegen somit einem Genehmigungsverfahren. Die Genehmigungsaufgaben enthalten ein Erfordernis zur Identifizierung und Anwendung der besten verfügbaren Techniken bezüglich der angewendeten Abscheidungsverfahren und der Zusammensetzung des CO₂-Stroms. Ferner bedarf durch die Änderung der Richtlinie 85/337/EWG die Ausstellung einer IVU-Genehmigung einer Umweltverträglichkeitsprüfung. Diese verlangt vom Betreiber mögliche unmittelbare und mittelbare Auswirkungen des Projekts auf die Umwelt zu beschreiben und zu bewerten.

Da die Zukunft des Einsatzes der CCS-Technologien noch offen ist, und die CO₂-Abscheidetechnologie nicht zum Stand der Technik bei neugebauten Kraftwerken gehört, wurde über die Einführung des so genannten „capture ready“-Standards diskutiert, der die Option einer späteren Nachrüstung bei den neugebauten hocheffizienten Kraftwerken ermöglichen sollte. Zurzeit existieren einige Ansätze, die Kraftwerke auf „capture-readiness“ zu prüfen [vgl. TÜV NORD CERT, IEAGHG, 2007]. Die CCS-Richtlinie ergänzt die Richtlinie 2001/80/EG zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft mit der Einführung

des „capture ready“-Standards für neugebaute Kraftwerke mit einer elektrischen Nennleistung von 300 Megawatt oder mehr [Europäisches Parlament und Rat, 2009b, Artikel 33]. Der „capture ready“-Ansatz der EU schreibt vor, dass auf dem Betriebsgelände genügend Platz für die Anlagen zur Abscheidung und Kompression von CO₂ vorgehalten wird, falls folgende Kriterien als erfüllt bewertet wurden - vorhandene geeignete Speicherstätten sowie technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Transportanlagen und der Nachrüstung für die CO₂-Abscheidung.

Während der Konsultationsprozesse zu dem Vorschlag für die CCS-Richtlinie wurde eine Option diskutiert, den Einsatz von CCS bei fossil befeuerten Kraftwerken zu einem bestimmten Zeitpunkt verbindlich vorzuschreiben. Obwohl diese Regelung bei den Nichtregierungsorganisationen einen besonderen Zuspruch fand, verzichtete die Kommission aufgrund der Folgenabschätzung für die wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Folgen von einem verbindlichen Einsatz von CCS darauf, diese Option in den Richtlinienvorschlag aufzunehmen [vgl. Claes & Frisvold, 2009, 231f].

Ähnlich wie im Fall der CO₂-Abscheidung reguliert die CCS-Richtlinie den CO₂-Transport vorwiegend durch die Anwendung bereits existierender Gesetzgebung. So wird die Umweltverträglichkeitsprüfung auch auf den Pipeline-Transport des CO₂-Stroms angewandt. Von den drei Stationen, die eine CCS-Prozesskette ausmachen – Abscheidung, Transport, und Speicherung – ist es der CO₂-Transport, der überwiegend unter nationalstaatliche Regulierung fällt. Durch die Änderungen der Richtlinie 2006/12/EG über Abfälle und der Verordnung No 1013/2006 über die Verbringung von Abfällen wird der CO₂-Transport zum Zweck der geologischen Speicherung aus dem Anwendungsgebiet beider Legislativakte ausgeschlossen. Das Wettbewerbsrecht betreffend verlangt die CCS-Richtlinie einen transparenten und nicht-diskriminierenden Zugang Dritter zum CO₂-Transportnetz.

Die Bestimmungen der CCS-Richtlinie gelten für die kommerzielle Anwendung der CO₂-Speicherung in onshore- und offshore-Installationen. Durch die Änderung der Richtlinie 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik ermöglicht die CCS-Richtlinie die CO₂-Speicherung in tiefen salinen Aquiferen, denen in Europa das größte Speicherpotenzial beigemessen wird.

Da die CO₂-Speicherung in internationalen Gewässern nicht in die Gesetzgebungskompetenz der EU fällt, erforderte diese einer Änderung der internationalen Instrumente zum Schutz der Meeresumwelt. 2006 erfolgte die Änderung des Übereinkommens über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen von 1972, bezeichnet als Londoner Übereinkommen, und seines Londoner Protokolls von 1996. Mit der 2007 in Kraft getretenen Änderung wird die CO₂-Speicherung in geologischen Formationen unter dem Meeresboden zugelassen. Die Entscheidung, das Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordostatlantiks, auch OSPAR-Übereinkommen genannt, zu ändern, wurde auf dem Treffen der OSPAR-Kommission in 2007 gefällt. Während der Beschluss der OSPAR-Kommission die CO₂-Speicherung unter dem Meeresboden erlaubt, ist die CO₂-Lagerung in der Wassersäule oder auf dem Meeresboden damit untersagt worden [OSPAR Decision 2007/1, 2007].

Mit der CCS-Richtlinie behalten die EU-Mitgliedsstaaten das Recht, die Standortauswahl für die Speicherstätten zu treffen oder die CO₂-Speicherung auf ihrem Gebiet ganz zu verbieten [Europäisches Parlament und Rat, 2009b, Art. 4]. Diejenigen Mitgliedsstaaten, die auf ihrem Hoheitsgebiet CO₂ speichern wollen, sind durch die Richtlinie verpflichtet, die Speicherkapazitäten auf ihrem Gebiet abzuschätzen. Zu diesem Zweck enthält die Richtlinie Kriterien, die eine Grundlage für die Abschätzung der Eignung einer geologischen Formation für die Nutzung als Speicherstätte bilden. Der Mitgliedsstaat entscheidet, ob die Charakterisierung einer geologischen Formation als Speicherstätte durch Bohrungen und Durchführung von Injektionstests (Exploration) notwendig ist. In diesem Fall benötigt der Betreiber eine Explorationsgenehmigung, die von den zuständigen Behörden des Mitgliedsstaates erteilt wird. Das Verfahren für die Erteilung der Explorationsgenehmigung, ihre Gültigkeitsdauer und ihr Volumenbereich bestimmt die zuständige Behörde des Mitgliedsstaates.

Ähnlich, wie die Exploration der Speicherstätte einer Explorationsgenehmigung erfordert, bedarf die CO₂-Speicherung einer Speichergenehmigung, die von der zuständigen Behörde des Mitgliedsstaates erteilt wird. Die CCS-Richtlinie legt die Inhalte des Antrags auf Speichergenehmigung, die Bedingungen für die Erteilung der Speichergenehmigung sowie ihre Inhalte fest. Obwohl die Implementierung der Richtlinie in den Händen der Mitgliedsstaaten liegt, behält die Kommission einige Überwachungsfunktionen, wodurch das Vertrauen der Öffentlichkeit in die neue Technologie gesteigert werden soll. So sind die Mitgliedsstaaten verpflichtet, die eingegangenen Anträge auf Speichergenehmigung sowie die begleitenden Unterlagen der Kommission zur Verfügung zu stellen. Die Kommission kann zu den Anträgen unverbindlich Stellung nehmen. Die zuständige Behörde ist darauf hin verpflichtet, der Kommission die endgültige Entscheidung über die Erteilung der Speichergenehmigung mitzuteilen und gegebenenfalls die abweichende Position zu begründen.

Ein zentrales Vorgehen, für das die Kommission eine einheitliche Grundlage entwickelt, stellt die Überwachung des Speicherkomplexes (Speicherstätte und die umliegenden geologischen Gegebenheiten) nach der Injektion des CO₂ in die geologische Formation dar. Die zentralen Elemente der Überwachung sind eine regelmäßige Berichterstattung des Betreibers an die zuständige Behörde und ein System von Inspektionen der Speicherkomplexe seitens zuständiger Behörden eines Mitgliedsstaates. Die Richtlinie entwickelt zudem die Kriterien für die Aufstellung und Aktualisierung des Überwachungsplans, auf dessen Grundlage der Betreiber an die zuständige Behörde regelmäßig berichtet.

Die Gewährleistung einheitlicher Umweltstandards umfasst auch die CO₂-Speicherung. So enthalten die Genehmigungsaufgaben für IVU eine vom Betreiber durchzuführende Umweltverträglichkeitsprüfung der CO₂-Speicherung. Die Umweltschäden, die durch den Betrieb der Speicherstätten entstanden sind, werden durch die Änderung der Richtlinie 2004/35/EG über Umwelthaftung zur Vermeidung und Sanierung von Umweltschäden geregelt. Diese Richtlinie orientiert sich an dem Verursacherprinzip und verlangt von dem Betreiber, für die Umweltschäden, die durch seine Tätigkeiten entstanden sind, zu haften. Ferner bestimmt die Richtlinie das notwendige Vorgehen im Falle der CO₂-Leckage (Art.16). Dieses verlangt von dem Betreiber die Ergreifung notwendiger Abhilfemaßnahmen und die Unterrichtung

der zuständigen Behörde. Wenn der Betreiber versäumt, die erforderlichen Abhilfemaßnahmen durchzuführen, überträgt die Richtlinie die Verantwortung an die zuständige Behörde, wobei die anfallenden Kosten für durchgeführte Abhilfemaßnahmen von dem Betreiber erstatten werden müssen. Die Einbeziehung der Speicherstätten in das Anwendungsgebiet der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit THG-Emissionszertifikaten in der Gemeinschaft verpflichtet außerdem den Betreiber, im Fall einer Leckage Zertifikate für entwichene Emissionen abzugeben.

Die Richtlinie legt außerdem fest, dass der CO₂-Strom „ganz überwiegend“ aus Kohlendioxid bestehen soll [Europäisches Parlament und Rat, 2009b, Art. 12]. Die Einführung der Kontrollmechanismen, die die Reinheit des CO₂-Stroms gewährleisten, obliegt der Verantwortung der Mitgliedsstaaten.

Angesichts der Langfristigkeit der CO₂-Speicherung entwickelt die Richtlinie Kriterien und beschreibt das Vorgehen bei der Schließung der Speicherstätte. Es enthält die Nachsorgeverpflichtungen des Betreibers für eine zeitliche Mindestfrist bis zur Übertragung der Verantwortung an die zuständige Behörde eines Mitgliedsstaates. Während dieses von der zuständigen Behörde festgelegten Zeitraums, der laut Richtlinie nicht weniger als 20 Jahre betragen soll, trägt der Betreiber die Verantwortung für die Abdichtung der Speicherstätte, Abbau von Injektionsanlagen, Überwachung der Speicherstätte, Berichterstattung an die zuständige Behörde sowie für das Durchführen von Abhilfemaßnahmen und die Abgabe der Zertifikate im Fall einer Leckage. Die zuständige Behörde führt während dieses Zeitraums ihre Inspektionsverpflichtungen durch. Nach der Ablauf der Mindestfrist und wenn „alle verfügbaren Hinweise [...] darauf hin [deuten], dass das gespeicherte CO₂ vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird“, kann der Betreiber mit Zustimmung der zuständigen Behörde die Verantwortung für den Speicherkomplex und somit alle während der Mindestfrist geltenden Verpflichtungen an die zuständige Behörde übertragen. Bei der Vorbereitung der Entscheidung zur Übertragung der Verantwortung an die zuständige Behörde besteht eine Informationspflicht des Mitgliedsstaates an die Kommission. Ähnlich wie im Fall der Erteilung der Speichergenehmigungen erlaubt dieses Vorgehen der Kommission unverbindlich „Stellungnahmen“ abzugeben, worauf hin die zuständige Behörde die Kommission über die endgültige Genehmigungsentscheidung und ihre Gründe informiert.

Der Betrieb und die Schließung der Speicherstätte, Abhilfemaßnahmen im Fall einer möglichen Leckage sowie die Erfüllung der Nachsorgeverpflichtungen sind mit finanziellem Aufwand verbunden. Daher verpflichtet die Richtlinie die Mitgliedsstaaten zu gewährleisten, dass der Antrag auf Speichergenehmigung einen Nachweis über ausreichende finanzielle Mittel enthält, die dem Betreiber erlauben, seinen Verpflichtungen nachzugehen. Darüber hinaus stellt der Betreiber der zuständigen Behörde einen finanziellen Betrag zur Verfügung, der die vorhersehbaren Kosten der Überwachung nach der Übertragung der Verantwortung für 30 Jahre abdeckt.

Analog zu der Regelung des Zugangs zum CO₂-Transportnetz verlangt die CCS-Richtlinie einen transparenten und nicht-diskriminierenden Zugang Dritter zu den CO₂-Speicherstätten, während die genaueren Vorschriften der nationalstaatlichen Regelung unterliegen.

Ende 2008 stimmte das Europäische Parlament mit überwiegender Mehrheit den Bestandteilen des Energie- und Klimapakets, darunter auch dem Vorschlag für die Richtlinie zur Speicherung des CO₂, zu [Europäisches Parlament, 2008]. Nach der Zustimmung der Staats- und Regierungschefs trat das Klimapaket Anfang 2009 in Kraft. Die CCS-Richtlinie sollte von den EU-Mitgliedsstaaten bis zum 25. Juni 2011 in nationalstaatliches Recht umgesetzt werden.

Spanien hat als ein einziger EU-Mitgliedsstaat die CCS-Richtlinie fristgerecht in die nationale Gesetzgebung übertragen [Armeni, 2012]. Rumänien konnte noch rechtzeitig die nationalstaatlichen Durchführungsmaßnahmen kommunizieren, so dass die Kommission gegen 25 EU-Mitgliedsstaaten ein Vertragsverletzungsverfahren eröffnete. Ende 2012 haben neben Spanien und Rumänien weitere 23 Mitgliedsstaaten – darunter auch Deutschland – ihre nationalstaatlichen Durchführungsmaßnahmen an die Kommission kommuniziert [Europa, 2012]. Ungarn und Polen haben über ihre nationalstaatlichen Durchführungsmaßnahmen noch nicht berichtet, so dass gegen diese Staaten noch ein Vertragsverletzungsverfahren läuft. Die Kommission prüft auch, ob der entwickelte nationale Gesetzrahmen für CCS in den Mitgliedstaaten mit den Anforderungen der CCS-Richtlinie übereinstimmt [Armeni, 2012].

III Förderung von Forschung und Entwicklung

Bis zu den Ölkrisen der 1970-er Jahre erfolgte die finanzielle Förderung der Forschung im Bereich Kohle ausschließlich über die Europäische Gemeinschaft für Kohle und Stahl (EGKS) [Ishihara et al., 1999, 21]. Während sich die europäische Kohleforschung zuvor vorwiegend auf die Bergbautechnik konzentrierte, folgte mit der Ölkrise der 1970-er Jahre und dem Rückgang der heimischen Kohleproduktion eine Neuausrichtung der Forschung hin zu den Bereichen der Kohlenutzung. Der Beginn der 1980-er Jahre markiert den Höhepunkt der Förderung der Kohleforschung auf der Europäischen Ebene, seitdem sind die Fördervolumen stetig gesunken.⁷

Die Unterstützung von FuE einzelner Technologien der CCS-Prozesskette und sauberer Kohle-Technologien durch die Gemeinschaft reicht bis in das dritte EU-Rahmenprogramm für Forschung und Technologieentwicklung⁸ (RP) (1990-1994) zurück [EC, 2011]. Seitdem sind die Gemeinschaftsausgaben zur Unterstützung von CCS-Forschung gestiegen. Die EU-Finanzierung für CCS im RP5 (1998-2002) betrug 16 Millionen Euro, wobei das Gesamtbudget für CCS-Projekte 32 Millionen Euro betrug [European Commission, 2004, 4]. Der Schwerpunkt der Forschung im RP5 umfasste die CO₂-Speicherung und -Überwachung.

Der Entwicklungs- und Forschungsetat im Rahmen des RP6 (2002-2006) belief sich auf 150 Millionen Euro mit rund 70 Millionen Euro öffentlicher Finanzierung [European Commission, 2007, 5]. Das RP6 setzte den Schwerpunkt vorwiegend auf die Erforschung von CO₂-Abscheidungstechnologien. Ein weiterer bedeutender Schwerpunkt des RP6 umfasste Aktivi-

⁷ Für eine Darstellung der Europäischen FuE- und Demonstrationsprogramme im Bereich Kohle von Anfang der 1970-er bis Ende der 1990-er Jahre siehe [Ishihara et al., 1999].

⁸ Framework Programme for Research and Technological Development.

täten, die eine Entwicklung des Europäischen Forschungsraums (European Research Area – ERA) anstrebten. Das oberste Ziel des ERA ist die Entwicklung gemeinsamer Europäischer Forschungspolitik zur Stärkung und verbesserten Strukturierung Europäischer Forschung [Europäische Kommission, 2000b]. Es bestehen mehrere Themenfelder, Instrumente, Kooperationen und Projekte, die im Rahmen von ERA zur Koordinierung und Verzahnung der europäischen Forschung beitragen. FENCO⁹ ERA-NET stellt ein Netzwerk dar, dessen Aktivitäten sich auf die Förderung von nachhaltiger Nutzung fossiler Energieträger mit dem Schwerpunkt auf CCS richten. FENCO ERA-NET bietet einen Rahmen für die Vertreter der Ministerien und nationaler Fördereinrichtungen zum Austausch über die nationalen FuE-Programme, Wissensaustausch und Zusammenarbeit beim Management von Forschungsprojekten.

Eine weitere bedeutende Entwicklung, die mit der Implementierung des RP6 einherging, ist die Gründung der Technologieplattform „Zero Emission Platform“ (ZEP), einer europäischen Stakeholderinitiative zur Förderung des Einsatzes der CCS-Technologien [ZEP, 2006]. ZEP berät die Kommission bei der Festlegung der FuE-Prioritäten und Fördermaßnahmen im Bereich CCS. In Anlehnung an die Empfehlung des ZEP hat die Kommission beispielsweise das Ziel, bis zu 12 CCS Demonstrationsanlagen bis 2015 in Europa zu bauen, übernommen.¹⁰

Die bisher erfolgten Aufrufe zum Einreichen der Projektvorschläge des RP7 fördern 24 Projekte im Bereich CCS mit ca. 90 Millionen Euro EU-Finanzierung [European Commission Research]. An der steigenden Höhe der Förderung vom fünften bis zum laufenden siebten EU-Rahmenprogramm erkennt man, dass die Rahmenprogramme das wichtigste Instrument zur Förderung von FuE im Bereich CCS auf der gemeinschaftlichen Ebene darstellen.

Ein Kritikpunkt an der öffentlichen Forschungsförderung im Bereich CCS war ihr Fokus auf die CO₂-Abscheidungstechnologien [vgl. ZEP, 2010c]. Vor dem Hintergrund von fehlender öffentlicher Akzeptanz für CO₂-Speicherungsprojekte in einigen europäischen Ländern (siehe Beitrag *Schumann*, Kap. C V) wurde bemängelt, dass das Defizit an frühen europäischen Speicherprojekten die Darstellung von positiven Erfahrungen in der öffentlichen Diskussion über die Gefahren der CO₂-Speicherung verhinderte. Die Kommission reagierte mit einer Verschiebung der Forschungsschwerpunkte im späteren Abschnitt des RP7 in Richtung der CO₂-Speicherung. Die Hoffnung ist, dass eine Mehrzahl an CO₂-Speicherungsprojekten in Europa einen größeren Erkenntnisgewinn und gar höhere Akzeptanz für CO₂-Speicherung in der Bevölkerung ermöglichen wird.

IV Unterstützung der Demonstration von CCS: Instrumente und deren Implementierung

Eine Diskussion über angemessene Instrumente zur Unterstützung von CCS-Demonstrationsvorhaben setzte zunächst ihren Schwerpunkt auf die verfügbaren Mechanismen auf der na-

⁹ FENCO – Fossil Energy Coalition, siehe www.fenco-era.net.

¹⁰ Zur Interessenvermittlung zwischen der Kommission und der Technologieplattform ZEP s. [Schenk, 2012].

tionalstaatlichen Ebene wie die Einnahmen aus dem EU-ETS und Finanzmittel aus den Strukturfonds und Kohäsionsfonds [Europäische Kommission, 2008b, 10]. Ende 2008 kündigten die supranationalen Organe der EU die Einführung der Finanzierungsmechanismen mit einer stark ausgeprägten europäischen Komponente an. Das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung (EEPR)¹¹ und die Erteilung der Zertifikate aus der Reserve für neue Marktteilnehmer des EU ETS (NER300)¹² sind die wichtigsten Instrumente zur Förderung von Demonstrationsprojekten auf der gemeinschaftlichen Ebene. Sie basieren auf dem gleichen Grundprinzip, da beide einen finanziellen Beitrag zu privaten und nationalen Investitionen in Demonstrationsprojekte ermöglichen. Beide Instrumente sind zeitgebunden. Die öffentliche Unterstützung soll einen Anreiz zur schnellstmöglichen Implementierung der Projekte schaffen, damit das Ziel der wettbewerbsfähigen Verfügbarkeit von CCS ab 2020 erreicht werden kann.

Obwohl das EEPR und die erste Aufforderung im Rahmen des NER300 ähnliche Kriterien für die Auswahl der Förderprojekte haben, stellen sie zwei unterschiedliche Finanzierungsinstrumente dar. Die EEPR-Mittel ergeben sich aus dem Budget der Kommission und verleihen den Projekten kurzfristige Impulse, indem sie die Investitionskosten bezuschussen. Die NER300-Finanzierung erfolgt aus der Versteigerung der Emissionszertifikate und zielt eher auf die Subventionierung der anfänglichen Betriebskosten der Projekte. Vor dem Hintergrund der Bemühungen, Ressourcen verschiedener Akteure zu koordinieren, zielt der SET-Plan 2009 darauf, mittel- bis langfristig ein einheitliches Konzept für die Gemeinschaftsfinanzierung der Entwicklung kohlenstoffarmer Technologien einzuführen [Europäische Kommission, 2009, 14]. Erste Koordinierungsversuche im Bereich Wissensaustausch gibt es im Rahmen eines Demonstrationsnetzwerks¹³ der Europäischen Kommission. Es verbindet die Projektverantwortlichen der EEPR-Projekte und des Sleipner-Projekts von Statoil.¹⁴

Während die Kommission bezüglich nationalstaatlicher Finanzierungsstrategien für kohlenstoffarme Technologien lediglich Empfehlungen aussprechen kann, wie bei dem Vorschlag, 50% der Einnahmen aus dem EU ETS für Klimaschutzaktivitäten einzusetzen [Europäisches Parlament und Rat, 2009a, Art. 10 (3), vgl. auch Europäischer Rat, 2008, 6f], ermöglicht die Finanzierung auf der Gemeinschaftsebene eine Mitbestimmung der Kommission bei der Auswahl der Projekte sowie bei der Formulierung der Kriterien für die Verbreitung von aus den Projekten gewonnenem Wissen und Information.

IV.1 Das Europäische Energieprogramm zur Konjunkturbelebung

Das EEPR ist ein Teil des in 2008 beschlossenen Konjunkturpakets der EU, das Maßnahmen in ausgewählten Energiebereichen fördert. Bei der Förderung handelt es sich um ein Sonderprogramm, das sofortige finanzielle Unterstützung leistet. Die angedachte Finanzierung von

¹¹ European Energy Programme for Recovery.

¹² Vgl. Kapitel II.2.1.

¹³ Für mehr Informationen siehe www.ccsnetwork.eu.

¹⁴ Jedes Demonstrationsprojekt weltweit kann Mitglied im Netzwerk werden, wenn es den Kriterien eines CCS-Demonstrationsprojekts entspricht und eine Verpflichtung zum Wissensaustausch eingeht.

insgesamt 3,98 Milliarden Euro sollte somit entscheidende Impulse zur beschleunigten Durchführung der Projekte verleihen. Als strategische Sektoren im Energiebereich wurden Gas- und Strominfrastrukturen, die Offshore-Windenergie sowie CCS identifiziert. Die Durchführung der Projekte in diesen Bereichen sollte einen deutlichen Beitrag zur Erhöhung der Energieversorgungssicherheit und zur Reduktion der THG-Emissionen leisten.

Vor dem Hintergrund der Unterbrechungen der Lieferungen des russischen Gases im Winter 2006 und Winter 2009 gewinnt das Ziel der Energieversorgungssicherheit durch die Einbeziehung der Infrastrukturprogramme besonders an Bedeutung. Dieser Bereich erhielt auch den größten Betrag in Höhe von 2,365 Milliarden Euro, was ca. 60% des Gesamtbudgets ausmacht, zugewiesen. Die Vorhaben im Bereich Offshore-Windenergie erhielten 0,565 Milliarden Euro (14% des Gesamtbudgets). Die Vorhaben im Bereich CCS bekamen eine Finanzierung in Höhe von 1,050 Milliarden Euro, die den übrigen 26% des Gesamtbudgets entsprechen.

Die Förderung der CCS-Vorhaben beschränkt sich auf höchstens ein Projekt pro Mitgliedsstaat [Europäisches Parlament und Rat, 2009c, Art. 17 (3)]. Die Kriterien für die Förderfähigkeit der Projekte sind in der Tabelle 2 zusammengefasst.

Die Projekte erhalten die Fördermittel im Rahmen des zugewiesenen Etats nach der Einreichung der Rechnung hinsichtlich der durchgeführten Arbeiten an die Kommission. Die bereits bezogenen Fördermittel müssen im Falle der Verschiebung der Deadline für die Inbetriebnahme der Anlage nicht zurückgezahlt werden. Bei einer deutlichen Verzögerung oder Einstellung des Projekts kann die Förderung jedoch eingestellt werden. Obwohl die Mitgliedsstaaten keine Rolle bei der Auswahl der Projekte für die Förderung im Rahmen des EEPR gespielt haben, unterstützen sie die Implementierung des Programms durch technische Überwachung und finanzielle Kontrolle der Vorhaben [Europäisches Parlament und Rat, 2009c, Art. 11].

Die endgültige Auswahl der Projekte wurde von der Kommission in Zusammenarbeit mit den Experten der Europäischen Investitionsbank getroffen und im Dezember 2009 verkündet. Die geförderten Projekte umfassten ursprünglich folgende sechs Vorhaben (Tabelle 3).

Tabelle 2: Förderkriterien EEPR

Technische Charakteristika der Anlagen	- elektrische Leistung von mindestens 250 MW - Fähigkeit, mindestens 80 % des CO₂ abzuscheiden, zu transportieren und geologisch zu speichern
Wissensaustausch	Ein verbindliches Einverständnis der Projektverantwortlichen, das „allgemeine Wissen“, welches durch den Betrieb der Demonstrationsanlage gewonnen wurde, mit der gesamten Industrie und der Kommission zu teilen
Inbetriebnahme	Voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2015

Quelle: [Europäisches Parlament und Rat, 2009c, Art. 18, 19c],

IEK-STE 2012

Tabelle 3: EEPR-geförderte Vorhaben

Projektbezeichnung, Standort	Entwickler	CO ₂ -Abscheidung	CO ₂ -Transport	CO ₂ -Speicherung
Porto Tolle, Italien	Enel	post-combustion	Pipeline	tiefe saline Formationen, offshore
Jämschwalde, Deutschland	Vattenfall	oxyfuel, post-combustion	Tanker	erschöpftes Erdgasfeld, tiefe saline Formationen, onshore
Bełchatów, Polen	PGE EBSA	post-combustion	Pipeline	tiefe saline Formationen, onshore
Don Valley Power Project, Großbritannien	2Co Energy	IGCC	Pipeline	EOR oder tiefe saline Formationen, offshore
Rotterdam (ROAD), Niederlande	Electrabel, E.ON	post-combustion	Pipeline	erschöpftes Erdgasfeld, offshore
OXYCFB 300 Compostilla Project, Spanien	Endesa (PPP)	oxyfuel	Pipeline	tiefe saline Formationen

Quelle: [Europa, 2009, GCCSI, 2012]

IEK-STE 2012

Im Dezember 2011 ist die Liste der EEPR-geförderten Vorhaben um ein Projekt kürzer geworden. Vattenfall verkündete die Absage des Jämschwalde-Projekts auf Grund eines fehlenden gesetzlichen Rahmens für CO₂-Speicherung in Deutschland [Vattenfall, 2011]. Im März 2012 gab Enel eine Verschiebung beim Beginn des Porto Tolle-Projekts infolge der Verzögerungen bei der Erteilung der administrativen Genehmigung bekannt [Trabattoni, 2012]. Im Mai 2012 kündigte Polens größter Energiekonzern PGE an, weitere Entwicklungen des Belchatow-Projekts einzustellen [Bakewell, 2012, Cienski, 2012]. Der Grund seien die tiefen Preise für die CO₂-Zertifikate, die den Bau und den Betrieb eines CCS-Projekts ohne weitere staatliche Hilfe unwirtschaftlich mache. Die Experten erwarten, dass die endgültige Entscheidung über das Aus des Belchatow-Projekts von seiner Aufnahme in das Finanzierungsinstrument NER300 abhängen wird [Hallerman, 2012]. Das Hatfield-Projekt, das nach dem Wechsel des Betreibers als „Don Valley Power Project“ bezeichnet wird, erwartet eine endgültige Investitionsentscheidung, die von der Höhe der öffentlichen Unterstützung im Fall einer möglichen Aufnahme in die Finanzierungsmaßnahme NER300 abhängt [ZERO, 2012]. Die endgültigen Investitionsentscheidungen bei dem ROAD-Projekt in den Niederlanden und dem Compostilla-Projekt in Spanien stehen noch aus.

IV.2 NER300

NER300 ist weltweit der umfangreichste Mechanismus zur öffentlichen Unterstützung von CCS und innovativen Erneuerbaren Technologien [EIB, 2010]. Die Förderung im Rahmen des NER300 umfasst die Finanzierung der Demonstrationsvorhaben kommerzieller Größe in den

Bereichen CCS und innovative Technologien für erneuerbare Energien. Die Höhe der Beihilfen ist auf 50% der maßgeblichen Kosten¹⁵ begrenzt, wobei die Unterstützung des Einzelprojekts nicht 15% des Gesamtbudgets für die Ausschreibung übersteigen darf [Europäische Kommission, 2010, (6)]. Die verfügbaren Erträge aus der Monetarisierung von 300 Millionen Zertifikaten werden für Förderung der Projekte im Rahmen von zwei Aufforderungen zur Einreichung von Vorschlägen erteilt. Zurzeit erfolgt das Auswahlverfahren für die erste Ausschreibungsrunde, die eine Förderung von mindestens 8 CCS-Vorhaben und 34 Vorhaben aus dem Bereich Erneuerbarer Energien vorsieht [Europäische Kommission, 2010, Art. 8]. Um von der Förderung im Rahmen der ersten Aufforderung profitieren zu können, müssen die Projekte Förderkriterien erfüllen, die in der Tabelle 4 aufgelistet sind.

Tabelle 4: Förderkriterien NER300

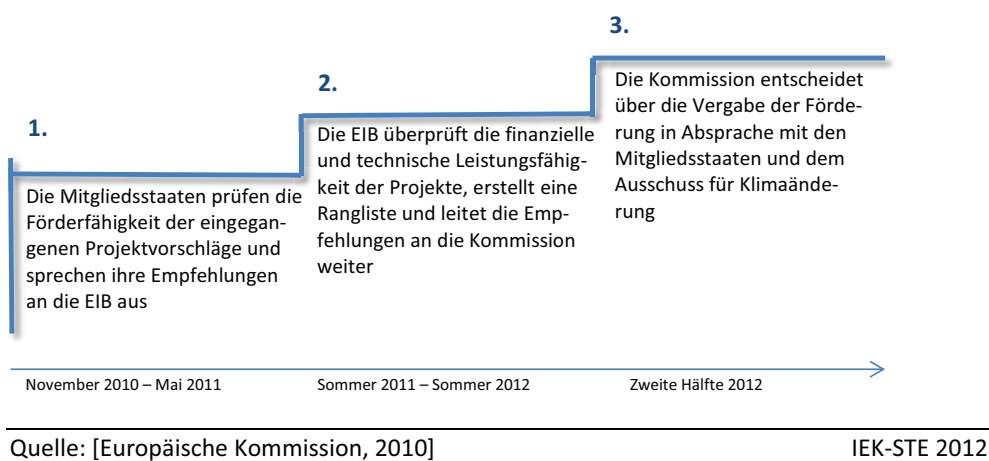
technische Charakteristika der Anlagen	- elektrische Leistung von mindestens 250 MW - Wärmeintegration bei der CO₂-Abscheidung, - Fähigkeit, mindestens 85 % des CO₂ abzuscheiden - Durchführung eines unabhängigen Forschungsblocks zur Sicherheit der CO₂-Speicherung und Verbesserung der Überwachungstechniken
Wissensaustausch	Ein verbindliches Einverständnis der Projektverantwortlichen, das „allgemeine Wissen“, welches durch den Betrieb der Demonstrationsanlage gewonnen wurde, mit der gesamten Industrie und der Kommission zu teilen
Inbetriebnahme	Voraussichtlich bis zum 31. Dezember 2015 ¹⁶
Quelle: [Europäische Kommission, 2010, Anhang I (B)]	
IEK-STE 2012	

Die wichtigsten Akteure im Auswahlverfahren, welches in einem vierstufigen Prozess stattfindet, sind die Mitgliedsstaaten, die Europäische Investitionsbank und die Kommission. Die Abbildung 2 fasst das Verfahren für die Auswahl der Projekte zusammen.

Für die Monetarisierung der Zertifikate und die Verwaltung der Einkünfte überträgt die Kommission die 300 Millionen Zertifikate im Namen der Mitgliedsstaaten an die EIB. Die EIB leitet die Einkünfte an die Mitgliedsstaaten weiter. Diese tätigen die Auszahlungen an die geförderten Projekte auf der Grundlage der gespeicherten Menge des CO₂ [Europäische Kommission, 2010, Art.11 (2)]. Bei den CCS-Demonstrationsvorhaben erfolgt die Auszahlung jährlich im Zeitraum von zehn Jahren ab der Inbetriebnahme der Anlage. Wenn ein Mitgliedsstaat garantiert, dass die überschüssigen Mittel zurückgezahlt werden, kann der gesamte Förderbetrag oder ein Teil davon vor der Inbetriebnahme ausgezahlt werden.

¹⁵ Die maßgeblichen Kosten sind die Investitionskosten, die durch die Anwendung von CCS entstanden sind. Für eine Definition siehe [Europäische Kommission, 2010, Art.3 (2)].

¹⁶ Oder spätestens vier Jahre nach dem Finanzhilfebeschluss [Europäische Kommission, 2010, Art. 11 (1) (f)].

Abbildung 2: Auswahlverfahren NER300

Im Rahmen der Monetisierung der ersten Tranche in Höhe von 200 Millionen Zertifikaten veräußerte das EIB zwischen Dezember 2011 und Mai 2012 ca. 120 Millionen Zertifikate für einen durchschnittlichen Preis von 8,12 Euro [EIB, 2012]. Wenn man diesen Preis für die Errechnung der Einkünfte aus 300 Millionen Zertifikate nimmt, würde die Gesamtsumme der Förderung durch das NER300 ca. 2,5 Milliarden Euro betragen. Anfang 2011, zum Zeitpunkt der Bewerbung der Projekte und deren Prüfung durch die Mitgliedsstaaten, betrug der durchschnittliche Preis für Emissionszertifikate ca. 15 EUR, so dass man von einem gesamten Fördervolumen von 4,5 Milliarden Euro ausging [Limousin, 2011, vgl. ZEP, 2010a].

Die erste Aufforderung zur Einreichung der Projekte ergab 22 Vorschläge im Bereich CCS, die von den Mitgliedsstaaten geprüft wurden. 13 CCS-Projektvorschläge sind zur weiteren Prüfung an das EIB weitergeleitet worden, wobei mehr als die Hälfte der Vorschläge aus Großbritannien kommen. Die Vergabeentscheidung für die erste Ausschreibungsrunde erfolgt in der zweiten Jahreshälfte 2012.¹⁷

V CCS in der EU – eine vorläufige Bilanz

Während dem Klimaschutz eine zentrale Rolle in der europäischen Politik zukommt, wurde das politische Handeln im Bereich der Energiepolitik maßgeblich von den Nationalstaaten geprägt. Einerseits sind die Zahl und der Umfang der Themenbereiche der energiepolitischen Gesetzgebung in Europa seit der Ölkrise 1973/74 stetig gewachsen. Die Einführung des Energiebinnenmarkts hat die politischen Gestaltungsmöglichkeiten der Europäischen Organe erheblich erweitert. Andererseits verfügte die EU über keine eigenständigen Gesetzgebungskompetenzen im Bereich Energie, so dass die Gesetzgebung mit der Verknüpfung zu anderen

¹⁷ Nachrichtlich: Bei Einreichung dieses Beitrags lag noch keine Vergabeentscheidung vor. Zur Entscheidung Ende 2012 siehe *Kuckshinrichs und Markewitz*, Beitrag E.

Bereichen wie Umwelt oder Wettbewerb einherging. Erst mit dem Vertrag von Lissabon wurde ein Konsens über die Gemeinschaftsziele der Energiepolitik formuliert. Trotz des weiterhin bestehenden Grundsatzes der europäischen Energiepolitik, wonach jeder Mitgliedsstaat über seinen Energiemix selbst entscheidet, fördert die EU gezielt bestimmte Energieträger – in erster Linie Erneuerbare Energien – und beeinflusst den Energiemix in den Mitgliedsstaaten durch umweltschutzpolitische Gesetzgebung. Der Umweltschutz, der sich bereits als „Motor der europäischen Integration“ erwiesen hat [vgl. Oberthür & Kelly, 2008, 43, Schreurs & Tiberghien, 2007, 33f], führt zu einer stetigen Zunahme der EU-Gesetzgebung im Bereich Energie. Das mit der Einführung von CCS verbundene Politikfeld formt einen Teil dieser Entwicklung.

Eine Politikformulierung, die CCS in der EU als Klimaschutzoption verankert, ist in einer bemerkenswert hohen Geschwindigkeit vollzogen worden. Zwischen zwei Optionen – der obligatorischen Einführung von CCS und der Entwicklung von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den freiwilligen Einsatz von CCS – haben sich die EU-Institutionen für die zweite Alternative entschieden. In der Abwesenheit des internationalen Klimaschutzregimes konnte sich die obligatorische Einführung von CCS gegen die erwarteten Wettbewerbsnachteile durch hohe Stromkosten für europäische Unternehmen nicht durchsetzen. Von 2005 bis 2009 gelang es den europäischen Institutionen, CCS als einen Eckpfeiler der integrierten Energie- und Klimapolitik der EU zu etablieren, einen Rechtsrahmen für geologische Speicherung zu entwickeln, CCS in den europäischen Emissionshandel aufzunehmen und die Instrumente zur Förderung von CCS auszuarbeiten. Im Hinblick auf den Umfang der Politikformulierung zur Unterstützung von CCS gehört die EU im internationalen Vergleich zu den Vorreitern. Während die CCS-Politikformulierung in der EU bedeutende Erfolge verzeichnen kann, sind die positiven Nachrichten bei der Implementierung der CCS-Politik seltener.

Die Umsetzung der CCS-Richtlinie machte deutlich, dass es in einigen Europäischen Ländern keinen Konsens darüber gibt, ob CCS als Klimaschutzoption zum Einsatz kommen soll. Einige europäische Länder wie zum Beispiel Österreich lehnen die CO₂-Speicherung mittlerweile gänzlich ab. Die Absage des Jämschwalde-Projekt in Deutschland von Vattenfall zeigt, dass die Verzögerungen bei der Implementierung der CCS-Direktive durch die Mitgliedsstaaten Auswirkungen auf das europäische CCS-Demonstrationsprogramm haben.

Vor dem Hintergrund der zögernden Entwicklung der EEPR-Projekte und der Volatilität der EU-ETS-Zertifikatspreise wird diskutiert, ob die Unterstützung von CCS durch EU-ETS und Subventionierung im Rahmen des Demonstrationsprogramms (EEPR, NER300) ausreicht, um das Ziel der kommerziellen Verfügbarkeit von CCS bis 2020 zu erreichen. Die Experten weisen auf die veränderten Rahmenbedingungen, die wichtige Auswirkungen auf die Implementierung von CCS haben.¹⁸ Durch die anhaltende Weltwirtschaftskrise rücken die mit dem Klimaschutz verbundenen Themen und Maßnahmen in den Hintergrund [vgl. ZEP, 2011a]. In der aktuellen Lage besinnen sich die Unternehmen auf ihr Kerngeschäft und halten sich bei den Investitionen in die Klimaschutzmaßnahmen zurück. Die erfolglosen Verhandlungen des

¹⁸ Vgl. das Video-Aufzeichnungen des ETP ZEP General Assembly 2011 [ZEP, 2011d].

Nachfolgeabkommens zum Kyoto-Protokoll und die geringe Bedeutung der Klimaschutzpolitik in den USA und in China führen zu Unsicherheit, ob der Klimaschutz langfristig seine Triebkraft für Innovationen und Investitionen beibehalten wird.

In diesem Kontext wird vor allem die Rolle der NER300-Finanzierung als Hauptinstrument zur Unterstützung von CCS-Demonstrationsvorhaben in Europa zunehmend hinterfragt [vgl. ZEP, 2011b]. Von Anfang an stand das Instrument in der Kritik bezüglich der Unsicherheit der Höhe der Zertifikatspreise, die letztendlich den Umfang der Finanzierung der Projekte durch das Instrument ausmacht. Die pessimistischen Erwartungen werden von den ersten Erfahrungen mit dem Verkauf der Zertifikate bestätigt.¹⁹ Der niedrige Preis für Emissionszertifikate stellt nicht nur das Anreizsystem für das Demonstrationsprogramm der EU in Frage. Es befeuert die Diskussionen um die Wettbewerbsfähigkeit der CCS-Technik nach der Demonstrationsphase. Auch wenn die Unterstützung mit öffentlichen Mitteln zur erfolgreichen Demonstration der CCS-Technologie beitragen wird, drängt sich weiterhin die Frage auf, welche Mechanismen die europaweite Anwendung von CCS nach 2020 ermöglichen sollen [vgl. ZEP, 2010d]. Entscheidend sind die langfristigen Anreize, die auf eine stabile Entwicklung zugunsten von kohlenstoffarmen Technologien hindeuten. Einige dieser Mechanismen, die diskutiert werden, sind [ZEP, 2010b]:

- eine Reduzierung des EU-ETS-Caps, um den Preis der Emissionszertifikate auf eine Höhe zu bringen, die eine CCS-Anwendung wettbewerbsfähig macht²⁰;
- eine CO₂-Steuer, die an den Zertifikatspreis gebunden werden kann;
- ein Bonus-Malus-System, das Subsidien an die CO₂-Emittenten gewährt, die unter einer festgelegten Norm von CO₂-Emissionen pro Kilowattstunde liegen, und Abgaben von den Emittenten erfordert, die diese Norm überschreiten [Birkeland et al., 2010].

Die Entscheidung für oder gegen weitere Förderungen von CCS stellt das Verhältnis zwischen der europäischen und der mitgliedstaatlichen Ebenen der Politikformulierung und -Implementierung in der EU in den Mittelpunkt. In Anbetracht der fehlenden europäischen Öffentlichkeit konnte die CCS-Gesetzgebung auf der Ebene der EU schnell vollzogen werden. In Folge dieses Politikformulierungsprozesses spielt CCS eine wesentliche Rolle bei der Erfüllung der europäischen energie- und klimapolitischen Ziele und wird mit Subventionen für FuE und Demonstration der Technik auf der EU-Ebene unterstützt. Vor dem Hintergrund der Schwierigkeiten, auf die die Implementierung von CCS in den Mitgliedsstaaten stößt, stellt sich die Frage, ob CCS weiterer politischer Maßnahmen auf der EU-Ebene bedarf, oder ob CCS mittlerweile nur durch die Unterstützung der Mitgliedstaaten zum Einsatz kommen kann? Eine weitere, in diesem Zusammenhang noch offene Frage ist, welche Auswirkungen es auf die europäische Energie- und Klimapolitik haben kann, wenn die CCS-Technik ihre Wirkung als Klimaschutzoption in der EU aufgrund von fehlendem gesellschaftlichen Konsens in den Mitgliedsstaaten nicht entfalten kann?

¹⁹ Vgl. Kapitel IV.2.

²⁰ Die Europäische Technologieplattform ZEP geht von einem EU-ETS-Zertifikatspreis von 35 Euro aus, der die CCS-Anwendung bei den Kohle-befeuerten Kraftwerken wettbewerbsfähig macht [ZEP, 2011c, 25].

VI Literatur

- ARMENI, C. (2012) *An update on the state of CCS regulation from Europe*. GCCSI. <http://www.globalccsinstitute.com/community/blogs/authors/chiara-armeni/2012/02/13/update-state-ccs-regulation-europe>. Juni 18: 2012.
- BAKEWELL, S. (2012) *PGE says Belchatow carbon capture project needs state support*. Bloomberg Business Week. <http://www.businessweek.com/news/2012-05-30/pge-says-belchatow-carbon-capture-project-needs-state-support>. Juni 12: 2012.
- BIRKELAND, L., TJETLAND, G., HOFF, E., EICKHOFF, C., DOMITROVIC, D., BERNSTONE, C. & PAGES, A. (2010) Improving the regulatory framework, optimizing organization of the CCS value chain and financial incentives for CO₂-EOR in Europe. <http://bellona.org/ccs/ccs-news-events/publications/article/improving-the-regulatory-framework-optimizing-organization-of-the-ccs-value-chain-and-financial-inc.html>, Juni 20, 2012.
- CIENSKI, J. (2012) *Poland's clean coal going up in smoke*. Financial Times. <http://blogs.ft.com/beyond-brics/2012/05/25/polands-clean-coal-going-up-in-smoke/#axzz1xa1yvmM7>. Juni 12: 2012.
- CLAES, D. H. & FRISVOLD, P. (2009) *CCS and the European Union: Magic bullet or pure magic?* In MEADOWCROFT, J. & LANGHELLE, O. (Eds.) *Catching the carbon. The politics and policy of carbon capture and storage*. Cheltenham, Edward Elgar.
- EC (2011) *EU support for CCS*. http://ec.europa.eu/research/energy/eu/research/ccs/support/index_en.htm. December 22: 2011.
- EIB (2010) *Climate change - Commission launches major investment programme for innovative low-carbon technologies*. European Investment Bank. <http://www.eib.org/about/press/2010/2010-193-climate-change-commission-launches-major-investment-programme-for-innovative-low-carbon-technologies.htm>. Juni 14: 2012.
- EIB (2012) *EIB – NER300 Monetisation. Monthly Report - May 2012*. European Investment Bank, http://www.eib.org/attachments/ner_monthly_report_may_2012.pdf.
- EUROPA (2007) *Kommission legt integriertes Energie und Klimapaket zur Emissionsminderung im 21. Jahrhundert vor*. IP-07-29. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/07/29>. 6. Dezember 2012.
- EUROPA (2009) *List of 15 energy projects for European economic recovery* MEMO/09/542. <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/09/542&format=HTML&aged=0&language=en&guiLanguage=en>. October 27: 2010.
- EUROPA (2012) *72009L0031: Einzelstaatliche Durchführungsmaßnahme*. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:72009L0031:DE:NOT>. Juni 18: 2012.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2000a) *Green Paper - Towards a European strategy for the security of energy supply*. Office for Official Publications of the European Communities, COM(2000) 769, August 10: 2010, http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy-supply/doc/green_paper_energy_supply_en.pdf.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2000b) *Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Hin zu einem europäischen Forschungsraum*. KOM (2000) 6, Juli 4, 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2000:0006:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2005) *Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Strategie für eine erfolgreiche Bekämpfung der globalen Klimaänderung*. KOM(2005) 35, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2005:0035:FIN:DE:PDF>.

- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2006) *Grünbuch - Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie*. KOM(2006) 105, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0105:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007a) *Mitteilung der Kommission an den Europäischen Rat und das Europäische Parlament - Eine Energiepolitik für Europa*. KOM(2007) 1, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0001:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007b) *Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus*. KOM(2007) 2, 26. April 2011, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0002:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007c) *Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Ein Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan). „Der Weg zu einer kohlenstoffemissionsarmen Zukunft“*. KOM(2007) 723, 20. März 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2007:0723:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2007d) *Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament - Nachhaltige Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen - Ziel: Weitgehend emissionsfreie Kohlenutzung nach 2020*. KOM(2006) 843, 20. März 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0843:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008a) *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - 20 und 20 bis 2020 Chancen Europas im Klimawandel*. KOM(2008) 30, 27. April 2011, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0030:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008b) *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Unterstützung der frühzeitigen Demonstration einer nachhaltigen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen*. KOM(2008) 13, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0013:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008c) *Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directives 85/337/EEC, 96/61/EC, Directives 2000/60/EC, 2001/80/EC, 2004/35/EC, 2006/12/EC and Regulation (EC) No 1013/2006*. COM(2008) 18, August 17: 2010, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0018:FIN:EN:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2008d) *Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EUSystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten*. KOM(2008) 16, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2008:0016:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2009) *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Investitionen in die Entwicklung von Technologien mit geringen CO₂-Emissionen (SET-Plan)*. KOM(2009) 519, 20. März 2012, [http://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/Kurzanalysen/CO2-arme Technologien/KOM_2009-519_CO2-arme Technologien SET-Plan .pdf](http://www.cep.eu/fileadmin/user_upload/Kurzanalysen/CO2-arme_Technologien/KOM_2009-519_CO2-arme_Technologien_SET-Plan_.pdf).
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2010) *Beschluss der Kommission vom 3. November 2010 über Kriterien und Maßnahmen für die Finanzierung von kommerziellen Demonstrationsprojekten, die auf eine umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ abzielen, und von Demonstrationsprojekten für innovative Technologien für erneuerbare Energien im Rahmen des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates*. Amtsblatt der

- Europäischen Union, K(2010) 7499, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:290:0039:0048:de:PDF>.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2011) *Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - Fahrplan für den Übergang zu einer wettbewerbsfähigen CO₂-armen Wirtschaft bis 2050*. KOM(2011) 112, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHER RAT (2007) *Europäischer Rat (BRÜSSEL) 8./9. März 2007 Schlussfolgerungen des Vorsitzes*. 7224/1/07 REV 1, 27. April 2011, http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/de/ec/93139.pdf.
- EUROPÄISCHER RAT (2008) *Energie und Klimawandel – Bestandteile des endgültigen Kompromisses*. 17215/08, 27. April 2011, <http://register.consilium.europa.eu/pdf/de/08/st17/st17215.de08.pdf>.
- EUROPÄISCHER RAT (2011) *Tagung des Europäischen Rates 4. Februar 2011 Schlussfolgerungen*. EUCO 2/1/11, 6. Dezember, 2012, http://www.ab.gov.tr/files/ardb/evt/1_avrupa_birligi/1_4_zirveler_1985_sonrasi/2011_2_br_uksel_zirvesi_baskanlik_sonuc_bildirgesi_de.pdf.
- EUROPÄISCHES PARLAMENT (2008) *Das EU-Klimapaket*. Brüssel. <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?language=de&type=IM-PRESS&reference=20081208BKG44004>, 7. April: 2011.
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT (2003) *Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates*. Amtsblatt der Europäischen Union, 2003/87/EG, 11. Juni 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:275:0032:0046:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT (2009a) *Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten*. Amtsblatt der Europäischen Union, 2009/29/EG, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0063:0087:de:PDF>.
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT (2009b) *Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und 2008/1/EG des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006*. Amtsblatt der Europäischen Union, 2009/31/EG, 4. April 2011, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:DE:PDF>.
- EUROPÄISCHES PARLAMENT UND RAT (2009c) *Verordnung (EG) Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch eine finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich*. Amtsblatt der Europäischen Union, 663/2009, 4. Juli 2012, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:200:0031:0031:DE:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION (2004) *European CO₂ capture and storage projects* Commission of the European Communities, Directorate-General for Research, Directorate J – Energy, Unit J2 – Energy production and distribution systems, 4. Juli 2012, http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/co2capt_en.pdf.
- EUROPEAN COMMISSION (2007) *CO₂ capture and storage projects*. European Commission Directorate-General for Research, 17. August 2010, http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/synopses_co2_en.pdf.

- EUROPEAN COMMISSION (2008) *Commission staff working document accompanying document to the Communication from the Commission to the European Parliament and the Council Supporting - Early Demonstration of sustainable power generation from fossil fuels - Impact assessment* SEC(2008) 47, October 24, 2011, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SEC:2009:0047:FIN:EN:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION RESEARCH *EU Energy Research. Projects.* http://ec.europa.eu/research/energy/eu/projects/index_en.cfm#results. August 17: 2010.
- GCCSI (2012) *Large-scale Integrated Projects Database.* GCCSI. <http://www.globalccsinstitute.com/projects/browse>. Juni 29: 2012.
- HALLERMAN, T. (2012) *Fate of Poland's only proposed CCS projects remains in question.* GHG Reduction Technologies Monitor. <http://ghgnews.com/index.cfm/fate-of-polande28099s-only-proposed-ccs-project-remains-in-question/>. Juni 14: 2012.
- IEAGHG (2007) *CO₂ capture ready plants. Technical Study Report Number: 2007/4.* http://www.iea.org/papers/2007/CO2_capture_ready_plants.pdf.
- ISHIHARA, Y., BENSON, S. & MORRISON, G. (1999) *Coal research, development and demonstration funding.* CCC/25, IEA Coal Research 1999.
- LIMOUSIN, L. (2011) *NER 300: Inventory of CCS applications to Member States* carbon capture journal. <http://www.carboncapturejournal.com/displaynews.php?NewsID=750>. Juni 14: 2012.
- MILLS, S. J. (2004) *Coal in an enlarged European Union.* CCC/85, IEA Clean Coal Centre.
- MILLS, S. J. (2010) *Prospects for coal, CCTs and CCS in the European Union.* CCC/173, IEA Clean Coal Centre.
- OBERTHÜR, S. & KELLY, C. R. (2008) EU leadership in international climate policy: Achievements and challenges. *The International Spectator*, 43:3, 35-50.
- OSPAR DECISION 2007/1 (2007) *OSPAR Decision 2007/1 to Prohibit the Storage of Carbon Dioxide Streams in the Water Column or on the Sea-bed.* OSPAR Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic, 13. August 2010, http://www.ospar.org/content/content.asp?menu=00810305320000_000000_000000.
- PACALA, S. & SOKOLOW, R. (2004) Stabilization wedges : Solving the climate problem for the next 50 years with current technologies. *Science*, 305:August 13: 2004.
- SCHENK, O. (2012) *Interest mediation and policy formulation in the European Union. Influence of transnational technology-oriented agreements on European policy in the field of carbon capture and storage.* Jülich, forthcoming.
- SCHREURS, M. A. & TIBERGHEN, Y. (2007) Multi-level reinforcement: Explaining European Union leadership in climate change mitigation. *Global Environmental Politics*, 7:4:November 2007, 19-45.
- TRABATTONI, A. (2012) *Enel's Italian Porto Tolle coal conversion timeframe uncertain: CEO.* Platts. <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Coal/8037757>. Juni 12: 2012.
- TÜV NORD CERT *Carbon capture ready – die Lösung zur Prüfung neuer Kraftwerke hinsichtlich CCS.* http://www.tuev-nord.de/cps/rde/xbcr/SID-5EF530A8-5A801E9F/tng_de/PDB_Kraftwerkspruefung.pdf. August 12: 2010.
- VATTENFALL (2011) *Hängepartie um CCS-Gesetz erzwingt Aus für Milliardeninvestition in der Lausitz.* <http://www.vattenfall.de/de/pressemitteilungen-detailseite.htm?newsid=E3B4752A90F9447FA1B1D95CA6860B77>. Juni 12: 2012.
- ZEP (2006) *Strategic research agenda.* The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP), August 17: 2010, <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/docs/ETP%20ZEP/ZEP%20SRA%20-%20draft%2012.pdf>.
- ZEP (2010a) *The CCS demonstration programme, Philippe Paelinck, Co-Chair Taskforce Demonstration & Implementation & Director, CO₂, Alstom Power.* ZEP General Assembly 2010.

<http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/45-zep-general-assembly-2010.html>.
Juli 2: 2012.

ZEP (2010b) *Facilitating the widespread deployment of CCS, Eivind Hoff, Co-Chair, Taskforce Policy & Regulation, ZEP & Director, Bellona Europa*. ZEP General Assembly 2010.
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/45-zep-general-assembly-2010.html>.
Juni 29: 2012.

ZEP (2010c) *Panel: The pathway toward widespread deployment of CCS*. ZEP General Assembly 2010.
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/45-zep-general-assembly-2010.html>.
Juli 2: 2012.

ZEP (2010d) *Shared learnings and continued momentum, Niels Peter Christensen, Co-Chair, Taskforce Technology & Chief Geologist, Vattenfall*. ZEP General Assembly 2010.
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/45-zep-general-assembly-2010.html>.
Juli 1: 2012.

ZEP (2011a) *CCS state of play, Dr. Graeme Sweeney, Chairman, ZEP & EVP, CO₂, Royal Dutch Shell*. ZEP General Assembly 2011. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/136-zepga2011.html>. Juni 29: 2012.

ZEP (2011b) *The costs of CCS post-2020 & incentives, Dr. Lars Stromberg, Co-Chair Taskforce Technology, ZEP & Senior Advisor, Vattenfall AB*. ZEP General Assembly 2011.
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/136-zepga2011.html>. Juni 29: 2012.

ZEP (2011c) *The costs of CO₂ capture, transport and storage. Post-demonstration CCS in the EU*. ETP ZEP.

ZEP (2011d) *ZEP General Assembly 2011*. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/136-zepga2011.html>. Juni 29: 2012.

ZERO (2012) *Don Valley Power Project*. ZERO. <http://www.zero.no/ccs/projects/powerfuel-hatfield-coliery-pre-combustion-project>. Juni 12: 2012.

D III

Internationale Zusammenarbeit zur Unterstützung von CCS

Jürgen-Friedrich Hake, Olga Schenk

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Energie- und Klimaforschung

Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung	315
II	Internationale Zusammenarbeit: Schwerpunkte und Diskussion	316
II.1	Internationale Zusammenarbeit zur Unterstützung der Wettbewerbsfähigkeit	317
II.2	Internationale Zusammenarbeit zur Unterstützung der Demonstration der CCS-Technologien	319
II.3	Internationale Zusammenarbeit und Wissensaustausch	325
III	Deutschlands Rolle in der internationalen Zusammenarbeit	328
IV	Zusammenfassung und Ausblick	329
V	Literatur	330

I Einleitung

Bei der Entwicklung und Anwendung von CCS spielt die internationale Zusammenarbeit aus vielerlei Hinsicht eine bedeutende Rolle. Ähnlich wie im Fall alternativer Klimaschutzmaßnahmen, wird CCS als Klimaschutzoption nur dann einen sichtbaren Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen (THG) leisten können, wenn es von den größten THG-Emittenten der Welt genutzt wird. Der Einsatz von CCS in einigen wenigen Ländern kann durch Mehrkosten der Stromerzeugung Wettbewerbsnachteile ergeben und verfehlt auch möglicherweise das Ziel der Minderung globaler THG-Emissionen, das durch CCS angestrebt wird. In diesem Kontext verfolgt die internationale Zusammenarbeit einerseits das Ziel, CCS als eine Klimaschutzoption in Industrieländern möglichst früh einzusetzen; andererseits gibt es bedeutende internationale Aktivitäten, die den Einsatz von CCS in Entwicklungs- und Schwellenländern fördern.

Darüber hinaus resultiert aus den Eigenschaften von CCS als neuer, kapitalintensiver und risikoreicher Technik [Rai et al., 2009, 8] der Ruf nach internationaler Kooperation im Bereich

Forschung und Entwicklung (FuE). Lastenteilung muss jedoch nicht nur als defensive Strategie vor dem Hintergrund der staatlichen Forderungen nach neuen Energietechnologien verstanden werden. Sie dient auch dem Ziel, Wettbewerbsvorteile der Unternehmen in zukünftigen Märkten zu sichern. Die internationalen Kooperationen im Bereich FuE finden innerhalb von Forschungsnetzwerken und im Rahmen praktischer FuE- oder Pilotprojekte statt. Die Forschungsnetzwerke stellen gewöhnlich eine Kooperation zwischen Regierungs- und Industrievertretern dar, die dem Informationsaustausch zu technischen aber auch politischen, regulativen, wirtschaftlichen, und zum Teil gesellschaftlichen Aspekten der Einführung von CCS dient. In praktischen Projekten arbeiten größtenteils Industrievertreter und Forschungseinrichtungen zusammen, um technologische Verbesserungen zu erzielen.

Der Beitrag umfasst zwei thematische Schwerpunkte: Der erste Teil stellt die wichtigsten internationalen Kooperationen im Bereich CCS dar und gibt einen Überblick über die Erkenntnisse aus bisheriger Forschung zu internationalen Aspekten der Förderung von CCS-Technologien. Der zweite Teil diskutiert die Bedeutung internationaler Zusammenarbeit für den Einsatz von CCS in Deutschland.

II Internationale Zusammenarbeit: Schwerpunkte und Diskussion

Auf der internationalen Ebene gibt es einige internationale Organisationen und politische Initiativen, die die Entwicklung und den Einsatz von CCS auf unterschiedliche Weise unterstützen. Die Tätigkeitsschwerpunkte dieser internationalen Organisationen können den wesentlichen Herausforderungen, die mit der Entwicklung und dem Einsatz von CCS einhergehen, zugeordnet werden:

- Die Kooperation zur Aufnahme von CCS in den Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism - CDM) zielt auf die Ermöglichung der langfristigen Wettbewerbsfähigkeit von CCS ab.
- Darüber hinaus befassen sich einige internationale Organisationen mit der Entwicklung von Anreizen zur Demonstration der CCS-Technik.
- Schließlich bildet Bündelung und Verbreitung des Wissens aus weltweit stattfindenden FuE-Aktivitäten, Pilot- und Demonstrationsprojekten einen weiteren bedeutenden Strang der internationalen Zusammenarbeit.

Bei den internationalen Organisationen, die sich mit CCS befassen, nimmt der Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) eine besondere Stellung ein. Der Sonderbericht zu CCS, der auf Anfrage der siebten Vertragsstaatenkonferenz (Conference of the Parties – COP) der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change – UNFCCC) vom Weltklimarat verfasst wurde, bestätigte die Realisierbarkeit der permanenten¹ geologischen CO₂-Speicherung [IPCC, 2005]. Dies wird als ein Meilenstein in der Geschichte der Entwicklung von CCS gewertet

¹ "Observations from engineered and natural analogues as well as models suggest that the fraction retained in appropriately selected and managed geological reservoirs is very likely [...] to exceed 99% over 100 years and is likely [...] to exceed 99% over 1,000 years". "Very likely" is a probability between 90 and 99% ", "Likely" is a probability between 66 and 90% [IPCC, 2005, 14]".

[vgl. Meadowcroft & Langhelle, 2009, 5f., Pena, 2009, 12]. Denn seit der Veröffentlichung des Sonderberichts wurde CCS nicht mehr als technischer Exot betrachtet, sondern entwickelte sich zu einer ernstzunehmenden Klimaschutzoption auf der politischen Agenda einiger OECD-Länder.

II.1 Internationale Zusammenarbeit zur Unterstützung der Wettbewerbsfähigkeit

Die 1994 in Kraft getretene Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen [United Nations, 1992] setzt das Ziel der Stabilisierung der Konzentration der THG-Emissionen in der Atmosphäre, um die anthropogenen Störungen des Klimasystems zu vermeiden. Das nachfolgende Kyoto-Protokoll, das 2005 in Kraft getreten ist, enthält verbindliche Ziele und Umsetzungsmechanismen zur Reduktion der THG-Emissionen für die Industrieländer. Die Integration von CCS als Klimaschutzoption in die bestehenden Instrumente des internationalen Klimaschutzes wird als eine wichtige Voraussetzung für die langfristige Wettbewerbsfähigkeit von CCS bewertet [Russial, 2011, 18ff, Kerr et al., 2009, 4401].

Entsprechend der neuen Wertschätzung von CCS als wichtige Klimaschutzoption, die nach der Veröffentlichung des IPCC-CCS-Sonderberichts im Jahr 2005 ihre Verbreitung fand, aktualisierte der Weltklimarat die IPCC-Leitlinien für nationale THG-Inventare (IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories)². Die IPCC-Leitlinien enthalten nun statistische Verfahren zur Registrierung von Emissionseinsparungen aus der CCS-Anwendung in den Bilanzen von Kyoto-Protokoll-Parteien [IPCC, 2006]. Diese Entwicklung wird in der Literatur als ein bedeutender Schritt zur Aufnahme von CCS in ein internationales Portfolio von Klimaschutzoptionen und als ein Beitrag zur Wettbewerbsfähigkeit von CCS bewertet [de Coninck & Bäckstrand, 2011, 4, Kerr et al., 2009, 4401]. Die aktualisierten Leitlinien sind jedoch von den Parteien des Kyoto-Protokolls bisher nicht anerkannt worden. Darüber hinaus schlagen sich derzeit die aus der Anwendung von CCS resultierenden Emissionsreduktionen nicht in Energiebilanzen einzelner Nationalstaaten in einer Größenordnung nieder, dass es zu deren Berücksichtigung spezifischer statistischer Verfahren bedarf. Folglich werden die neuen Leitlinien ihre Wirkung erst im Fall eines Kyoto-Nachfolgeprotokolls entfalten können.

Während bei den Verhandlungen zum Kyoto-Protokoll die Emissionsreduktionen in den Entwicklungs- und Schwellenländern eine geringe Rolle spielten, änderte die stetig steigende Nachfrage nach fossilen Energieträgern aus Nicht-OECD-Ländern und insbesondere ihre langfristig prognostizierte Steigerung³ die Bewertung der Rolle der Entwicklungs- und Schwellenländern bei internationalem Klimaschutz. In der Diskussion um die Bedeutung unterschiedlicher Anreizmechanismen zur Reduktion der THG-Emissionen in Entwicklungs- und Schwellenländern bildet die Aufnahme von CCS in den CDM-Mechanismus einen bedeutenden Strang [Philibert et al., 2007, 8]. Dieser Schritt soll den Technologietransfer erleichtern, zu Emissionsreduktionen beitragen und die Demonstration von CCS in Entwicklungs- und Schwellenländern vorantreiben.

² Die neuen IPCC-Leitlinien aktualisierten die in 1996 veröffentlichte Fassung.

³ Siehe die jährlich erscheinenden Prognosen „World Energy Outlook“ der Internationalen Energieagentur (IEA).

CDM ist ein Instrument des internationalen Klimaschutzes, das den industrialisierten Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention ermöglicht, ihre Verpflichtungen zur Emissionsreduktion durch Projektaktivitäten in Entwicklungsländern zu erfüllen [VN, 1997, Artikel 12]. Die Forschung, die sich der Reflektion der Debatte um die Aufnahme von CCS in das CDM widmet, identifiziert zum einen die Herausforderungen der Kompatibilität von CCS und CDM, die aus technischen Besonderheiten von CCS und organisationellen Eigenschaften von CDM resultieren, und zeichnet zum anderen die Bedingungen auf, unter denen die Anwendung von CCS in CDM nachhaltig gestaltet werden kann [Watanabe et al., 2007, de Coninck, 2008b, Bode, 2009, Pollak & Wilson, 2009].

Die Neuheit von CCS als Klimaschutzoption und fehlende Erfahrung mit langjähriger geologischer Speicherung von CO₂ werden als die wichtigsten Herausforderungen benannt. Sie erzeugen Unsicherheiten nicht nur bezüglich der Genehmigung und Abwicklung der CCS-CDM Projekte, insbesondere bei den grenzüberschreitenden Projekten [Philibert et al., 2007, 16f], sondern auch bei dem Umgang mit den Folgen von kurzfristigen und langfristigen Leckagen [Bode, 2009, 5,12, Pollak & Wilson, 2009, 75, de Coninck, 2008b, 933]. Die daraus entstehenden Implikationen für die Governance-Strukturen des CDM weisen auf die Notwendigkeit der Formulierung umfassender, auf die Besonderheiten von CCS zugeschnittener Regelungen für die Genehmigung und Überwachung der CCS-CDM Projekte hin [de Coninck, 2008b, 933, Bode, 2009, 12f, Pollak & Wilson, 2009, 76]. Als Vorteile der zentralen Kontrollmechanismen bei der Handhabung der CCS-CDM-Projekte werden die Stärkung der Governance-Strukturen in den CDM-Gastgeberländern⁴ sowie die Einschränkung der potentiellen Möglichkeit der Überflutung⁵ des CDM-Markts durch eine hohe Anzahl an CCS-Projekten genannt.

Die sechste Tagung der Vertragsparteien zum Kyoto-Protokoll⁶ in 2010 entschied, CCS in das CDM aufzunehmen [UNFCCC, 2010, (2)]. Sie beauftragte das Nebenorgan für wissenschaftliche und technologische Beratung (SBSTA), die Modalitäten und Verfahren zur Aufnahme der CCS-Projekte in das CDM zu erarbeiten. Die auf der siebten Tagung der Vertragsparteien beschlossenen Modalitäten zur Durchführung der CCS-Aktivitäten im Rahmen des CDM beanspruchen die Erfüllung folgender CCS-spezifischer Anforderungen:

- eine der Genehmigung des Projekts vorausgehende Risiko- und Sicherheitsbewertung,
- eine eindeutige Zuweisung der haftenden Instanzen je nach der Projektphase,
- ein Nachweis über ausreichende finanzielle Mittel,
- eine Formulierung von Überwachungsplänen,

⁴ Zu den Risiken, die aus dem Management von CCS-Projekten in CDM-Gastländern entstehen, siehe [Pollak & Wilson, 2009, 80ff].

⁵ Die Emissionsrechte, die mit der Durchführung der CDM-Projekte erworben werden, sind nicht durch ein quantifiziertes Emissionsbudget begrenzt. Stattdessen erhöhen sie die Gesamtzahl der verfügbaren Emissionsrechte im gesamten System. Die Überflutung des CDM-Markts mit Emissionsrechten würde die Integrität des Instruments gegenüber dem Ziel der globalen Emissionsminderung gefährden, da der CDM-Mechanismus die Verschiebung der Emissionsreduktionen und nicht ihre Reduktion zum Ziel hat [vgl. Bode, 2009, 8ff].

⁶ The 6th Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol (CMP).

- eine Übertragung der 5% der erhaltenen Emissionsrechte auf ein Rücklagekonto (für eine Rückgabe im Fall einer CO₂-Leckage⁷),
- Untersagung grenzüberschreitender Speicherstätten.

Die beschlossenen Anforderungen spiegeln die Eckpunkte der oben skizzierten Debatte wider, indem sie eine Reihe CCS-spezifischer Regelungen zur Abwicklung der CCS-CDM-Projekte vorschreiben und eine maßgebende Rolle des CDM Executive Board als einen zentralen Kontrollmechanismus vorsehen. Die Modalitäten unterliegen einer regelmäßigen Anpassung, die sich an den Erfahrungen aus den Projekten orientieren wird.

II.2 Internationale Zusammenarbeit zur Unterstützung der Demonstration der CCS-Technologien

Der Überblick über die Debatte zur Aufnahme von CCS in den CDM zeigt, dass die Neuheit von CCS einen bedeutenden Unsicherheitsfaktor darstellt. Obwohl CCS keine neue Technologie ist – die CO₂-Abscheidung zum Zweck der verbesserten Erdölgewinnung wird in den USA seit den 1970-er Jahren angewendet [US DOE, 2009] – fehlen bislang integrierte Anlagen im kommerziellen Maßstab, die CCS bei Kohle- oder Gasverstromung anwenden (vgl. Tab. 2). Auf der internationalen Ebene unternahmen die politische Initiative G8 sowie die internationalen Organisationen IEA, CSLF und GCCSI Aktivitäten zur Förderung von Demonstration von CCS.

Die auf dem G8-Gipfeltreffen in Gleneagles beschlossene politische Erklärung erkennt den anthropogen verursachten Klimawandel an und betont die Bedeutung von Maßnahmen im Bereich Energie bei den Strategien zur Reduktion der THG-Emissionen [G8 Gleneagles, 2005]. Der verabschiedete Aktionsplan von Gleneagles enthält entsprechende Vorschläge, die auf eine Beschleunigung von Entwicklung und Einsatz von CCS zielen (vgl. Tab.1). In diesem Zusammenhang verkündete die G8 ihre Unterstützung der internationalen Organisationen IEA und CSLF und forderte diese auf, kurzfristige und langfristige Anreize für den Einsatz von CCS zu identifizieren.

Mit dieser Forderung erweiterte die G8 die Kompetenzen der Internationalen Energieagentur (IEA), deren Schwerpunkt nach der Gründung in 1974 auf der Verwaltung strategischer Ölreserven der OECD-Mitglieder lag [Lesage et al., 2009].⁸ Die IEA entwickelte sich seitdem zu einem wichtigen Befürworter von CCS. Die jährlich erscheinenden Prognosen der Welt-Energieversorgung (World Energy Outlook) betonen die Bedeutung von Kohle im Energiemix der OECD-Mitglieds- und insbesondere Nichtmitgliedsländer. Vor dem Hintergrund der Auswirkungen der Kohleverbrennung auf das Klima weist die IEA auf die Notwendigkeit der korrigierenden Wirkung der klimapolitischen und energiepolitischen Maßnahmen hin. In diesem Kontext hat die IEA eine wichtige Funktion als Kommunikator gegenüber den Staatsregierungen übernommen. Aus statistischen und technischen Informationen leitet die

⁷ Falls diese Anzahl der Emissionsrechte für die Abdeckung der versickerten CO₂-Emissionen nicht ausreicht, werden weitere Mechanismen und Regeln aktiv.

⁸ Für die Analyse der treibenden Faktoren des institutionellen Wandels der Internationalen Energieagentur siehe [Van de Graaf & Lesage, 2009].

IEA politikrelevante Empfehlungen ab und verbreitet diese in den IEA-Mitgliedsländern und – mit zunehmenden Outreach-Aktivitäten – auch in den Nichtmitgliedsländern wie China und Russland. Die Bedeutung von CCS als Klimaschutzmaßnahme wird durch die Gründung eines speziell auf analytische und beratende Tätigkeiten ausgerichteten Carbon Capture and Storage Technology Units innerhalb der IEA deutlich. Während CCS einen Bereich aus dem Umfeld der IEA-Aktivitäten darstellt, arbeitet die IEA mit internationalen Organisationen zusammen, die sich ausschließlich auf die Unterstützung von Demonstration und Einsatz von CCS-Technologien spezialisieren.

Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) ist eine vom US-Energieministerium im Jahr 2003 gegründete internationale Kooperation mit dem Ziel der Förderung von CCS-Technologien. Eine Emissionsreduktion durch den Einsatz von innovativen THG-Reduktionstechniken stellt eine Alternative zur Verpflichtung zur Emissionsreduktion wie diese im Kyoto-Protokoll formuliert wurde dar. Die internationale Kooperation, die auf Technikentwicklung und -Einsatz als Strategie zur globalen Minderung der THG-Emissionen abzielt, wurde insbesondere von den USA⁹, Australien¹⁰ und Kanada¹¹ unterstützt.

CSLF und ähnliche internationale Kooperationen beruhen auf freiwilliger Teilnahme und freiwilligem Einsatz der Ressourcen. Die Zusammenarbeit im CSLF umfasst reguläre Treffen auf der Ministerialebene und auf der Ebene der Regierungsvertreter. Da das CSLF nicht über einen gemeinsamen Etat verfügt, wird der jeweilige Umfang an Aktivitäten von den Mitgliedern selbst finanziert. Das Markenzeichen des CSLF ist die „Anerkennung“ ausgewählter CCS-Projekte mit dem CSLF-Siegel. Dieser soll mittels internationaler Würdigung das Prestige der Projekte stärken und so zur höheren Finanzierung und erleichterten Kooperation verhelfen. Bisher wurden auf diese Weise 34 internationale Projekte anerkannt.¹² Die von CSLF anerkannten Projekte umfassten zunächst Forschungs- und Pilotprojekte, die die einzelnen Elemente der CCS-Prozesskette beleuchtet haben. In letzter Zeit haben einige europäischen CCS-Demonstrationsprojekte¹³ die CSLF-Anerkennung bekommen. Die Interaktion zwischen den Projekten und der Wissensaustausch im Bereich CO₂-Speicherung wurden mit dem ersten, in 2010 in Saudi-Arabien durchgeführten „CSLF Storage and Monitoring Projects Interactive Workshop“ vertieft. Zu den weiteren Ergebnissen der Zusammenarbeit im Rahmen von CSLF zählen Studien, Berichte, Diskussionspapiere und Workshops zu CCS-relevanten Themen.

Im Anschluss an die Empfehlungen der IEA und CSLF forderten die Staats- und Regierungschefs der G8 in ihrer Deklaration von Hokkaido [G8 Hokkaido, 2008] die Einführung von 20

⁹ Die USA haben das Kyoto-Protokoll 1998 unterschrieben, jedoch nicht ratifiziert.

¹⁰ Australien hat das Kyoto-Protokoll 1998 unterschrieben, jedoch erst 2007 ratifiziert. Australiens Verpflichtung umfasst einen Anstieg der THG-Emissionen um 8% verglichen mit dem Basisjahr 1990.

¹¹ Kanada hat das Kyoto-Protokoll 1998 unterschrieben, 2002 ratifiziert und 2011 aus dem Kyoto-Protokoll ausgetreten. Kanadas Emissionsreduktionsverpflichtung belief sich auf 6% verglichen mit dem Basisjahr 1990.

¹² Stand Mai 2012.

¹³ Vgl. Schenk & Hake, Beitrag D II.

größtechnischen CCS-Demonstrationsprojekten weltweit bis 2010, um die kommerzielle Reife von CCS bis 2020 zu ermöglichen (vgl. Tab. 1).

Im selben Jahr verkündete die australische Regierung die Gründung einer internationalen Organisation, die finanzielle Anreize für CCS-Demonstrationsprojekte weltweit schafft. Dem Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI) wurde eine jährliche Finanzierung von rund 100 Mio. AUD für vier Jahre zugesichert. Im Oktober 2010 gab das GCCSI seine Unterstützung von 6 internationalen Projekten mit insgesamt 18 Millionen AUD bekannt. Die Finanzierung richtet sich auf Machbarkeitsstudien, Engineering und Design. Bereits nach dem Rücktritt von Australiens Premierminister und GCCSI-Gründer Kevin Rudd im Juni 2010 wurde über die Kürzungen der GCCSI-Finanzierung spekuliert. Im Januar 2011 verkündete die neue australische Regierung Kürzungen des GCCSI-Etats im Zusammenhang mit den Wiederaufbaumaßnahmen nach der Flutkatastrophe in Queensland.

Der Statusbericht zum G8 Treffen in Muskoka, Kanada, betont die Fortschritte bei der internationalen Entwicklung von CCS [IEA/CSLF, 2010]. Gleichwohl ging das Momentum der internationalen Unterstützung für die Markteinführung von CCS, das durch den Aktionsplan von Gleneagles seinen Ausdruck fand, verloren. Das Schicksal von CCS entscheidet sich in den jeweiligen Nationalstaaten. Im gesamten G8-Themenbereich Energie wird in der Literatur eine ähnliche Entwicklung beobachtet. Der Versuch, mit dem Aktionsplan von Gleneagles eine Koordinierung der Energiepolitiken der G8 Mitgliedsstaaten einzuführen, ist auf Grund von Divergenzen einzelner Staaten graduell immer stärker in den Hintergrund geraten [Lesage et al., 2009, 273f, vgl. auch Lesage et al., 2010, 147-176].

Die Literatur, die die notwendigen Voraussetzungen für eine erfolgreiche kommerzielle Einführung von CCS beschreibt, betont die Bedeutung der internationalen Kooperation bei der Durchführung der Demonstrationsprojekte sowie für die Technologieentwicklung [Gibbins & Chalmers, 2008, de Coninck et al., 2009, Hagemann et al., 2011]. Als Vorteile internationaler Kooperation bei neuen, kapitalintensiven Technologien wie CCS¹⁴ werden Wissens- und Ressourcenaustausch, Unterstützung der wirtschaftlichen, politischen und technologischen Ziele, sowie die Unterstützung der Wettbewerbsfähigkeit nationaler Industrie erkannt [Justus & Philibert, 2005, 8].

¹⁴ Für eine Charakterisierung der Eigenschaften von CCS und analoger Technologien siehe [Rai et al., 2009].

Tab. 1: Arbeitspakete internationaler Organisationen in Erwidierung zu Forderungen von G8 im Bereich CCS

G8-Gipfel	Schwerpunkte der G8-Beschlüsse zu CCS	IEA-CSLF-Arbeitspakete als Reaktion auf die Forderungen der G8
2005 Gleneagles, Großbritannien	Beschleunigung der Entwicklung und Vermarktung von CSS durch Unterstützung der internationalen Kooperation (IEA / CSLF) bei der: - Analyse der Hindernisse bei der Akzeptanz der CSS-Technologie durch die Öffentlichkeit; - Untersuchung kurzfristiger Möglichkeiten für CCS im Bereich fossiler Brennstoffe; - Prüfung der Definition, Kosten, Anwendungsbereiche und Anreize für Anlagen mit direkter CO₂-Abscheidung („capture ready“-plants); - Untersuchung der geologischen Speichermöglichkeiten in Entwicklungsländern [G8 Gleneagles, 2005, 58].	
2006 Sankt-Petersburg, Russland	Unterstützung der CSLF-Aktivitäten in Bezug auf die Vorbereitung und Durchführung der CCS-Demonstrationsprojekte [cf G8 Saint-Petersburg, 2006].	
2007 Heiligendamm, Deutschland	Zielsetzung der Beschleunigung der CCS-Entwicklung durch: - Unterstützung der nationalstaatlichen FuE-Aktivitäten und internationaler Kooperation zwischen Industriestaaten und Entwicklungsländern, sowie zwischen IEA und CSLF; - Unterstützung nationalstaatlicher Aktivitäten im Bereich der Sicherheit der CO₂-Speicher und bei der Entwicklung des Rechtsrahmens für CO₂-Speicherung; - Entwicklung der Mechanismen für großskalige CCS; - Ermunterung der Industrie zur Berücksichtigung des “capture-ready“-Konzepts bei dem Neubau der fossil-befeuerten Kraftwerke [G8 Heiligendamm, 2007].	
2008 Hokkaido, Japan	Unterstützung der IEA bei der Entwicklung der Roadmaps für CCS und andere innovative Energietechnologien. Unterstützung der Initiierung von 20 großskaligen CCS-Demonstrationsprojekten	Durchführung von drei in Zusammenarbeit zwischen IEA und CSLF organisierten Workshops zu

	weltweit bis 2010, um den kommerziellen Einsatz von CCS bis 2020 zu ermöglichen [G8 Hokkaido, 2008].	kurzfristigen Möglichkeiten für CCS: - 2006 in San Francisco [IEA/CSLF, 2006]; - 2007 in Oslo [IEA/CSLF, 2007a]; - 2007 in Calgary [IEA/CSLF, 2007b]. Die Ergebnisse der Workshops wurden im IEA-Bericht zu dem G8-Gipfel in Hokkaido (2008) aufgearbeitet [IEA, 2008].
2009 L'Aquila, Italien	Bestätigung des Ziels der Initiierung von 20 großskaligen CCS-Demonstrationsprojekten weltweit bis 2010 durch: - beschleunigte Entwicklung der politischen und regulativen Rahmenbedingungen; - Identifizierung der Finanzierungsquellen für CCS-Demonstrationsprojekte; - Unterstützung der Arbeit von IEA, CSLF, und GCCSI; - Identifizierung potenzieller Partnerschaften mit multilateralen Finanzinstituten [G8 L'Aquila, 2009].	
2010 Muskoka, Kanada	Bestätigung des Ziels der Initiierung von 20 großskaligen CCS-Demonstrationsprojekten weltweit bis 2010. Einige G8-Länder verpflichten sich, die Entwicklung der CCS-Projekte zu beschleunigen, um ihre Inbetriebnahme bis 2015 zu ermöglichen [G8 Muskoka, 2010].	Ein gemeinsamer IEA-CSLF-Bericht über die Fortschritte auf dem Weg zu den G8-Zielen von Hokkaido [IEA/CSLF, 2010].

Quelle: [vgl. Schenk, 2012]

IEK-STE 2012

Ein Merkmal der internationalen Kooperation im Bereich CCS ist ihre institutionelle Fragmentierung. Die Studien, die internationale Zusammenarbeit bei der Initiierung und Durchführung der Demonstrationsprojekte analysieren, betonen die Vielfalt der aktiven Organisationen und eine geringe Koordination ihrer Aktivitäten [de Coninck et al., 2009, 2163, de Coninck & Bäckstrand, 2011, 7ff]. Ein abgestimmtes Vorgehen in Bezug auf ein international angelegtes Portfolio von CCS-Demonstrationsprojekten wird von einigen Autoren als notwendig betrachtet, um Lerneffekte zu maximieren, gesellschaftliches Bewusstsein für CCS zu stärken und kosteneffiziente, sichere CO₂-Speicherung zu ermöglichen [ebd., vgl. auch Hagemann et al., 2011, 45].

Ein weiteres Merkmal, das die Demonstration der CCS Technologien weltweit kennzeichnet, stellt die Absage einiger für die Bedeutung von CCS als wichtig eingestufte Projekte dar. Die mehrfache Restrukturierung des US-amerikanischen FutureGen-Projekts, die Stilllegung der Projektplanungen bei dem RWE-IGCC-Projekt in Hürth und bei dem EU-geförderten Demonstrationsprojekt Jämschwalde von Vattenfall in Deutschland, sowie die Verschiebung des geplanten Baubeginns des ENEL-Porto Tolle-Projekts in Italien sind nur einige Beispiele der gegenwärtigen¹⁵ Bilanz bei den CCS-Demonstrationsvorhaben.

Bereits 2005 hat der Sonderbericht des Weltklimarats auf die genügende technische Reife einzelner Komponenten der CCS-Prozesskette hingewiesen, die es erlauben, in einem integrierten Projekt CCS zu demonstrieren. GCCSI listet weltweit 74 großskalige integrierte CCS-Projekte auf.¹⁶ Von diesen 74 Projekten sind 14 Projekte mit dem Status „aktiv“ gekennzeichnet. Die Mehrheit dieser Projekte wendet CO₂-Abscheidung bei der Erdgasproduktion an und injiziert das gewonnene CO₂ in die geologischen Formationen zur verbesserten Erdölgewinnung (Enhanced Oil Recovery – EOR). Seit vergangenem Jahr enthält diese Liste zwei integrierte großskalige Projekte, in denen weltweit erstmalig CCS bei der Stromerzeugung Anwendung findet.

Im Rahmen des *Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project* von SaskPower wird ein Block des bestehenden Kohlekraftwerks in der kanadischen Provinz Saskatchewan nachgerüstet. Die Inbetriebnahme des 100 MW-Blocks ist für 2014 geplant. Das Projekt wird von der kanadischen Regierung mit 240 Millionen kanadischer Dollar unterstützt. Darüber hinaus profitiert das Projekt von den Einkünften aus der verbesserten Ölförderung, die durch die Verwendung vom abgeschiedenen CO₂ ermöglicht wird.

Das *Kemper County IGCC Project* von Mississippi Power sieht den Bau eines 582 MW-IGCC-Kraftwerks vor, der mit Braunkohle und Erdgas aus dem Golf von Mexico betrieben wird. Die öffentliche Unterstützung des Projekts beträgt 270 Millionen US-Dollar an Subventionen vom US-Energieministerium, Steuererleichterungen im Wert von 412 Millionen US-Dollar, die im Rahmen des National Energy Policy Act von 2005 gewährt wurden, sowie Darlehensbürgschaften der US-Bundesregierung [Mississippi Power, 2011]. Das abgeschiedene CO₂

¹⁵ Stand Mai 2012.

¹⁶ Stand Mai 2012.

wird zur Nutzung bei der verbesserten Erdölförderung verkauft. Die Inbetriebnahme des Kraftwerks wird 2014 erwartet.

Die Studien, die das Scheitern des Aufbaus eines internationalen Portfolios an Demonstrationsprojekten im Stromsektor analysieren, führen diese negative Bilanz nicht auf die technischen Defizite, sondern auf die wirtschaftlichen Herausforderungen zurück [Hawkins et al., 2009, 4404]. Diese resultieren aus geringer Bereitschaft der Industrie in eine neue Technologie zu investieren, deren Wirtschaftlichkeit bei der Anwendung auf die Stromerzeugung von einer unsicheren Entwicklung des CO₂-Preises abhängt. Die CCS-Anwendung bei verbesserter Öl- und Gasgewinnung beschert zwar den Unternehmen Einkünfte, erfüllt aber aufgrund der injizierten Mengen nicht die Anforderungen an CCS als eine Klimaschutzoption, die mittelfristig zu tiefen Einschnitten in CO₂-Emissionen führen soll. Die Unterstützung der staatlichen Akteure, die CCS von der FuE- zur Demonstrationsphase verhelfen könnte, hat sich von der anfänglichen Euphorie, die nach der Veröffentlichung des IPCC-CCS-Sonderberichts herrschte, zur Zurückhaltung entwickelt. Diese Zurückhaltung ist zum Teil auf den fehlenden gesellschaftlichen Konsens über die Risiken von CCS und die Rolle der Kohle im Energiemix der jeweiligen Länder zurück zu führen. Sie spiegelt aber auch die deutlich höheren Kosten der CCS-Demonstrationsanlagen, die stark von den anfänglichen Erwartungen abweichen, wieder.

II.3 Internationale Zusammenarbeit und Wissensaustausch

Neben den Ansätzen, internationale Kooperation als Instrument zur Beschleunigung von CCS-Demonstration anzuwenden, hat sich die internationale Zusammenarbeit auch als Plattform zum Wissensaustausch etabliert. Die reguläre Arbeit des CSLF, die zwischen den strategiesetzenden Ministerialtreffen in den Task Forces stattfindet, legt den Schwerpunkt auf den Informationsaustausch zwischen den Regierungsvertretern der OECD-Mitglieds- und Nichtmitgliedsstaaten. Darüber hinaus wurde seitens der IEA mit den Umsetzungsabkommen (Implementing Agreements - IA) eine Kooperationsform entwickelt, die Regierungen, Industrievertretern und anderen Stakeholdern der OECD-Mitglieds- und Nichtmitgliedsländer eine Zusammenarbeit im Bereich von Energietechnologien ermöglicht [IEA, 2010].

Im Bereich von CCS-Technologien sind die IAs Greenhouse Gas R&D Programme (IEAGHG) und Clean Coal Center die bedeutendsten Netzwerke, deren oberstes Ziel den Wissensaustausch betrifft. Sowohl IEAGHG als auch Clean Coal Centre betreiben selbst keine FuE, sondern bündeln das international vorhandene Wissen in Form von Berichten, Experten-Netzwerken, Begleitung von FuE- und Demonstrationsprojekten sowie Fachkonferenzen und Workshops. Das Clean Coal Centre beschäftigt sich vorwiegend mit Themen, die aus dem Bereich der Kohleverstromung resultieren. IEAGHG setzt dagegen den Schwerpunkt auf die Fragestellungen, die die gesamte CCS-Prozesskette umfassen.

Tab. 2: Weltweit aktive CCS-Projekte

Projektbezeichnung	Standort	Projektphase	Abscheidung	Transport	Speicherung
Enhance Energy EOR Project	Kanada, Alberta	In Bau	pre-combustion	Pipeline	EOE
Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale Project	Kanada, Saskatchewan	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	EOE
Boundary Dam Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration Project	Kanada, Saskatchewan	In Bau	post-combustion	Pipeline	EOE
Shute Creek Natural Gas Processing	USA, Wyoming	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	EOE
Lost Cabin Gas Plant	USA, Wyoming	In Bau	pre-combustion	Pipeline	EOE
Occidental Gas Processing Plant	USA, Texas	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	EOE
Enid Fertilizer Plant	USA, Oklahoma	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	EOE
Val Verde Natural Gas Plants	USA, Texas	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	EOE
Kemper County IGCC Project	USA, Mississippi	In Bau	IGCC	Pipeline	EOE
ADM Illinois Industrial Carbon Capture and Sequestration Project	USA, Illinois	In Bau	CO ₂ -Abscheidung in der Industrie	Pipeline	tiefe saline Formationen
In Salah CO ₂ Injection	Algerien, Ouargla Wilaya	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	tiefe saline Formationen
Sleipner CO ₂ Injection	Norwegen, Nordsee	In Betrieb	pre-combustion	on-site	tiefe saline Formationen
Snøhvit CO ₂ Injection	Norwegen, Barentssee	In Betrieb	pre-combustion	Pipeline	tiefe saline Formationen
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australien, Western Australia	In Bau	pre-combustion	Pipeline	tiefe saline Formationen
Darstellung: [vgl. GCCSI, 2011]					IEK-STE 2012

Die Studien, die von Clean Coal Centre und IEAGHG verfasst werden, unterscheiden sich von den Berichten, die von den internationalen Organisationen, wie die IEA selbst, erstellt werden, indem sie die technologischen Aspekte der CCS-Technik beleuchten, aber keine politikberatenden Informationen enthalten.

Die freiwillige internationale Zusammenarbeit zum Zweck der Technologieentwicklung wurde in der Literatur als Alternative zur internationalen Kooperation, die auf völkerrechtlichen Verpflichtungen beruht, verstanden. Die Forschung konzentrierte sich darauf, die Vielfalt der Kooperationen zu klassifizieren und ihre Effektivität auf die Technologieentwicklung und THG-Emissionsreduktionen einzuschätzen [de Coninck et al., 2008, 335f]. De Coninck et al. unterscheiden zwischen vier Typen der technologieorientierten Kooperationen, wobei der Zweck der Kooperation als ein Unterscheidungskriterium dient. Demnach richtet sich die internationale Zusammenarbeit auf:

- Wissensaustausch,
- FuE,
- Technologietransfer,
- Entwicklung der Anreizmechanismen zur Technologieeinführung [de Coninck et al., 2008, 336f].

Vor dem Hintergrund dieser Klassifizierung werden von den Kooperationen im Bereich CCS das CSLF der Wissensaustausch-Kategorie und die Umsetzungsabkommen der IEA der FuE-Kategorie zugeordnet. Aufgrund des begrenzten Budgets wird dem CSLF ein indirekter Effekt auf die CCS-Technologieentwicklung – durch die Beeinflussung nationaler FuE-Mittelbeschaffung – beigemessen. In einem weiteren Essay charakterisierte de Coninck den Beitrag von CSLF zur CCS-Technologieentwicklung als „enttäuschend“ [de Coninck, 2008a, 2]. Die Mitgliedschaftsstruktur von CSLF, die aus politischen Entscheidungsträgern mit einem begrenzten Mandat besteht, sowie eine schwache US-amerikanische Führung, die nicht zuletzt auf Schwierigkeiten der CCS-Anwendung bei Stromerzeugung im eigenen Land beruht, haben dazu geführt, dass der Beitrag von CSLF zur Koordination der weltweiten CCS-Demonstrationsprojekte von de Coninck als nicht ausreichend eingeschätzt wurde. Die Wirkung der CSLF-Aktivitäten auf die THG-Emissionsreduktionen wird als schwer messbar bezeichnet, jedoch für gering gehalten [de Coninck et al., 2008, 342, vgl. auch Bäckstrand, 2008, 94].

Der Beitrag der FuE-Kooperationen zur Technologieentwicklung wird als indirekt bewertet, da Organisationen wie die IAs IEAGHG und Clean Coal Centre FuE nicht selbst betreiben sondern vorhandenes Wissen bündeln und verbreiten. Die Minderung der THG-Emissionen ist kein primäres Ziel der FuE-Kooperationen. Darüber hinaus bleibt die Wirkung der Kooperationen zur Entwicklung der Umwelttechnologien, ohne Anreize solche Technologien zu implementieren, unklar.

Den Kooperationen im Bereich des Technologietransfers wird am Beispiel vom Multilateralen Fonds zur Umsetzung des Montrealer Protokolls und Globaler Umweltfazilität eine hohe Umwelteffektivität beigemessen, vorausgesetzt, die Kooperationen sind mit

ausreichenden Geldmitteln ausgestattet und die Fragen des geistigen Eigentums geklärt. Die Kooperationen zur Entwicklung der Anreizmechanismen mittels Einführung von Quoten und Technologiestandards können nach Einschätzung der Autoren auch hohe Umwelteffektivität haben, falls die internationale Staatengemeinschaft verbindliche Regelungen beschließt.

In den beiden Kategorien – Kooperationen im Bereich des Technologietransfers und Entwicklung der Anreizmechanismen zur Technologieeinführung –, denen die Autoren die größte Wirkung auf die Technologieentwicklung zuschreiben, steht die internationale CCS-Kooperation vor Herausforderungen. Die internationale Kooperation ist bei dem Technologietransfer und Capacity Building durch eine institutionelle Fragmentierung gekennzeichnet. Neben den multilateralen Initiativen wie der Bereitstellung der Mittel seitens GCCSI an das CSLF (1,2 Millionen australischer Dollar) und an den CCS Trust Fonds der Weltbank (2,4 Millionen australischer Dollar) für die Capacity Building-Programme ist parallel eine Reihe an bilateralen Initiativen tätig [Hagemann et al., 2011, 29ff]. Diese Entwicklung ist symptomatisch für die internationale Kooperation im Bereich CCS insgesamt, die durch institutionelle Fragmentierung und geringe Arbeitsteilung gekennzeichnet ist.

Darüber hinaus hat sich die Durchsetzung der Technologiestandards im Bereich CCS international auch bisher nicht bewährt. Der als Ergebnis der internationalen Kooperation im Rahmen des Umsetzungsabkommens der IEAGHG entwickelte „capture ready“-Standard wurde im Rahmen einzelner CCS-Regulierungen, wie z.B. in der EU, jedoch nicht im Rahmen einer größeren internationalen Kooperation als Standard für die neu gebauten fossil-befeuerten Kraftwerke, übernommen.

III Deutschlands Rolle in der internationalen Zusammenarbeit

Die Anbindung Deutschlands an die internationale Zusammenarbeit im Bereich CCS ist durch geringes politisches Engagement gekennzeichnet. Zu den Ländern, die international eine führende Rolle bei der Unterstützung von CCS beansprucht haben, zählen die USA, Australien und Großbritannien. Sie gründeten internationale Organisationen und setzten Impulse in den bestehenden politischen Initiativen wie im Fall des G8-Prozesses. Darüber hinaus bestrebten diese Länder durch ein ambitioniertes, staatlich unterstütztes nationales Programm zur Demonstration von CCS ihre internationale Führung auszubauen. Deutschland hat international weniger auf die politische Kooperation und mehr auf den Austausch im Bereich der Technikentwicklung gesetzt. Es ist zu erwarten, dass das politische Engagement auf der internationalen Ebene auf Grund von Schwierigkeiten, CCS als eine Klimaoption in Deutschland zu etablieren, weiter zurückgeht.

Im Rahmen der G8-Initiative war die deutsche G8-Präsidentschaft in 2007 durch die weltwirtschaftlichen Fragestellungen und die Ausrichtung der G8-Partnerschaft mit Afrika geprägt. Nach dem G8-Gipfel in Gleneagles in 2005 bis zum Gipfel in Hokkaido in 2008 wurden keine neuen Initiativen zur Unterstützung von CCS durch die G8-Präsidentschaft eingeleitet (vgl. Tab.1). Der nächste G8-Gipfel unter deutscher Präsidentschaft findet 2015 statt. Da bis 2015 keine bedeutenden Fortschritte bei der CCS-Demonstration in Deutschland

zu erwarten sind, wird CCS mit großer Wahrscheinlichkeit ein Randthema der deutschen G8-Präsidentschaft darstellen.

In 2003 trat Deutschland dem CSLF bei und wird seitdem durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) vertreten. 2005 wurden die CSLF-Teilnehmer zu ihrer halbjährlichen Sitzung durch das BMWi nach Deutschland eingeladen und vom damaligen Bundeswirtschaftsminister Wolfgang Clement begrüßt. Unter den 34 CSLF-Projekten ist gegenwärtig ein Projekt mit Standort in Deutschland. Es ist das von der EU im Rahmen vom sechsten Rahmenprogramm geförderte CO₂-Speicher-Projekt CO₂SINK. Ein weiteres Projekt, das bei CSLF zur Anerkennung vorgeschlagen wurde, ist die durch das EU-Konjunkturbelebungsprogramm geförderte CCS-Demonstrationsanlage von Vattenfall in Jämschwalde. Da Vattenfall die Planungen für das Demonstrationsprojekt am Standort Jämschwalde eingestellt hat, ist die Anerkennung des Projekts vom CSLF nicht vollzogen worden.

Die Gründung der Initiative COORETEC in 2003 in Deutschland wurde vom BMWi durch die Mitgliedschaften in den internationalen Netzwerken IEA Clean Coal Centre und IEAGHG, mit dem Ziel, die internationalen FuE-Entwicklungen zu verfolgen und die Ergebnisse der deutschen FuE-Programme zu präsentieren, begleitet. Da diese Zusammenarbeit grundsätzlich auf dem Austausch in dem Bereich der Technikentwicklung beruht und wichtige Erkenntnisse über den internationalen Stand der Technologieentwicklung liefert, wird sie auch nach der Umstrukturierung von COORETEC im Rahmen vom sechsten Energieforschungsprogramm von Bedeutung sein [BMWi, 2011, 53f].

IV Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Einschätzung von CCS als Klimaschutzoption innerhalb eines Jahrzehnts eine rasante Entwicklung von anfänglicher Euphorie bis hin zur vorsichtigen Zurückhaltung durchgemacht hat. Die Entwicklung internationaler Kooperation spiegelt diese Veränderungen wieder. Die Anerkennung von CCS als Klimaschutzoption, die mit der Veröffentlichung des IPCC-Sonderberichts einherging, wird von der Gründung einiger internationaler Organisationen und neuer Schwerpunktsetzung in den bestehenden Kooperationen begleitet. Die G8, die IEA und das CSLF setzen die frühzeitige Kommerzialisierung und Demonstration von CCS zum Ziel. In diesem Zusammenhang erlangen auch die Umsetzungsabkommen der IEA eine höhere Sichtbarkeit, indem sie einem intensivierten Informationsaustausch zwischen Vertretern von Regierungen und Industrie eine Plattform bieten. Die Zeit zwischen 2008 und 2010 ist von der Absage einiger für das internationale Portfolio bedeutender CCS-Projekte gekennzeichnet, so dass es klar wird, dass das von der G8 gesetzte Ziel, 20 integrierte Demonstrationsprojekte weltweit bis 2010 zu initiieren, besonders im Stromerzeugungsbereich verfehlt wird. Trotz einiger Ansätze wie der Anerkennung der CCS-Demonstrationsprojekte durch das CSLF ist es internationaler Kooperation nicht gelungen, die Demonstration von CCS voranzutreiben. Fehlende wirtschaftliche Ressourcen wurden als Ursache für die Rückschläge beim Aufbau des internationalen Portfolios an Projekten gesehen. Das in 2009 gegründete GCCSI, dem ein

Budget von der australischen Regierung zur Verfügung gestellt wurde, stellt einen Versuch dar, die Lücke bei der Finanzierung der Demonstrationsprojekte zu schließen. Es ist noch zu früh, den Erfolg der GCCSI-Aktivitäten vor dem Hintergrund des übergreifenden Ziels der Organisation, die Kommerzialisierung von CCS durch Demonstrationsprogramme zu beschleunigen, zu beurteilen. Wenn man jedoch die Anreizmechanismen betrachtet, die die unterschiedlichen Phasen der Technologieentwicklung – von FuE über Demonstration bis hin zur Kommerzialisierung – anstoßen sollen, muss letztendlich eine entscheidende Bedingung erfüllt werden, damit CCS weltweit seine Wirkung als Klimaschutzoption entfalten kann. Diese ist die Einführung eines CO₂-Preises in den Top-CO₂-Emittenten-Ländern, der hoch genug ist, um die Einführung von CCS bei der Stromerzeugung attraktiv zu machen. Eine erfolgreiche internationale Kooperation spielt bei der Herstellung dieser Rahmenbedingung, die letztendlich auf ein internationales Abkommen mit verbindlichen Emissionsreduktionszielen hinaus läuft, eine ausschlaggebende Rolle. Wenn diese Bedingung gegeben ist, können unterschiedliche Ansätze und Formen der internationalen Kooperation zu einem kosteneffizienten weltweiten Demonstrationsprogramm, optimalen Informationsaustausch, Technologietransfer und Capacity-Building-Maßnahmen beitragen. Solange die Top-CO₂-Emittenten keine verbindlichen CO₂-Reduktionsziele eingeführt haben, macht eine Förderung von CCS als Klimaschutzoption wenig Sinn. Denn selbst eine erfolgreiche, staatlich unterstützte Demonstration der Technologie wird eine weltweite kommerzielle Einführung von CCS nicht einleiten.

V Literatur

- BÄCKSTRAND, K. (2008) Accountability of networked climate governance: The rise of transnational climate partnerships. *Global Environmental Politics*, 8:3.
- BMWi (2011) *Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Das 6. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung*. 31. August, 2011, <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/6-energieforschungsprogramm-der-bundesregierung,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- BODE, S. (2009) CO₂-Abscheidung und -Lagerung im Rahmen des Clean Development Mechanism: Chancen und Risiken. *Gaia-Ecological Perspectives for Science and Society*, 4, 300-306.
- DE CONINCK, H. (2008a) The international race for CO₂ capture and storage : And the winner is...? *FACET*. <http://www.aicgs.org/documents/facet/coninck.facet12.pdf>, July 14: 2009.
- DE CONINCK, H. (2008b) Trojan horse or horn of plenty? Reflections on allowing CCS in the CDM. *Energy Policy*, 36:3, 929-936.
- DE CONINCK, H. & BÄCKSTRAND, K. (2011) An International Relations perspective on the global politics of carbon dioxide capture and storage. *Global Environmental Change*, 21:2, 368-378.
- DE CONINCK, H., FISCHER, C., NEWELL, R. G. & UENO, T. (2008) International technology-oriented agreements to address climate change. *Energy Policy*, 36, 335-356.
- DE CONINCK, H., STEPHENS, J. C. & METZ, B. (2009) Global learning on carbon capture and storage: A call for strong international cooperation on CCS demonstration. *Energy Policy*, 37.
- G8 GLENEAGLES (2005) Aktionsplan von Gleneagles - Klimawandel, saubere Energie und nachhaltige Entwicklung. *G8-Weltwirtschaftsgipfel 2005 in Gleneagles, BMWA*. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/g8-wwg-gleneagles-2005,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>.

- G8 HEILIGENDAMM (2007) *Growth and responsibility in the world economy. Summit declaration.* .
<http://portal3.sre.gob.mx/groupfive/images/Heiligendamm/CumbreG8Heiligendamm.pdf>.
 December 14: 2010.
- G8 HOKKAIDO (2008) *G8 Hokkaido Toyako summit leaders declaration.*
http://www.mofa.go.jp/policy/economy/summit/2008/doc/doc080714_en.html. August
 16: 2010.
- G8 L'AQUILA (2009) *Responsible leadership for a sustainable future.*
http://www.g8italia2009.it/static/G8_Allegato/G8_Declaration_08_07_09_final,0.pdf.
 December 20: 2010.
- G8 MUSKOKA (2010) *G8 Muskoka declaration - Recovery and new beginnings*
[http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/G8G20/Anlage
 n/G8-erklaerung-muskoka-en,property=publicationFile.pdf/G8-erklaerung-muskoka-en](http://www.bundesregierung.de/nsc_true/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/G8G20/Anlage_n/G8-erklaerung-muskoka-en,property=publicationFile.pdf/G8-erklaerung-muskoka-en).
 December 20: 2010.
- G8 SAINT-PETERSBURG (2006) *St Petersburg plan of action on global energy security.*
<http://en.g8russia.ru/docs/11.html>. December 14: 2010.
- GCCSI (2011) *The Global Status of CCS: 2011.* Canberra, Global CCS Institute.
- GIBBINS, J. & CHALMERS, H. (2008) Preparing for global rollout: A 'developed country first'
 demonstration programme for rapid CCS deployment. *Energy Policy*, 36:2, 501-507.
- HAGEMANN, M., MOLTMANN, S., PALENBERG, A., DE VISSER, E., HÖHNE, N., JUNG, M. & BAKKER, S.
 (2011) *CATO-2 Deliverable WP 2.3-D03, Background paper on "Role of CCS in the
 international climate regime"*.
- HAWKINS, D., PERIDAS, G. & STEELMAN, J. (2009) Twelve years after Sleipner: moving CCS from hype
 to pipe. *Energy Procedia*, 1.
- IEA (2008) *Towards a sustainable energy future - IEA programme of work on climate change, clean
 energy and sustainable development. In support of the G8 plan of action.* Paris.
- IEA/CSLF (2006) *Near-term opportunities for carbon dioxide capture and storage. Issues identification
 workshop. In support of the G8 plan of action.* Paris.
- IEA/CSLF (2007a) *Near-term opportunities for carbon dioxide capture and storage. Global
 assessments workshop. In support of the G8 plan of action.* Paris.
- IEA/CSLF (2007b) *Results from the Calgary workshop, November 27 & 28 2007. 3rd workshop on
 near-term opportunities for carbon capture and storage. Recommendations on near-term
 opportunities for carbon dioxide capture and storage to the G8 summit Hokkaido.* Paris.
- IEA/CSLF (2010) *IEA/CSLF report to the Muskoka 2010 G8 summit - Carbon capture and storage -
 Progress and next steps.* OECD/IEA, CSLF, prepared with the co-operation of the Global CCS
 Institute, August 16: 2010, http://www.iea.org/papers/2010/ccs_g8.pdf.
- IPCC (2005) *IPCC Special Report on carbon dioxide capture and storage.* New York, Intergovernmental
 Panel on Climate Change, Cambridge University Press.
- IPCC (2006) *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.* IGES, Japan.
http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/0_Overview/V0_0_Cover.pdf.
- JUSTUS, D. & PHILIBERT, C. (2005) *International energy technology collaboration and climate change
 mitigation. Synthesis report.* OECD/IEA, Paris.
<http://www.oecd.org/dataoecd/62/42/35798801.pdf>.
- KERR, T., HAVERCROFT, I. & DIXON, T. (2009) Legal and regulatory developments associated with
 carbon dioxide capture and storage: A global update. *Energy Procedia*, 1:1, 4395-4402.
- LESAGE, D., GRAAF, T. V. D. & WESTPHAL, K. (2010) *Global energy governance in a multipolar world.*
 Farnham, Surrey, England ; Burlington, Vt., Ashgate.
- LESAGE, D., VAN DE GRAAF, T. & WESTPHAL, K. (2009) The G8's Role in Global Energy Governance
 Since the 2005 Gleneagles Summit. *Global Governance*, 15:2, 259-277.

- MEADOWCROFT, J. & LANGHELLE, O. (2009) *The politics and policy of carbon capture and storage*. In MEADOWCROFT, J. & LANGHELLE, O. (Eds.) *Catching the carbon. The politics and policy of carbon capture and storage*. Cheltenham, Edward Elgar.
- MISSISSIPPI POWER (2011) *Questions & Answers*. <http://www.mississippipower.com/kemper/facts-and-faqs.asp>. Mai 30: 2012.
- PENA, N. (2009) CCS in the United States 1998-2008: From Resistance to Support. *CCT2009*. Dresden, IEA CCC.
- PHILIBERT, C., ELLIS, J. & PODKANSKI, J. (2007) *CARBON CAPTURE AND STORAGE IN THE CDM*. OECD/IEA. http://www.iea.org/papers/2007/CCS_in_CDM.pdf.
- POLLAK, M. & WILSON, E. J. (2009) Risk governance for geological storage of CO₂ under the Clean Development Mechanism. *Climate Policy*, 9:1, 71-87.
- RAI, V., VICTOR, D. G. & THURBER, M. C. (2009) *Carbon capture and storage at scale : Lessons from the growth of analogous energy technologies*. PESD Stanford, Freeman Spogli Institute for International Studies. http://pesd.stanford.edu/publications/ccs_analogs/.
- RUSSIAL, T. J. (2011) *Carbon capture and storage – legal and regulatory framework*. CCC/179.
- SCHENK, O. (2012) *Interest mediation and policy formulation in the European Union. Influence of transnational technology-oriented agreements on European policy in the field of carbon capture and storage*. Jülich, forthcoming.
- UNFCCC (2010) *Carbon dioxide capture and storage in geological formations as clean development mechanism project activities*. Decision 7/CMP.6, 27. Juni, 2011, <http://unfccc.int/resource/docs/2010/cmp6/eng/12a02.pdf#page=27>.
- UNITED NATIONS (1992) *UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE*.
- US DOE (2009) *Enhanced oil recovery / CO₂ Injection*. Washington D.C., U.S. Department of Energy. <http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/eor/>. March 2: 2009.
- VAN DE GRAAF, T. & LESAGE, D. (2009) The International Energy Agency after 35 years: Reform needs and institutional adaptability. *Review of International Organizations*, 4:3, 293-317.
- VN (1997) *Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen*.
- WATANABE, R., DUCKAT, R. & STERK, W. (2007) *Carbon Capture and Storage under the Clean Development Mechanism. Impact on the Long-term Climate Goal, Energy Supply Planning, and Development Paths*. Wuppertal Institute for Climate, Environment, and Energy.

E Abschluss

Gesamtindex der Bewertung von Abscheidung und Nutzung von CO₂: Die deutsche Perspektive und darüber hinaus

Wilhelm Kuckshinrichs, Peter Markewitz

Forschungszentrum Jülich GmbH
Institut für Energie- und Klimaforschung
Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

Inhalt

I	Einleitung und Fragestellung	335
II	Zentrale Aussagen der Integrierten Technologiebewertung	336
II.1	Herausforderungen an Technologie und Akteure	337
II.1.1	<i>Demonstration im großtechnischen Maßstab und kommerzielle Verfügbarkeit</i>	337
II.1.2	<i>Umwelt- und Sicherheitsanforderungen</i>	339
II.1.3	<i>Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit</i>	341
II.1.4	<i>Energie- und klimapolitische Abstimmung</i>	343
II.1.5	<i>Gesellschaftliche Akzeptanz</i>	346
II.2	Gesamteinordnung: Wo stehen wir?	347
III	Mögliche Implikationen für den Einsatz in Europa	350
IV	Literatur	351
V	Anhang: Auswertung der Befragung	353

I Einleitung und Fragestellung

Um den durch den Treibhauseffekt erwarteten Temperaturanstieg beschränken zu können, ist eine drastische Reduzierung der Kohlendioxidemissionen notwendig. Zahlreiche Analysen und Projektionen des globalen Energiesystems heben die Bedeutung von CCS im Rahmen von Strategien zur Reduktion von Klimagasen hervor (z.B. Stern-Report, Energy Technology Perspectives, World Energy Outlook [IEA, 2009, IEA, 2010, IEA, 2011, IEA, 2012b, Stern, 2006, IEA, 2012a]). Die Abscheidung von Kohlendioxid stellt in diesem Kontext eine wichtige Minderungsmaßnahme für CO₂-Punktquellen aus Energieumwandlung und Industrie dar und ist weltweit Gegenstand zahlreicher Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.

Aktuell werden die Abscheidung von CO₂ die Techniklinien Post-combustion, Oxyfuel und Pre-combustion favorisiert. Wenn auch das Post-combustion- und das Oxyfuel-Verfahren in kleineren Versuchsanlagen erprobt werden, bedarf es für den Einsatz von 1st-Generation-Technologien im energiewirtschaftlichen und industriellen Maßstab zunächst noch der Demonstration in der Praxis. Langfristig bestehen interessante Optionen für den Ersatz der heute favorisierten physikalischen oder chemischen Wäschen durch Membranen sowie das Carbonate Looping-Verfahren, die zu den 2nd-Generation-Technologien zählen. Für den Oxyfuel-Prozess ist eine Verbesserung des Verfahrens der kryogenen Luftzerlegung (Drei Säulen-Prozess) möglich oder auch der Übergang zu anderen Verfahren der Sauerstoffherstellung (Membran, Chemical Looping).

Für die Speicherung von CO₂ steht im nationalen und europäischen Raum eine Reihe von Optionen zur Diskussion. Dazu zählen tief gelegene ungenutzte Sole-führende Gesteinsschichten (an Land und unter dem Meeresgrund), entleerte Erdgas- und Erdöllagerstätten (Enhanced gas and oil recovery (EGR/EOR)) und Kohleflöze (Enhanced coal-bed methane (ECBM)). In nationalen und internationalen Forschungsprojekten werden mögliche Speicherkapazitäten analysiert und Konzepte zum langfristigen und sicheren Einschluss von CO₂ entwickelt. Mit Blick auf Akzeptanz von CO₂-Speicherung gibt es in Deutschland starke Vorbehalte, wie die Beispiele der ursprünglich beabsichtigen on-shore-Speicherung in Schleswig-Holstein und auch die Diskussion in Niedersachsen zeigen. In der Öffentlichkeit und in der Politik im Norden und Nordwesten Deutschlands ist derzeit wenig Bereitschaft zu erkennen, potentiell vorhandene CO₂-Speicher zu akzeptieren.

Während es an technischen Optionen für CCS nicht mangelt und Speicherkapazitäten vorhanden sind, stellt sich die Frage, ob bzw. unter welchen Bedingungen CCS ein wesentliches Element im Rahmen der Umsetzung von Klimaschutzstrategien darstellen kann. Hierfür bedarf es einer integrierten Technologiebewertung, die über eine rein technisch geprägte Bewertung deutlich hinausgeht. Der folgende Beitrag thematisiert daher mögliche energie-, klima- und industriepolitische Implikationen, die aus der Technologiebewertung von CO₂-Abscheidung und -Nutzung resultieren können. Hierzu werden zunächst auf der Basis der vorhergehenden Beiträge die wesentlichen Aussagen zu den zentralen Herausforderungen der Technikentwicklung und -implementation (technische, ökonomische, umweltseitige und soziale Aspekte) im Zusammenhang dargestellt und eingeordnet. In einem zweiten Schritt wird daraus eine Gesamtbewertung entwickelt, die sich methodisch an Verfahrensvorschlägen der OECD zur Entwicklung von Indizes zur Technologiebewertung anlehnt. Die Methode berücksichtigt unterschiedliche Gewichtungen von einzelnen Aspekten. Abschließend werden mögliche Implikationen für die Stellung von CCS in Europa analysiert.

II Zentrale Aussagen der Integrierten Technologiebewertung

Damit CCS eine wesentliche Rolle im Rahmen der Umsetzung von Klimaschutzstrategien darstellen kann, gilt es eine Reihe zentraler Herausforderungen als notwendige Bedingungen zu erfüllen. Die Erfüllung dieser Bedingungen ist aufgrund möglicher Entwicklungen konkurrie-

render Technologien zur Reduktion von CO₂-Emissionen (z.B. Brennstoffzellen, Erneuerbare Energie, Energieeffizienz) nicht schon zwingend hinreichend für den Erfolg von CCS.

Die Herausforderungen berühren alle Bereiche einer Integrierten Technologiebewertung von den technischen, ökonomischen, umweltseitigen bis zu den sozialen Aspekten. Sie umfassen:

- Demonstration im großtechnischen Maßstab und kommerzielle Verfügbarkeit
- Umwelt- und Sicherheitsanforderungen
- Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit
- Energie- und klimapolitische Abstimmung
- Gesellschaftliche Akzeptanz

Zu diesen Punkten werden die wesentlichen Argumentationen der vorhergehenden Beiträge in verkürzter Form eingebracht und in der Abbildung 1 zusammengestellt.

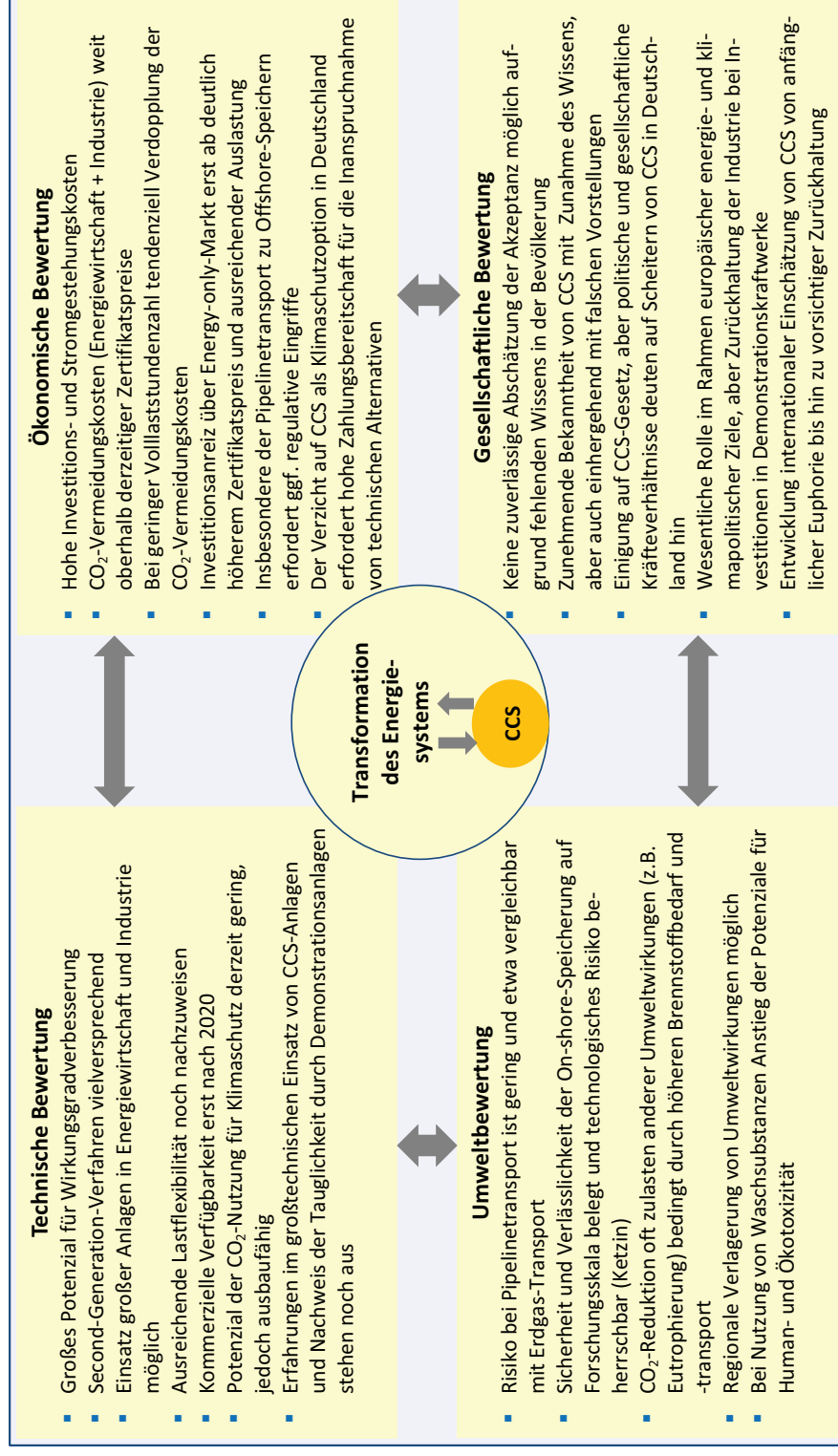
II.1 Herausforderungen an Technologie und Akteure

II.1.1 *Demonstration im großtechnischen Maßstab und kommerzielle Verfügbarkeit*

Alle drei Techniklinien besitzen nach *Markewitz & Bongartz* (Beitrag B I) ein großes, verfahrensabhängiges Potenzial zur Verbesserung des Wirkungsgrads, auch wenn die Wirkungsgradeinbuße (Energy Penalty) erheblich bleiben wird. In allen Fällen stellt die thermodynamische Einbindung des CO₂-Abscheideverfahrens eine besondere Herausforderung dar. Langfristig bestehen interessante Optionen für den Ersatz der heute favorisierten physikalischen oder chemischen Wäschen. Alternativen bestehen hier u.a. im Einsatz von Membranen sowie des Carbonate Looping-Verfahren. Für den Oxyfuel-Prozess ist eine Verbesserung des Verfahrens der kryogenen Luftzerlegung (Drei Säulen-Prozess) möglich oder auch der Übergang zu anderen Verfahren der Sauerstoffherstellung (Membraneinsatz, Chemical Looping).

Die Steigerung der Flexibilität von Kohlekraftwerken mit und ohne CO₂-Abscheidung wird aus technischer Sicht eine der zentralen Herausforderungen sein, da aufgrund erhöhter Volatilität der Stromeinspeisung zukünftig deutlich höhere Anforderungen an die Flexibilität und Fahrweise von Kraftwerken gestellt werden (z.B. höhere Lastrampen, größere Lastbänder, höhere Anzahl von An- und Abfahrvorgängen). In welchem Umfang CCS-Kraftwerke diesen Anforderungen gerecht werden können, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt offen. Aus technischer Sicht wird allgemein ein Kraftwerksbasisprozess mit höchsten Wirkungsgraden als notwendig erachtet. Die dazu notwendige signifikante Steigerung von Wirkungsgraden beim Kraftwerksbasisprozess lässt sich jedoch nur durch ambitioniertere Frischdampfparameter (Temperatur und Druck) erreichen, was sich wiederum nachteilig auf die Flexibilität auswirkt.

Abbildung 1: Zentrale Aussagen der Integrierten Bewertung von CCS



Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

Es wird davon ausgegangen, dass die CCS-Technik frühestens ab dem Jahr 2020 kommerziell verfügbar ist. Vor dem Hintergrund der weltweit geplanten fossil befeuerten Kraftwerke wird der Nachrüstung mit CO₂-Abscheideverfahren eine besondere Rolle zukommen. Derzeit erscheint das Post-combustion-Verfahren als aussichtsreichste Techniklinie für eine Nachrüstung. Ein wesentlicher Vorteil gegenüber den anderen Techniklinien besteht darin, dass die Modifikation des Kraftwerksprozesses keinen zu hohen Aufwand erfordert. Hinsichtlich einer rechtzeitigen kommerziellen Verfügbarkeit sind die aktuellen Verzögerungen der Investition in Demonstrationskraftwerke kontraproduktiv.

Bei industriellen Prozessen (z.B. Eisen- und Stahl sowie Zementherstellung, Raffinerie) handelt es sich oftmals um große CO₂-Punktquellen. Für diese Prozesse existiert eine Reihe von Möglichkeiten zum Einsatz von CO₂-Abscheideverfahren. Langfristig wird hierfür auch in Deutschland ein erhebliches technisches Potenzial insbesondere für Hochöfen, die Ammoniaksynthese und die Klinkerherstellung gesehen [McKinsey, 2007].

Der gegenwärtige, weltweite Beitrag der industriellen Nutzung von CO₂ zum Klimaschutz ist mit 130 Mio. t CO₂ von geringer Bedeutung, das Potenzial ist aber ausbaufähig. Bisherige Nutzungen von CO₂ für organisch-chemische und anorganische Verwendungen basieren zudem überwiegend auf industriellen Quellen, bei denen CO₂ als Kuppelprodukt bzw. Emission anfällt. Die Nutzung von CO₂ gewinnt aus industriepolitischer Perspektive an Bedeutung, da CO₂ als kostengünstiger Rohstoff verwendet werden kann, der bei größerem Mengenbedarf auch aus CCS-Quellen stammen kann. Es existieren viele Möglichkeiten der CO₂-Nutzung, die hinsichtlich ihrer Klimarelevanz sowie ihrer Wertschöpfungspotenziale im Detail zu analysieren sind. Angesichts der auch zukünftig steigenden weltweiten CO₂-Emissionen ist davon auszugehen, dass die Nutzung von CO₂ keine Alternative, aber eine Ergänzung zur CO₂-Speicherung darstellen kann.

Die Klimaschutzrelevanz einer industriepolitisch motivierten Nutzung von CO₂ hängt aber neben der reinen Menge von der Dauer der CO₂-Fixierung ab (Müller *et al.*, Beitrag B III). Das Fixierungspotenzial ist je nach Verwendung von CO₂ sehr unterschiedlich und ergibt sich aus der Kombination von kleiner bis großer Menge und kurzer bis langer Fixierungsdauer. Gleichzeitig gilt zu beachten, ob bei der Aktivierung und Verwendung von CO₂ weiterer Ressourcenbedarf oder energetischer Bedarf entsteht, der die CO₂-Bilanz beeinträchtigt. Zusätzlich gilt zu klären, ob bei Nutzung von CO₂ aus CCS-Quellen eine andere Quelle substituiert wird, bei der eine geologische Speicherung unterbleibt. Für die Analyse der vollständigen Energie- und CO₂-Bilanz bietet sich hier die Methode des Life Cycle Assessments an, ein Ansatz, der zur Bewertung von Umweltwirkungen von Prozessen bzw. Produkten etabliert ist. Allerdings kann eine Aussage praktisch nur separat für jede einzelne Verwendung von CO₂ getroffen werden.

II.1.2 Umwelt- und Sicherheitsanforderungen

CO₂-Abscheidetechniken führen oftmals zur Verstärkung anderer Umwelteffekte (Schreiber *et al.*, Beitrag B IV). Auslöser für den Anstieg anderer Umwelteffekte ist meistens der Rückgang des Netto-Wirkungsgrads und der damit verbundene zusätzliche Bedarf an Brennstoff-

fen und Betriebsmittel (z.B. Waschsubstanzen) sowie erhöhte Abfallmengen. Die detaillierte Analyse der Ursachen zeigt, dass eine Optimierung der Reduktion von Emissionen des Kraftwerks alleine nicht ausreicht, um den Anstieg zu verhindern. Insbesondere die Brennstoffbereitstellung hat oftmals einen hohen Anteil an den verschiedenen Umweltwirkungen. Werden zusätzlich Waschsubstanzen genutzt, steigt das Potenzial von Human- und Ökotoxizität im Wesentlichen aufgrund von Emissionen während der Herstellung. Schwermetallemissionen während der Deponierung von Sonderabfällen bzw. Aschen tragen ebenfalls zur Erhöhung der Toxizitäten bei. Im Vergleich von Studien sind die Prozesse der vor- oder nachgelagerten Ketten oftmals jedoch nicht mit der gleichen Detailtiefe abgebildet wie der Stromerzeugungs- und anschließende CO₂-Abscheidungsprozess. Eine genauere Untersuchung dieser Prozesse erscheint daher angeraten.

Die Betrachtung des gesamten Lebensweges zeigt auch, dass sich lokale oder regionale Umwelteffekte verlagern können. Während sich die Versauerung und Eutrophierung an Kraftwerksstandorten verringert, steigt sie in Regionen der Brennstoffförderung und der Transportwege an.

Ein Vergleich mit den Gesamteffekten einer Region hilft darüber hinaus, die unterschiedlichen Wirkungen in Relation zueinander zu setzen. Der gewünschte Effekt der Treibhausgasreduktion ist deutlich, Versauerung- und Humantoxizität-fördernde Emissionen müssen jedoch insbesondere bei Post-combustion-Anlagen genauer betrachtet werden. Maßgeblichstes Mittel zur Verringerung der meisten Umwelteinwirkungen ist die Reduktion von Wirkungsgradeinbußen. Neue technische Lösungen wie z.B. Membranen zeigen hier Potenziale. Dennoch sind weitere Analysen mit ausführlicher Beschreibung der Systemabgrenzung und der Rahmenparameter notwendig, um robuste Aussagen über die jeweiligen Umweltwirkungen der verschiedenen Techniken machen zu können.

Wesentliche Sicherheitsanforderungen betreffen Transport- und Speicheraktivitäten. Für den Ferntransport großer CO₂-Mengen kommen insbesondere Pipelines infrage. Derzeit existierten weltweit CO₂-Pipelines mit einer Gesamtlänge von über 4000 km. Der Transport von Kohlendioxid ist Stand der Technik.

Die Freisetzung großer CO₂-Mengen kann zu einer lokalen Gefährdung von Mensch und Umwelt führen. Da CO₂ unter Umgebungsbedingungen schwerer als Luft ist, kann es sich z.B. in Senken sammeln und bei sehr hohen Konzentrationen (7-10 Vol-%) eine lebensbedrohende Gefahr darstellen. Vergleiche zwischen Erdgas- und CO₂-Pipelines zeigen, dass die Fehlerhäufigkeit ähnlich ist. Besondere Relevanz besitzt die Reinheit des CO₂-Stroms hinsichtlich des Korrosionsschutzes. Erfahrungen mit in den USA geltenden Standards sind nur bedingt auf europäische Verhältnisse übertragbar. Hinsichtlich der Verunreinigungen unterscheidet sich der in Kraftwerken abgeschiedene CO₂-Strom erheblich von den derzeit in den USA transportierten CO₂-Mengen.

Bongartz et al. (Beitrag B II) haben Risikoabschätzungen auf der Basis probabilistischer Verfahren zusammengefasst. Unter Annahme von Eintrittshäufigkeiten werden für die verschiedenen Szenarien die Reichweiten kritischer CO₂-Konzentrationen ermittelt. Auf der Basis der

vorliegenden Untersuchungen wurden die kategorisierten Transportrisiken (z.B. Ventilleckage, Leck, Bruch) hinsichtlich Häufigkeit und Reichweite kritischer CO₂-Konzentrationen mit Hilfe einer Risikomatrix (Häufigkeitsklassen, Schadensklassen) qualitativ bewertet. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die meisten Transportrisiken entweder unbedeutend oder gering sind.

Potenzielle Gesteine für die geologische Speicherung sind im Wesentlichen Sandsteine, die sich durch ausreichende Porositäten und Permeabilitäten auszeichnen, so dass CO₂ effizient in diese Formationen eingebracht werden kann. Insgesamt tragen vier Rückhaltemechanismen in den Schichten des Speichers zur dauerhaften und sicheren Speicherung bei: (i) Strukturelle Rückhaltung unterhalb eines undurchlässigen Deckgesteins, (ii) Immobilisierung durch kapillare Bindung im Porenraum, (iii) Lösung von CO₂ im Formationswasser und (iv) mineralische Bindung durch Karbonatisierung.

Nahe der Stadt Ketzin/Havel in Brandenburg wird seit 2004 als Pilotstandort das erste kontinentale europäische Feldlabor zur CO₂-Speicherung aufgebaut und betrieben. Der Pilotstandort Ketzin ist damit das erste und bisher einzige aktive CO₂-Speicherprojekt in Deutschland. Die Injektion von CO₂ wird von einem der weltweit umfangreichsten wissenschaftlichen Forschungs- und Entwicklungsprogrammen begleitet. Die Ergebnisse zeigen auf der Forschungsskala (*Kühn et al.*, Beitrag B V), dass: (i) die geologische Speicherung von CO₂ am Pilotstandort Ketzin sicher und verlässlich ist und ohne Gefährdung von Mensch und Umwelt, (ii) eine sinnvoll eingesetzte Kombination verschiedener geochemischer und geophysikalischer Überwachungsmethoden in der Lage ist, bereits kleinste Mengen CO₂ zu detektieren und ihre räumliche Ausdehnung abzubilden, (iii) die durch das injizierte CO₂ induzierten Wechselwirkungen zwischen Fluid und Gestein am Standort Ketzin keine signifikanten Auswirkungen haben und die Integrität der Speicher- und Deckgesteine nicht beeinflussen, und (iv) numerische Simulationen das zeitliche und räumliche Verhalten des injizierten CO₂ wiedergeben können.

II.1.3 Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit

Martinsen et al. (Beitrag C IV) beziffern mit dem Energiesystemmodell IKARUS den Wert von CCS-Technologien in Deutschland im Rahmen konsistenter Klimagasreduktionsszenarien (im Folgenden Optionswert). Dieser Wert ist hier durch die zusätzlichen Vermeidungskosten bestimmt, wenn Klimaschutzziele ohne CCS-Technologie erreicht werden sollen, und stellt somit implizit ein Maß dar für die Höhe der notwendigen gesellschaftlichen Zahlungsbereitschaft für einen Verzicht auf den Einsatz von CCS.

Der Barwert der vermiedenen Kosten durch den von CCS-Technologien beträgt für den Zeitraum 2005-2050 ca. 100 Mrd. €₂₀₁₀. Der Wert ergibt sich aus der Saldierung über alle Sektoren (Endverbrauch, Umwandlung, Primärenergie inkl. Importe). In den Endverbrauchersektoren (Industrie, Haushalte, Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen) können relativ teure Einsparmaßnahmen vermieden werden, wenn CCS im Umwandlungsbereich eingesetzt wird. Ebenso ergibt sich aus dem Sektor Primärenergie inklusive Importe ein Beitrag, wo im Falle von CCS im Wesentlichen Zusatzkosten aufgrund von Importen von Biomasse-

Produkten (z.B. Bioethanol) vermieden werden, aber auch zusätzliche Kosten für fossile Brennstoffe anfallen, die bis 2035 überwiegen. Trotz der Kosten durch CCS-Technologien trägt auch der Umwandlungssektor aufgrund des vermiedenen zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien zum Optionswert bei. Dies gilt in Summe für alle Sektoren, allerdings ist die Ausprägung sehr unterschiedlich.

Der Bau von CCS-Anlagen stellt eine Investition mit langfristiger und hoher Kapitalbindung dar. Zudem sind die Projektionen von Anlagenkosten für CCS-Kraftwerke mit Unsicherheiten behaftet, auch wenn die Entwicklung von Demonstrationsanlagen vorangetrieben wird. Mit zunehmendem Kenntnisstand und technologischer Entwicklung werden die Investitionskosten erster kommerzieller CCS-Anlagen um 70-90% höher geschätzt als für konventionelle Anlagen. Kosten für Transport und Speicherung von CO₂ ergeben sich je nach Transportmenge, -entfernung sowie Art und Standort der geologischen Speicherung in einer großen Bandbreite. In jedem Fall überwiegen aber die Kosten der Abscheidung von CO₂.

Auch bei hoher Auslastung der Anlagen resultieren daraus deutlich höhere Stromgestehungskosten, wovon insbesondere Kohle-basierte CCS-Anlagen betroffen sind (Braunkohle: + 80%) (*Kuckshinrichs und Vögele*, Beitrag C I). Die CO₂-Vermeidungskosten belaufen sich auf 34-38 €/t CO₂ (Braunkohle), 41-48 €/t CO₂ (Steinkohle) und auf ca. 67 €/t CO₂ bei Erdgas-Anlagen. Erst ab einem Zertifikatspreis in dieser Höhe ist der Einsatz von CCS-Kraftwerken im laufenden Betrieb kosteneffizient.

Sehr niedrige Volllaststunden führen tendenziell zu einer Verdopplung der CO₂-Vermeidungskosten. Entsprechend müsste ein relativ hoher CO₂-Preis in Rechnung gestellt werden, um den laufenden Betrieb bei niedriger Volllaststundenzahl zu rechtfertigen.

CCS-Kraftwerke müssen sich über den Strommarkt refinanzieren. Zudem kann der Einsatz von CCS-Kraftwerken sich unter bestimmten Bedingungen auf die Strompreise im Großhandel auswirken. Der Preis an der Strombörse wird durch die Kosten des letzten eingesetzten Kraftwerks bestimmt, wobei die Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten (Merit-order) zum Einsatz kommen und die Kosten für Stromimporte zu berücksichtigen sind.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, inwieweit mögliche höhere Erlöse aufgrund von Merit-order-Effekten die Investitionsmehrkosten von CCS-Kraftwerken decken. Aufgrund der hohen Unsicherheiten hinsichtlich der Investitionsmehrkosten ist davon auszugehen, dass CCS-Anlagen erst bei einem Zertifikatspreis von mindestens 40 €/t CO₂ für Investoren interessant sein werden. Zu beachten ist außerdem die Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien. Der verstärkte Einsatz Erneuerbarer Energie führt tendenziell zu einem Rückgang der Jahresdurchschnittspreise an der Strombörse, solange ausreichend „günstige“ Backup-Kapazitäten, d.h. Kraftwerke mit niedrigen Betriebskosten, vorhanden sind. Zudem kommt es zu Merit-order-Effekten, bei denen der Einsatz von CCS zusätzlich dämpfend auf Strompreise einwirkt. Merit-order-Effekte unterstützen auch tendenziell den Umfang der inländischen Produktion. Zu beachten ist, dass hierdurch wechselseitige Effekte eintreten können. Durch den verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien ausgelöste Preiseffekte erschweren die Refinanzierung

neuer CCS-Kraftwerke und durch Strompreiseffekte von CCS-Kraftwerken können die Erlöse für Erneuerbare Energien geschmälert werden (was wiederum Rückwirkung auf die Höhe der EEG-Umlage hat).

Bei weiter zunehmender Integration von Erneuerbarer Energie besteht im gegenwärtigen Strommarktdesign („energy only“) die Gefahr der potentiellen Unterauslastung von Kraftwerkskapazitäten in einem bestehenden Kraftwerkspark. Neben dem Gesteungskosteneffekt, verursacht durch eine geringe Volllaststundenzahl, tritt dann mit dem Rückgang der residualen Nachfrage ein Merit-order-Effekt. In der Folge entsteht im Kraftwerksbestand ein kurzfristiges Kostendeckungsproblem für fossile Anlagen. Unabhängig von einer möglichen konkreten Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten verbleibt der vergleichsweise höhere Refinanzierungsbedarf gegenüber konventionellen Kraftwerken, falls Kapazitätserlöse dafür herangezogen werden müssten.

Ein Einsatz von CCS als CO₂-Minderungsmaßnahme für Industrieanlagen ist prinzipiell technisch realisierbar, jedoch gibt es derzeit weder Demonstrations- noch kommerziell eingesetzte CCS-Anlagen im großtechnischen Maßstab. Daher sind Schätzungen für Anlagenkosten weiterhin mit hohen Unsicherheiten behaftet.

Eine Kostenanalyse ergibt für ein Zementwerk mit einer Kapazität von 1 Mio. Tonnen Zement pro Jahr einen Anstieg der Herstellkosten um ca. 32%, falls Oxyfuel-Technologie eingesetzt wird (*Fleer und Kuckshinrichs*, Beitrag C II). Bei einer CO₂-Abscheidung mit Post-combustion-Technologie erhöhen sich die Herstellkosten um ca. 100%. Die Nachrüstung einer Erdölraffinerie (Kapazität: 10 Mio. Tonnen Rohöl pro Jahr) mit Oxyfuel-Technologie hat einen Anstieg der Verarbeitungskosten um etwa 15% zur Folge. Daraus resultieren CO₂-Vermeidungskosten von ca. 53 €/t CO₂ für das Oxyfuel-Zementwerk und ca. 62 €/t CO₂ für die Oxyfuel-Raffinerie. Die Vermeidungskosten des Zementwerks mit Post-combustion-Abscheidung liegen mit 143 €/t CO₂ deutlich höher.

II.1.4 Energie- und klimapolitische Abstimmung

Die Politikformulierung, die CCS in der EU als eine Klimaschutzoption verankert, ist in einer bemerkenswert hohen Geschwindigkeit vollzogen worden (*Schenk & Hake*, D II). Zwischen zwei Optionen – der obligatorischen Einführung von CCS und der Entwicklung von Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz von CCS – haben sich die EU-Institutionen für die zweite Alternative entschieden. Von 2005 bis 2009 gelang es den europäischen Institutionen, CCS als einen Eckpfeiler der integrierten Energie- und Klimapolitik der EU zu etablieren, einen Rechtsrahmen für geologische Speicherung zu entwickeln, CCS in den europäischen Emissionshandel aufzunehmen und die Instrumente zur Förderung von CCS auszuarbeiten. Mit Blick auf diese Dynamik gehört die EU im internationalen Vergleich zu den Vorreitern. Die Nachrichten hinsichtlich der Implementierung der CCS-Politik sind dennoch weniger positiv. Die Umsetzung der CCS-Richtlinie macht den fehlenden Konsens darüber deutlich, ob CCS als Klimaschutzoption zum Einsatz kommen soll. Einige europäische Länder wie zum Beispiel Österreich lehnen die CO₂-Speicherung mittlerweile gänzlich ab.

Mit dem Emissionshandelssystem (EU ETS) und dem Demonstrationsprogramm (EEDP, NER300) sind Instrumente zur Flankierung von CCS in Kraft. Dennoch halten sich die Unternehmen gegenwärtig bei Investitionen in Demonstrationsvorhaben zurück. In diesem Kontext wird vor allem die Rolle der NER300-Finanzierung als Hauptinstrument zur Unterstützung von CCS-Demonstrationsvorhaben in Europa zunehmend hinterfragt [vgl. ZEP, 2011b]. Von Anfang an stand das Instrument in der Kritik bezüglich der Unsicherheit der Höhe der Zertifikatspreise. Die pessimistischen Erwartungen werden von den ersten Erfahrungen mit dem Verkauf der Zertifikate bestätigt. Der niedrige Preis für Emissionszertifikate befeuert auch die Diskussionen um die Wettbewerbsfähigkeit der CCS-Technik nach der Demonstrationsphase [vgl. ZEP, 2010]. Entscheidend sind die langfristigen Anreize, die auf eine stabile Entwicklung zugunsten von kohlenstoffarmen Technologien hindeuten. Im Rahmen der Instrumente werden eine Reduzierung des EU-ETS-Caps, eine CO₂-Steuer sowie ein Bonus-Malus-System im Rahmen einer CO₂-Norm diskutiert.

Hake und Schenk (Beitrag D III) stellen fest, dass die internationale Einschätzung von CCS als Klimaschutzoption innerhalb eines Jahrzehnts eine rasante Entwicklung von anfänglicher Euphorie bis hin zur vorsichtigen Zurückhaltung durchgemacht hat. Die Entwicklung internationaler Kooperation spiegelt diese Veränderungen wider. Die Anerkennung von CCS als Klimaschutzoption, die mit der Veröffentlichung des IPCC-Sonderberichts einherging, wird von der Gründung einiger internationaler Organisationen und neuer Schwerpunktsetzung in den bestehenden Kooperationen begleitet. Die G8, die IEA und das Carbon Sequestration Forum (CSLF) zielen ab auf die frühzeitige Kommerzialisierung und Demonstration von CCS.

Die Zeit zwischen 2008 und 2010 ist jedoch von den Absagen einiger international bedeutender CCS-Projekte gekennzeichnet. Damit ist klar, dass das von der G8 gesetzte Ziel, weltweit bis 2010 20 integrierte Demonstrationsprojekte zu initiieren, verfehlt wurde. Trotz einiger Ansätze wie der Anerkennung der CCS-Demonstrationsprojekte durch das CSLF oder der Gründung des Global Carbon Capture and Storage Institutes (GCCSI) in Australien ist es internationaler Kooperation nicht gelungen, die Demonstration von CCS wesentlich voranzutreiben. Eine entscheidende Voraussetzung –die Initiierung eines ausreichend hohen CO₂-Preises in den wesentlichen Emittentenländern– ist bisher nicht erfüllt.

Deutschland hat ein CCS-Gesetz, das zeigt, dass es weder Konsens über ein bundesweites Verbot noch über die Demonstration der kommerziellen Anwendung von CCS gibt. Die Antwort auf die Frage, ob CCS für Deutschland eine Option zur Vermeidung von CO₂-Emissionen ist, ist durch das Gesetz in eine unbestimmte Zukunft verschoben worden (*Fischer*, Beitrag D I).

Verglichen mit dem ersten Entwurf von 2009 ist das nun verabschiedete CCS-Gesetz zu einem Forschungsgesetz mit einem theoretischen Potenzial für kleinere Demonstrationsvorhaben geschrumpft, das in Deutschland wohl nicht genutzt wird. Soll es zu einer Demonstration der Potenziale von CCS für große Kraftwerke oder Industrieanlagen kommen, müsste das Gesetz u. a. bezüglich der Speichermengen modifiziert werden. 2017 wird das CCS-Gesetz evaluiert, und die Diskussion über CCS wird möglicherweise neu entbrennen.

Eine Minderheit von expliziten politischen Befürwortern von CCS setzt für die Zukunft auf geeignete energiewirtschaftliche und europäische Rahmenbedingungen. Zu den Befürwortern zählen die Landesregierungen Brandenburg, Sachsen und Sachsen-Anhalt. In NRW, wo 2010 etwa 54 Prozent der deutschen Braunkohle gefördert wird, steht das letzte Wort der Politik zur Braunkohle und damit mittelbar zum Einsatz von CCS noch aus (*Fischer, D I*).

Erst in den nächsten Jahren wird sich deutlicher abzeichnen, ob die Ausbauziele der erneuerbaren Energien erreicht und wie konfliktarm die Transformation des Energiesystems ist [Mikulcak, 2012], welche Rolle Kohle insgesamt und mit Braunkohle befeuerte Grundlastkraftwerke spielen können, und wie sich der Emissionshandel und seine CO₂-Preise (EU-ETS) entwickeln. Sollten aber die EU und ihre Mitgliedstaaten nicht in der Lage sein, ihren äußerst ehrgeizigen Fahrplan für CO₂-Minderung politisch und wirtschaftlich durchzuhalten, z.B. weil sich der internationale Klimaschutz an der weniger anspruchsvollen Handlungsbereitschaft von Staaten zur CO₂-Minderung ausrichtet ("bottom-up"), könnten die Perspektiven für CCS weiter eingetrübt werden. Aber auch die CCS-Politik der EU könnte Einfluss nehmen, z.B. mögliche zusätzliche CCS-Regulierungen, CCS für neue, aber auch für alte Kraftwerke verbindlich zu machen. Denn CCS spielt in dem EU-Plan einer kohlenstoffarmen Wirtschaft 2050 [European Commission, 2011b] und der ihn konkretisierenden 2050 Energy Roadmap [European Commission, 2011a] eine wichtige Rolle, auch wenn ein kommerzieller Einsatz nun erst nach 2030 erwartet wird und CCS-Projekte in den EU-Staaten kaum vorankommen.

Ein weiteres Hindernis für CCS ist die fehlende Akzeptanz für die Lösung des „back-end“-Problems von CCS, der Speicherung. Die nördlichen Bundesländer werden alle Hebel in Bewegung setzen, um schon potentielle Speicherprojekte zu blockieren. Möglicherweise wäre dieses Problem weniger virulent, wenn CO₂ unter dem Meeresboden (off-shore) gespeichert würde, auch und gerade im Kontext von Enhanced Oil/Gas Recovery-Verfahren. Forschungsarbeiten über Speicher unter dem Meeresboden, ihre Sicherheit und über die Folgen von Speicherleckagen für die Meeresumwelt, die auch Regionen vor der deutschen Küste einschließen, laufen. Ob sich ein „Schlupfloch“ [CO₂ Handel, 2011] für Bundes-Speicherprojekte im Meeresuntergrund auftun könnte, lässt sich noch nicht absehen. Dass CCS-Gegner diese Option aber ernst nehmen, zeigt der Koalitionsvertrag der neuen Landesregierung in Schleswig-Holstein: Sie will CCS „für ganz Deutschland – insbesondere auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone – ausschließen.“ [SPD/Grüne/SSW, 2012, S. 37]. Deshalb könnte, würde eine europäische CO₂-Transportinfrastruktur gebaut, CO₂ in die onshore-Speicher anderer Länder bzw. deren Meeresboden exportiert werden. Die Äußerungen im Umfeld des Kompromissgesetzes deuten auf ein Interesse in Teilen von Politik und Wirtschaft an dieser Option hin. Einmal unterstellt, es gäbe überhaupt Interesse an CO₂-Abscheidung in Deutschland und es gäbe diese Transportinfrastruktur, dann müsste die Akzeptanz von CO₂-Fernleitungen durch Bundesländer gewährleistet sein - angesichts der massiven Widerstände gegen die 2008 anvisierte Hürth-Pipeline eine große Herausforderung für Politik und Gesellschaft. Vielleicht könnte sie gemeistert werden, wenn die Fixierung von CCS auf Braunkohle aufgebrochen und CCS integraler Bestandteil einer umfassenden Strategie für eine kohlenstoffarme Gesellschaft wird, die Bürgern, Wirtschaft und Umwelt Vorteile bringt. Im Rahmen der

„Rotterdam Climate Initiative“¹ wird versucht, diese Strategie umzusetzen. Dieses soziale Experiment kann auch für Deutschland lehrreich sein.

II.1.5 Gesellschaftliche Akzeptanz

Die Akzeptanz der Techniken kann noch nicht zuverlässig gemessen werden, weil die Bevölkerung noch zu wenig Wissen über die CCS-Techniken hat (*Schumann*, Beitrag C V). Die CCS-Akzeptanzforschung fokussiert daher auf die Untersuchung der Bekanntheit, des Wissens und der spontanen Einstellungen in der Bevölkerung zu CCS. Zudem konzentrieren sie sich auf die Identifizierung von Faktoren, die sich auf spontane Einstellungen zu den Techniken auswirken sowie auf die Untersuchung der Wirkung von Informationen und Kommunikationsmethoden auf die Veränderung und Stabilität spontaner Einstellungen.

Hinsichtlich der Bekanntheit von CCS in der Bevölkerung verdeutlichen die Ergebnisse internationaler und nationaler Studien, dass zumindest die Bekanntheit des Begriffs der „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ im Zeitverlauf deutlich zugenommen hat. Die zunehmende Bekanntheit des Begriffs „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ geht allerdings nicht mit einer Zunahme des Wissens über die Techniken einher. Wie die Ergebnisse internationaler und nationaler Untersuchungen zeigen, sind falsche Vorstellungen über CCS in der Bevölkerung (immer noch) weit verbreitet. Dies ist u. a. darauf zurückzuführen, dass Laien oft unterschiedliche Umweltprobleme, wie Ozonabbau, globale Erwärmung, sauren Regen oder Smog, kaum voneinander unterscheiden können.

Bedeutsam für die Information und Kommunikation von CCS ist zudem, dass Bürgerinnen und Bürger spontane Einstellungen zu den Techniken haben, obwohl sie nur wenig oder gar nichts über CCS wissen. In Deutschland sind diese spontanen Einstellungen gegenüber CCS im Durchschnitt (noch) überwiegend neutral, wobei Frauen die Techniken skeptischer beurteilen als Männer.

Die regionalen Unterschiede hinsichtlich der spontanen Einstellungen vor und nach dem Erhalt von Informationen verdeutlichen jedoch, dass die Bürgerinnen und Bürger in Schleswig-Holstein nicht nur negativere Einstellungen zu CCS aufweisen als die Bürgerinnen und Bürger in der Region Rheinschiene oder im „restlichen“ Deutschland, sondern dass die Auseinandersetzung um die CO₂-Speicherung in Schleswig-Holstein (vgl. *Fischer*, Beitrag D I) u. a. bereits dazu geführt hat, dass sich in dieser Region negative Einstellungen zu CCS herausgebildet haben, bei denen es sich möglicherweise nicht mehr um spontane Einschätzungen, sondern bereits um stabile Meinungen handelt. Wie die vorliegenden Ergebnisse ebenfalls nahelegen, stehen diese negativen Einschätzungen in Schleswig-Holstein vor allem damit in Zusammenhang, dass die Bürgerinnen und Bürger das persönliche Risiko der CO₂-Speicherung deutlich höher einschätzen als die Bürgerinnen und Bürger in den anderen Regionen.

Die Ergebnisse verdeutlichen jedoch auch, dass die spontane Einschätzung von CCS regionen-übergreifend am stärksten durch die Einschätzung des gesellschaftlichen Nutzens der

¹ <http://www.rotterdamclimateinitiative.nl>.

Techniken beeinflusst wird, wobei dieser Einfluss positiv ist: je höher der gesellschaftliche Nutzen von CCS bewertet wird, desto positiver fällt die spontane Einschätzung der Techniken aus.

Inwieweit diese Nutzeinschätzungen jedoch stabil sind oder durch neue Informationen erneut geändert werden können, kann auf der Grundlage der vorliegenden Ergebnisse nicht abschließend beurteilt werden. Der Einfluss von Informationen auf die Nutzeinschätzung von CCS sowie der Einfluss von Nutzeinschätzungen auf die Stabilität von Einstellungen zu CCS sollten daher in weiteren Studien systematisch untersucht werden, um Hinweise darauf zu erhalten, welche Bedeutung Nutzeinschätzungen als Indikatoren für die Abschätzung zukünftiger gesellschaftlicher Akzeptanz von CCS in Deutschland haben können.

Die derzeit fehlende Akzeptanz für die Lösung des „back-end“-Problems von CCS, der Speicherung, in den nördlichen Bundesländern blockiert allerdings alle potentiellen Speicherprojekte. Die Politik und die Gesetzgebung zu CCS in Deutschland spiegeln diese ablehnende Haltung deutlich wider, wenn auch CCS als (notwendige) Option für energie- und CO₂-intensive Industrien betont wird.

II.2 Gesamteinordnung: Wo stehen wir?

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen ausführlich die Technologiebewertung hinsichtlich der als zentral erachteten Herausforderungen. Welches Gesamtbild ergibt sich daraus? Wie ist der Erfolgsfaktor insgesamt, und wie sensitiv ist das Ergebnis hinsichtlich einzelner Herausforderungen?

Hinsichtlich der Sicherheitsanforderungen für Transport und Speicherung von CO₂ ist der Erfolgsfaktor noch am Höchsten. Die Betrachtung der Umweltanforderungen aus einer Lebenszyklus-Perspektive gibt aber schon Anlass zur Sorge, dass die beabsichtigte Reduktion des Treibhausgaspotenzials zu Lasten anderer Umweltwirkungen wie z.B. Eutrophierung geht und dass auch regionale Verlagerungen von Umweltwirkungen induziert werden können. Mit Blick auf gesellschaftliche Akzeptanz kann noch kein abschließendes Urteil gefällt werden, da derzeit noch zu wenig Wissen um die CCS-Technologien in der Öffentlichkeit vorhanden ist. Davon unabhängig läuft aber die Meinungsbildung zu CCS-Technologien in der Öffentlichkeit und ist geprägt von der ablehnenden Haltung z.B. der nördlichen Bundesländer, in deren Gebiet potentielle Speicherstandorte in Frage kommen. Diese ablehnende Haltung spiegelt sich nicht zuletzt in dem nationalen CO₂-Speichergesetz wider, das eine kommerzielle Speicherung größerer CO₂-Mengen nicht zulässt. Die Demonstration des Einsatzes im energiewirtschaftlichen Maßstab in Europa ist derzeit trotz finanzieller Anreizsysteme durch die EU nicht gewährleistet, und in der Folge ist eine kommerzielle Verfügbarkeit nicht absehbar. Im Vergleich der CO₂-Vermeidungskosten anderer großer technischer Optionen liegen CCS-Technologien im Mittelfeld, dennoch steigen die Stromgestehungskosten stark an und die Anreize zur Investition in die Technologie reichen nicht aus. Der Preis für CO₂ ist derzeit niedrig, die Volllaststundenzahl ist aufgrund zunehmender Einspeisung von erneuerbaren Technologien rückgängig, sodass die Refinanzierung der hohen Investitions-

kosten bei heutiger Marktkonstruktion zu unsicher ist. Hinsichtlich der politischen Faktoren ist das Ergebnis der Bestandsaufnahme schlecht. Die EU erscheint derzeit als institutioneller Treiber von CCS-Technologien und richtet ihre Energie-, Klima- und auch Technologiepolitik darauf aus. Allerdings ist dies derzeit weniger Erfolg versprechend als es den Anschein hat. International ist die Euphorie in Sachen CCS verflogen und in Deutschland können CCS-Befürworter wie z.B. einzelne Landesregierungen sich nur dem Prinzip Zukunft verschreiben. Falls sich herausstellte, dass der Klimaschutz in Deutschland mit den derzeit favorisierten Optionen im Rahmen der Energiewende nicht hinreichend umgesetzt werden könnte, würde es möglicherweise zu einer Neubewertung von CCS in Deutschland kommen. Auch wenn sich damit heute noch nicht abschließend die Frage beantworten lässt, ob CCS in Deutschland (k)eine Zukunft hat, deuten die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie die politischen und gesellschaftlichen Kräfteverhältnisse eher auf ein Scheitern von CCS hin.

Die Tabelle 1 ‚übersetzt‘ die ausführlichen Erläuterungen des vorhergehenden Abschnitts in eine quantifizierte Technologiebewertung. Dazu wird methodisch auf einen von der OECD für Technologiebewertungen verwendeten Ansatz zusammengesetzter Indizes zurückgegriffen [OECD, 2008], der Einzelindizes zu einem Gesamtindex zusammenfasst (Formel 1).

Formel 1

$$I = \sum_{i=1}^n w_i \cdot x_i$$

mit

$$1 \leq x_i \leq 5; \sum w_i = 1; 0 \leq w_i \leq 1$$

Dazu wird zunächst jedem Kriterium (= Einzelindex) ein Erfolgsfaktor x auf einer Skala von 1 bis 5 zugeordnet. Je geringer der Skalenwert ist, desto schlechter wird die Technologie mit Blick auf das Kriterium bewertet. Umgekehrt gilt, je höher der Skalenwert ist, je besser ist die Bewertung. In einem zweiten Schritt werden Gewichtungen w eingeführt, um zu berücksichtigen, dass die Kriterien in unterschiedlicher Weise in die Gesamtbewertung einfließen können. Die Summe der Gewichtungsfaktoren beträgt immer 1.

Zum Vergleich wird der Fall einer Gleichgewichtung der Kriterien analysiert, der implizit immer dann vorliegt, wenn –vermeintlich– keine Gewichtung vorgenommen wird. Mit der gewählten Methodik kann der Gesamtindex I minimal eins und maximal fünf betragen. Die Ergebnisse für Erfolgsfaktor und Gewichtung resultieren auf einer Befragung von Energieexperten der STE und sind in Tabelle 1 zusammengefasst (Einzelergebnisse: Tabelle 2 und Tabelle 3).²

² Die Befragung richtete sich an Energiewissenschaftler verschiedener Fachrichtungen (Ingenieurs-, Wirtschafts- und Sozialwissenschaft sowie Politologie) in der STE, die sich seit längerem mit der CCS-Technologie auseinandergesetzt und als Autoren zur vorliegenden Buchveröffentlichung beigetragen haben.

Die befragten Experten bewerten die Erfüllung des Kriteriums (2) „Umwelt- und Sicherheitsanforderungen“ (Bewertung 3,00) am Höchsten, auch wenn mit 3,00 der Wert nicht annähernd das Maximum erreicht, und des Kriteriums (5) „Gesellschaftliche Akzeptanz“ (Bewertung 1,32) am geringsten. Das Kriterium (1) „Demonstration, kommerzielle Verfügbarkeit“ schneidet ebenfalls relativ positiv ab (Bewertung 2,84), während (3) „Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit“ mit 1,86 schlecht abschneidet.

Hinsichtlich der Gewichtung der Kriterien ist der Vergleich des Expertenvotums mit dem Ansatz der Gleichgewichtung relevant. Die drei Kriterien „Demonstration, kommerzielle Verfügbarkeit“, „Umwelt- und Sicherheitsanforderungen“ und „Energie- und klimapolitische Abstimmung“ werden von den Experten mit einer geringeren Gewichtung in die Gesamtbewertung eingebracht, wobei die Abweichung beim letztgenannten Kriterium am Höchsten ist. Die zwei Kriterien „Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit“ und „Gesellschaftliche Akzeptanz“ werden mit einer höheren Gewichtung in die Gesamtbewertung eingebracht, wobei die Abweichung beim erstgenannten Kriterium höher ist. Die Abweichung von der Gleichgewichtung ist für dieses Kriterium insgesamt am Deutlichsten. Bemerkenswert ist insgesamt, dass die zwei Kriterien mit dem geringsten Erfolgsfaktor – „Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit“ und „Gesellschaftliche Akzeptanz“ – mit den höchsten Gewichtungsfaktoren der Befragten in die Gesamtbewertung eingehen.

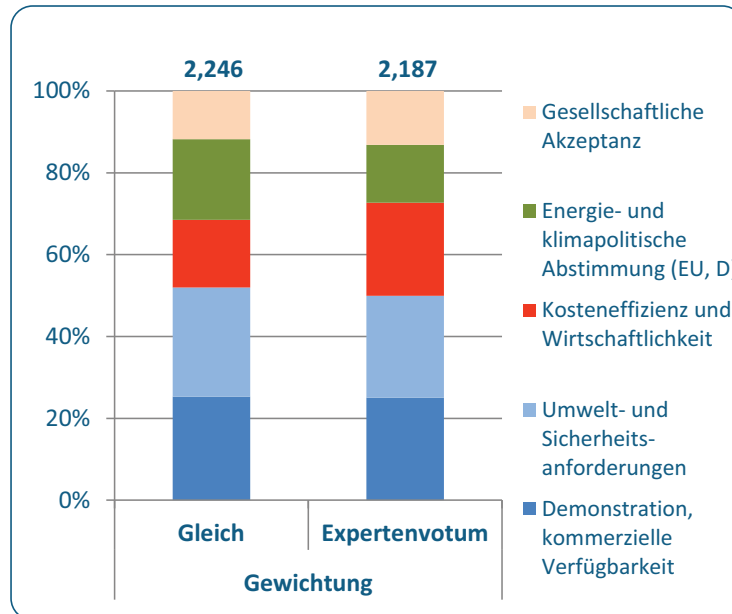
Tabelle 1: Gesamteinordnung bei unterschiedlicher Gewichtung der Indikatoren

Kriterium	Erfolgsfaktor (Skala 1-5) Experten- votum	Gewichtung ($0 \leq x \leq 1$)	
		Gleich	Experten- votum
(1) Demonstration, kommerzielle Verfügbarkeit	2,84	0,20	0,19
(2) Umwelt- und Sicherheitsanforderungen	3,00	0,20	0,18
(3) Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit	1,86	0,20	0,27
(4) Energie- und klimapolitische Abstimmung (EU, D)	2,21	0,20	0,14
(5) Gesellschaftliche Akzeptanz	1,32	0,20	0,22
Summe	-	1	1

Quelle: Expertenbefragung in IEK-STE; eigene Auswertung

IEK-STE 2012

Der Gesamtindex aus der Verknüpfung von Bewertung und Gewichtung der Kriterien liegt im Fall der Gleichgewichtung der Kriterien leicht höher als beim Expertenvotum; beide Ergebnisse liegen aber mit ca. 2,2 weit unterhalb des maximal möglichen Werts für den Gesamtindex (Abbildung 2). Die Befragung stützt daher die aus den vorherigen Beiträgen abgeleiteten qualitativen Aussagen.

Abbildung 2: Gesamtindex bei unterschiedlicher Gewichtung der Indikatoren

Quelle: eigene Darstellung

IEK-STE 2012

III Mögliche Implikationen für den Einsatz in Europa

CCS gewinnt seine Relevanz im Rahmen von Maßnahmen zur Reduktion von energie- und prozess-bedingten CO₂-Emissionen. Die Bedeutung von CCS als Element eines Technologie-Portfolios im Rahmen von globalen CO₂-Vermeidungsstrategien wurden jüngst in den Studien *World Energy Outlook 2012* [IEA, 2012b] und *Energy Technology Perspectives 2012* [IEA, 2012a] analysiert. Beiden ist gemein, dass CCS im Rahmen ambitionierter Szenarien (mit 50% Wahrscheinlichkeit wird eine Begrenzung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur um 2 °C erreicht) ein hoher Stellenwert beikommt.

Die Szenarien zeigen, dass CCS in Europa im Rahmen von ambitionierten Klimaschutzpolitiken ein hoher Stellenwert beizumessen ist, auch wenn technische Alternativen (Energieeffizienz, Erneuerbare Energie) hier von großer Bedeutung sind. Die Wahrscheinlichkeit des Ausschlusses von CCS in Deutschland für sich genommen erlaubt nicht, die Möglichkeiten der EU zur entsprechenden Reduktion von CO₂ grundsätzlich als unmöglich zu betrachten, dennoch sind Zweifel angebracht. Durch den Ausschluss von CCS nicht beigetragene CO₂-Einsparungen müssten allerdings mittels anderer Maßnahmen wie z.B. Energieeffizienz oder Erneuerbarer Energie zusätzlich erbracht werden. Im Rahmen von schon ambitionierten Reduktions-Szenarien stellt dies eine besondere Herausforderung dar.

Die Gefahr, dass die Ablehnung von CCS sich auf weitere europäische Länder überträgt, ist nicht von der Hand zu weisen, wenn auch die nachlassende Unterstützung möglicherweise

statt mangelnder gesellschaftlicher Akzeptanz andere Ursachen wie z.B. hohe wirtschaftliche Risiken hat. Skepsis ist angebracht, da derzeit der Prozess der finanziellen Förderung von Demonstrationskraftwerken durch die EU ins Stocken geraten ist. Die Europäische Kommission hat die im Rahmen des *NER Funding Programmes* verfügbaren Mittel in Höhe von 1,2 Mrd. € komplett einer Reihe von Projekten für Erneuerbare Energien zugesprochen. In der ersten Runde waren für CCS-Demonstration 275 Mio. € vorgesehen. Die Mittel sollen für die zweite Runde verfügbar bleiben [European Commission, 2012a]. Da der Bau von Demonstrationskraftwerken, die Testphase und die anschließende Markterschließung mindestens 15 Jahre in Anspruch nehmen, liefe Europa bei weiteren Verzögerungen Gefahr, die beabsichtigte führende Position in der Entwicklung und Kommerzialisierung von CCS-Kraftwerken zu verpassen. Sorge bereitet in diesem Zusammenhang die Begründung der Europäischen Kommission, weshalb CCS in der ersten Runde nicht zum Zuge gekommen ist: „Most CCS projects put forward were not confirmed by the Member States concerned, and could therefore not be considered for funding awards. Member States were unable to confirm the projects for various reasons: in some cases there were funding gaps, while in others the projects were not sufficiently advanced to allow for confirmation within the timeframe of the first call for proposals.“ [European Commission, 2012b]. Mit anderen Worten: Das derzeitige Engagement von EU-Mitgliedsländern, Energiewirtschaft und Industrie reicht nicht aus.

IV Literatur

- CO₂ HANDEL (2011) *Bund schafft sich Schlupfloch im CO₂-Speichergesetz*. CO₂-Handel.de, 28.04.2011, http://www.co2-handel.de/article186_16262.html
- EUROPEAN COMMISSION (2011a) *Energy roadmap 2050*. European Commission, Brussels, COM(2011) 885 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0885:FIN:EN:PDF>.
- EUROPEAN COMMISSION (2011b) *A roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*. Brussels, Communication from the Commission, COM/2011/0112 final, <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:52011DC0112:EN:NOT>.
- EUROPEAN COMMISSION (2012a) 23 innovative renewable energy demonstration projects receive €1.2 billion EU funding. *Climate Action*, http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2012121801_en.htm.
- EUROPEAN COMMISSION (2012b) Questions and answers on the outcome of the first call for proposals under the NER300 programme. *MEMO*, MEMO/12/999, [http://europa.eu/rapid/press-release MEMO-12-999_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-12-999_en.htm).
- IEA (2009) *World energy outlook 2009*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IEA (2010) *Energy technology perspectives - scenarios & strategies to 2050*. OECD/IEA, Paris.
- IEA (2011) *World energy outlook 2011*, International Energy Agency OECD/IEA.
- IEA (2012a) *Energy technology perspectives 2012*. IEA, Paris.
- IEA (2012b) *World energy outlook 2012*. IEA, Paris.
- MCKINSEY (2007) *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland - Sektorperspektive Industrie*. McKinsey&Company, Inc.
- MIKULCAK, K. (2012) German government backtracks on the Energy Transition. *European Energy Review*, 12 July 2012, http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3799#artikel_3799.
- OECD (2008) *Handbook on constructing composite indicators*. Paris, OECD <http://www.oecd.org/std/leadingindicatorsandtendencysurveys/42495745.pdf>.

- SPD/GRÜNE/SSW (2012) *Bündnis für den Norden. Koalitionsvertrag 2012 bis 2017*. Kiel, http://www.sh.gruene.de/cms/default/dokbin/411/411582.koalitionsvertrag_spd_buendnis_90die_grue.pdf.
- STERN, N. (2006) *Stern review: The economics of climate change*. London.
- ZEP (2010) *Shared Learnings and Continued Momentum*, Niels Peter Christensen, Co-Chair, Taskforce Technology & Chief Geologist, Vattenfall. ZEP General Assembly 2010. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/45-zep-general-assembly-2010.html>. Juli 1: 2012.
- ZEP (2011a) *CCS State of Play*, Dr. Graeme Sweeney, Chairman, ZEP & EVP, CO₂, Royal Dutch Shell. ZEP General Assembly 2011. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/136-zepga2011.html>. Juni 29: 2012.
- ZEP (2011b) *The Costs of CCS Post-2020 & Incentives*, Dr. Lars Stromberg, Co-Chair Taskforce Technology, ZEP & Senior Advisor, Vattenfall AB. ZEP General Assembly 2011. <http://www.zeroemissionsplatform.eu/events/details/136-zepga2011.html>. Juni 29: 2012.

Band / Volume 150

**Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen
in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen**

Advances in Systems Analyses 1 (2012)

ISBN: 978-3-89336-811-2

Band / Volume 151

Stratospheric ClOOCl chemistry at high solar zenith angles

O. Suminska-Ebersoldt (2012), VI, 126 pp

ISBN: 978-3-89336-817-4

Band / Volume 152

**Keramiken und Keramikkombinationen zur Feinstpartikelabscheidung
mit Hilfe thermisch induzierter Potentialfelder und Elektronenemissionen**

D. Wenzel (2012), XXV, 155 pp

ISBN: 978-3-89336-820-4

Band / Volume 153

**Bildung von sekundären Phasen bei tiefengeologischer Endlagerung
von Forschungsreaktor-Brennelementen – Struktur- und Phasenanalyse**

A. Neumann (2012), 329 pp

ISBN: 978-3-89336-822-8

Band / Volume 154

**Coupled hydrogeophysical inversion for soil hydraulic
property estimation from time-lapse geophysical data**

M. Cho Miltin (2012), xi, 79 pp

ISBN: 978-3-89336-823-5

Band / Volume 155

**Tiefentschwefelung von Fluggasturbinenkraftstoffen
für die Anwendung in mobilen Brennstoffzellensystemen**

Y. Wang (2012), 205 pp.

ISBN: 978-3-89336-827-3

Band / Volume 156

**Self-consistent modeling of plasma response to impurity spreading from
intense localized source**

M. Koltunov (2012), V, 113 pp.

ISBN: 978-3-89336-828-0

Band / Volume 157

**Phosphorsäureverteilung in Membran-Elektroden-Einheiten dynamisch
betriebener Hochtemperatur-Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen**

W. Maier (2012), VI, 105 pp.

ISBN: 978-3-89336-830-3

Band / Volume 158

Modellierung und Simulation von Hochtemperatur-Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen

M. Kvesic (2012), ix, 156 pp.

ISBN: 978-3-89336-835-8

Band / Volume 159

Oxidation Mechanisms of Materials for Heat Exchanging Components in CO₂/H₂O-containing Gases Relevant to Oxy-fuel Environments

T. Olszewski (2012), 200 pp.

ISBN: 978-3-89336-837-2

Band / Volume 160

Ice Crystal Measurements with the New Particle Spectrometer NIXE-CAPS

J. Meyer (2013), ii, 132 pp.

ISBN: 978-3-89336-840-2

Band / Volume 161

Thermal Shock Behaviour of Different Tungsten Grades under Varying Conditions

O. M. Wirtz (2013), XIV, 130 pp.

ISBN: 978-3-89336-842-6

Band / Volume 162

Effects of ¹³⁷Cs and ⁹⁰Sr on structure and functional aspects of the microflora in agricultural used soils

B. Niedrée (2013), XII, 92 pp.

ISBN: 978-3-89336-843-3

Band / Volume 163

Lidar observations of natural and volcanic-ash-induced cirrus clouds

C. Rolf (2013), IX, 124 pp.

ISBN: 978-3-89336-847-1

Band / Volume 164

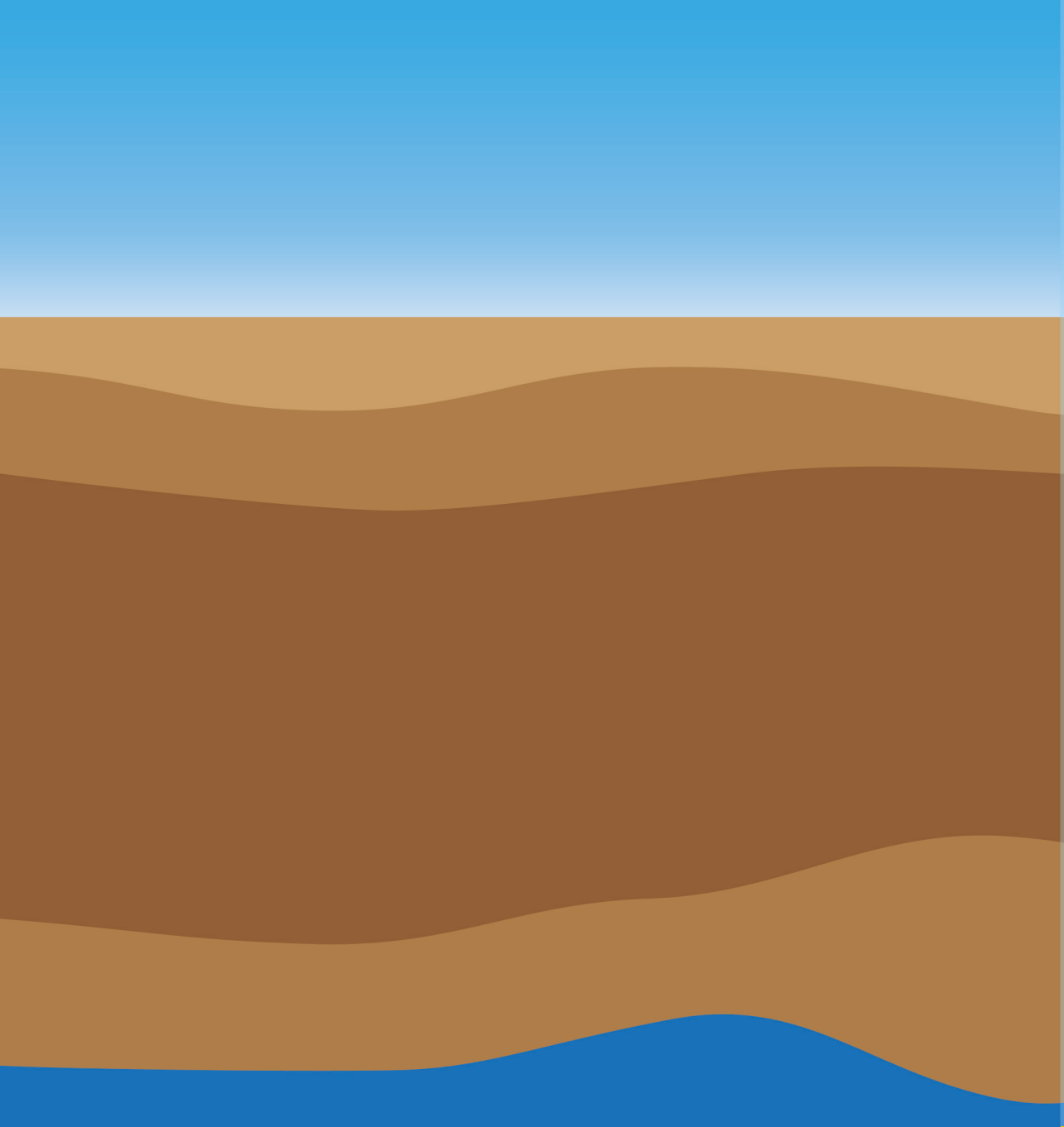
**CO₂-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung: Technische, wirtschaftliche, umweltseitige und gesellschaftliche Perspektive
Advances in Systems Analysis 2**

Kuckshinrichs, W.; Hake, J.-F. (Eds.) (2012), iv, 354 pp.

ISBN: 978-3-89336-850-1

Weitere **Schriften des Verlags im Forschungszentrum Jülich** unter

<http://www.zbw1.fz-juelich.de/verlagextern1/index.asp>



Energie & Umwelt / Energy & Environment
Band / Volume 164
ISBN 978-3-89336-850-1

