

Albrecht, Jutta; Pfeiffer, Johannes; Lippelt, Jana

Article

Kurz zum Klima: Kohlenstoffsequestrierung – lässt sich das Klimaproblem einfach »begraben«?

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Albrecht, Jutta; Pfeiffer, Johannes; Lippelt, Jana (2011) : Kurz zum Klima: Kohlenstoffsequestrierung – lässt sich das Klimaproblem einfach »begraben«, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 64, Iss. 06, pp. 53-57

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/164936>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Jutta Albrecht, Johannes Pfeiffer und Jana Lippelt

Fossile Brennstoffe tragen heute zu über 80% zur Deckung der globalen Energienachfrage bei und verursachen damit 57% der anthropogenen Treibhausgasemissionen (vgl. IPCC 2007). Eine Abkehr von der fossilen Energie ist nicht in Sicht. Im Gegenteil, die weltweite Abhängigkeit von fossilen Energieträgern nahm in den letzten drei Jahrzehnten enorm zu, und dieser Trend wird voraussichtlich auch weiter anhalten. Sollte der schwere Atomunfall in Japan weltweit ein grundlegendes Umdenken im Hinblick auf die Bewertung der Atomkraft bewirken, kann dies sogar zu einer verstärkten Hinwendung zu fossilen Energiequellen führen. In dieser Situation erscheint die Idee, den Einsatz fossiler Brennstoffe klimaneutral gestalten zu können, nur allzu bestechend.

Eine Technologie, die dies ermöglichen soll – die sog. Kohlenstoffsequestrierung (Carbon Capture and Storage, CCS) –, wird weltweit bereits seit geraumer Zeit erprobt. Dabei wird das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehende CO₂ herausgefiltert und dauerhaft in geologischen Gesteinsformationen oder in der Tiefsee eingelagert und so von der Atmosphäre ferngehalten. Die bisherigen Erfahrungswerte mit der CCS-Technologie geben Anlass zu Hoffnung, es bleibt jedoch auch noch eine ganze Reihe offener Fragen.

Hauptanwendungsmöglichkeit für CCS ist die Dekarbonisierung der zur Stromerzeugung eingesetzten fossilen Brennstoffe, denn rund 80% der jährlichen globalen CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen entstehen bei der Stromerzeugung.¹ Die derzeit verfügbaren CCS-Technologien sind in der Lage, 85–95% der in einem mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerk anfallenden CO₂-Emissionen herauszufiltern. Unter Berücksichtigung des durch den zusätzlichen Verarbeitungsschritt sinkenden Wirkungsgrades (je nach Anlagentyp 10–40%) liegt der Nettoeffekt der CO₂-Einsparung bei 80–90% gegenüber einer Anlage ohne CCS (vgl. IPCC 2007). Im Fall von mit Biomasse betriebener Anlagen würde der Einsatz von CCS sogar netto zu einem Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre führen.

Die CCS-Technologie umfasst dabei die drei Bereiche der Sequestrierung (Abscheidung), des Transports und der Speicherung des CO₂. Nach Angaben der IEA (2010) gibt es derzeit weltweit Planungen zu etwa 240 CCS-Projekten, von denen 80 als großtechnische Anlagen sowohl CO₂-Abtrennung, -Transport als auch -Speicherung demonstrieren werden (vgl. Abb. 1). Im Folgenden werden die technologischen Möglichkeiten dieser Bereiche und ihr jeweiliger Entwicklungsstand näher erläutert.

Zur Abscheidung des CO₂ im Kraftwerksbereich stehen drei Verfahren zur Verfügung (vgl. Tab. 1), die im Moment sowohl

in Deutschland als auch international parallel verfolgt werden. Im sogenannten *Post-Combustion-Capture-Verfahren* wird die Abscheidung des CO₂ der Kohleverstromung nachgeschaltet, so dass es sich grundsätzlich auch zur Nachrüstung von Kohlekraftwerke eignet (vgl. Wietschel et al. 2010; E.ON 2009). Pilotanlagen dieses Typs sind bereits in Betrieb gegangen bzw. stehen kurz davor.² Die großtechnische Einführung der nachgeschalteten CO₂-Abscheidung in neuen oder bestehenden Kraftwerken soll bis zum Jahr 2020 gelingen.

Bereits vor Verfeuerung des Brennstoffes kann das CO₂ im *Pre-Combustion-Verfahren* abgeschieden werden, das für sog. IGCC-Kraftwerke (Integrated Gasification Combined Cycle) entwickelt wird. IGCC-Kraftwerke wandeln den Brennstoff, z.B. Kohle, über einen Vergasungsprozess zunächst in ein Synthesegas aus CO₂ und Wasserstoff um. Die Erzeugung und Verwendung dieses Synthesegases zum Betrieb der Kraftwerksturbinen macht den Kraftwerkstyp zum einen flexibel für den Betrieb mit Braun- oder Steinkohle, aber auch mit Biomasse und sonstigen Reststoffen (vgl. zu IGCC-Kraftwerken IEA 2010 und Birnbaum et al. 2010). Zum anderen kann das CO₂ aus dem Synthesegas abgeschieden werden, so dass der Betrieb des Kraftwerks allein über Wasserstoff erfolgt und dabei nur noch Wasser entsteht. Die Integration des CCS-Verfahrens in den Kraftwerksprozess verspricht geringere Wirkungsgradverluste. Während IGCC-Kraftwerke vereinzelt bereits seit den 1970er Jahren betrieben werden, stellt insbesondere die Kombination mit der CO₂-Abtrennung noch eine technologische Herausforderung dar, die bis etwa 2020 für den großtechnischen Einsatz gelöst werden soll (vgl. etwa IEA 2010 und Birnbaum et al. 2010).

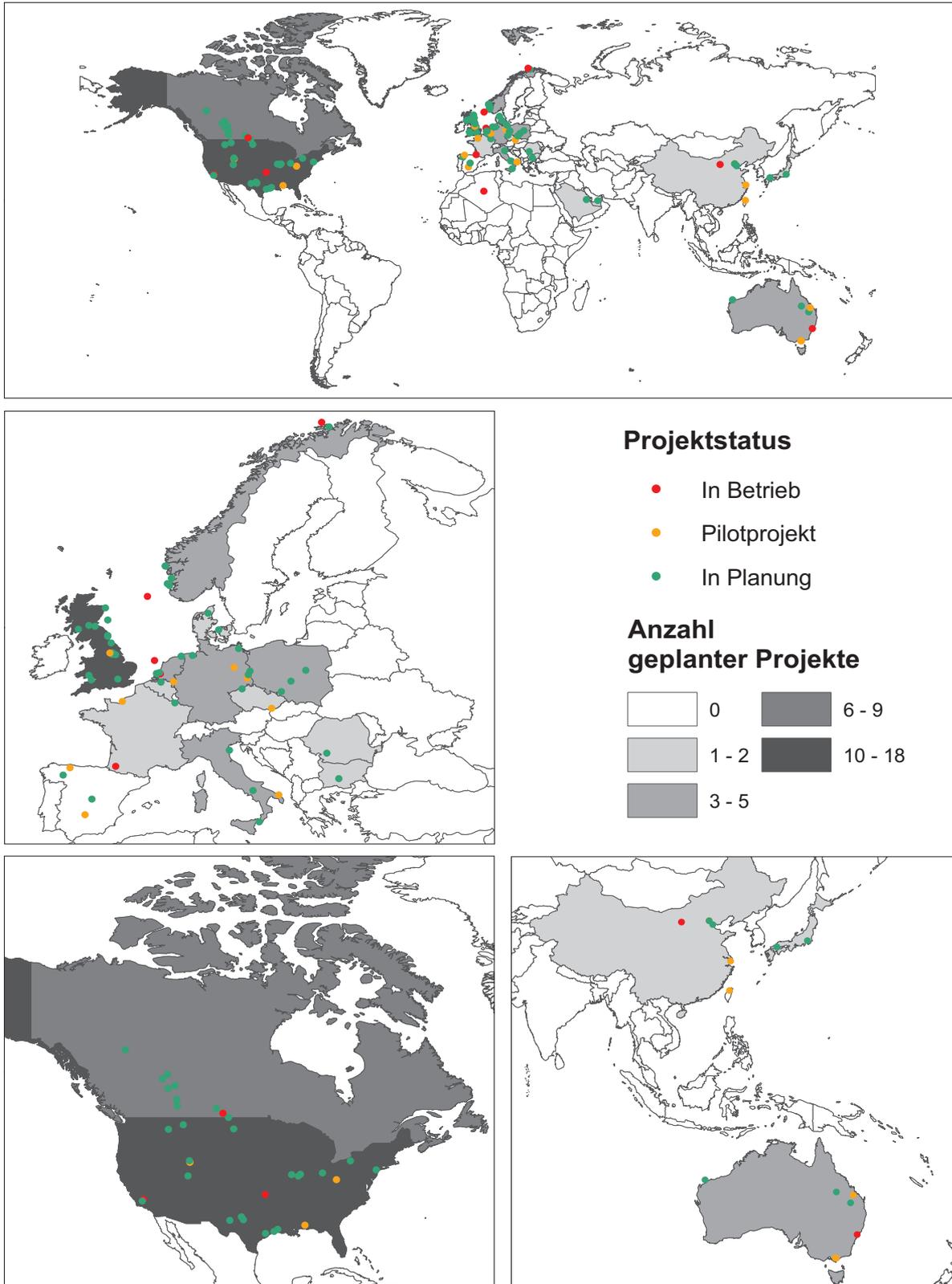
Mit dem »*Oxyfuel-Verfahren*« steht schließlich eine weitere Technologieoption zur Verfügung, bei der die Abtrennung des CO₂ integriert in den Kraftwerksprozess erfolgt. Dabei wird Kohle statt mit Luft mit reinem Sauerstoff und recycelten Rauchgasen verbrannt. So entstehen Abgase, die sich fast vollständig aus Wasser und CO₂ zusammensetzen. Wie IGCC-CCS-Kraftwerke erlaubt das Verfahren geringere Effizienzverluste als die nachgeschaltete CO₂-Abscheidung. Einzelne kleinere Demonstrationskraftwerke auf Basis des Oxyfuel-Verfahrens sind bereits in Betrieb. Vattenfall plant, etwa im Jahr 2015 in Jämschwalde in Brandenburg eines der weltweit größten Demonstrationskraftwerke in Betrieb zu nehmen (vgl. Birnbaum et al. 2010; Vattenfall 2011).

Auch für die Speicherung von CO₂ gibt es mehrere Möglichkeiten. Als geeignete Speicherstätten werden grundsätzlich saline Aquifere (tief liegende, poröse, salzhaltige grundwasserleitende Gesteinsschichten an Land oder auch unter dem Meersgrund) oder leer geförderte Gas- oder Öl-

¹ Zu etwa gleichen Anteilen (je 5–7%) tragen die Zementindustrie, Raffinerien und die Eisen- und Stahlverarbeitung bei, vgl. IPCC (2007).

² Etwa die RWE-Pilotanlage am Standort Niederaußem (vgl. RWE 2011).

Abb. 1
CCS-Speicherungsprojekte



Quelle: Eigene Zusammenstellung anhand von Informationen des Scottish Center for Carbon Capture & Storage, <http://www.geos.ed.ac.uk/sccs/storage/storageSitesFree.html>. Die angebotene Karte erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Tab. 1
CCS: Technologischer Stand – von Erforschungsstadium zur Marktreife

CCS Komponente	CCS-Technologie	Erforschungsphase	Demonstrationsphase	Unter bestimmten Bedingungen wirtschaftlich	Marktreife	Kapazität global * (Gt CO ₂)	Kapazität Europa ** (Gt CO ₂)	Kapazität Deutschland *** (Gt CO ₂)
Abscheidung	Post-combustion			X		-	-	-
	Pre-combustion			X		-	-	-
	Oxyfuel combustion		X			-	-	-
	Industrial separation (natural gas processing, ammonia production)				X	-	-	-
Transport	Pipeline				X	-	-	-
	Schiff			X		-	-	-
Speicherung in geologischen Formationen	Eintrag von CO ₂ zur verbesserten Exploration von Erdöl (Enhanced Oil Recovery, EOR)				X	-	-	-
	Entleerte Gas- oder Erdölfelder			X		600–1 200	10–15	3
	Saline Aquifere			X		1 000–10 000	30–500	12–28
	Eintrag von CO ₂ in Kohleflöze		X			3–200	k.A.	0,4–1,7
Tiefseespeicherung	Direkte Einleitung in Tiefen ab 1 000m	X				vermutlich mehrere Tausend Gt CO ₂		
	»CO ₂ -See«-Bildung in Tiefen ab 3 000 m	X						

Ein Kreuz (X) kennzeichnet den Reifegrad der Technologie.

Quelle: IPCC (2007); * IEA (2008); ** McKinsey & Company Inc. (2007); *** Wietschel et al. (2010).

lagerstätten angesehen (vgl. IEA 2009; 2010). Darüber hinaus besteht die Möglichkeit ozeanischer Speicherung von CO₂, die allerdings im Vergleich zur geologischen Speicherung noch weit weniger gut erforscht ist (vgl. Tab. 1). Abbildung 1 gibt einen Überblick über CO₂-Speicherstätten, die derzeit bereits in Betrieb sind, Pilotprojekte sowie Projekte, die erst in Planung sind. Insgesamt sind dies weltweit über 120 Anlagen.

Die am besten erprobte Variante, die inzwischen die Marktreife erreicht hat, ist die sog. Enhanced Oil Recovery (EOR), bei der CO₂ in ein aktives Erdölfeld hineingepumpt wird, um den Förderdruck und somit die Ausbeute des Ölfeldes zu steigern. Eines der weltweit größten CCS-Projekte – jenes im kanadischen Weyburn mit einem Volumen von 1,0 Mill. t CO₂ pro Jahr – basiert auf diesem Prinzip. Hier wurde bereits seit den 1980er CO₂ zur Steigerung der Fördermenge eingesetzt. Seit dem Jahr 2000 werden hier auch gezielte geologische Untersuchungen zur langfristigen CO₂-Speicherung durchgeführt (Wietschel et al. 2010; E.ON 2009). Eine ebenfalls technisch schon weit fortgeschrittene Möglichkeit ist die Speicherung von CO₂ in salinen Aquiferen – sowohl onshore als auch offshore. Bei zwei der derzeit umfangreichsten Projekte – einem großangelegten Vorhaben am algerischen In-Salah-Erdgasfeld und dem Sleipner Projekt

in Norwegen – wird das CO₂ in saline Aquifere gepumpt. In Algerien geschieht dies onshore, im Norwegen liegt der CO₂-Speicher dagegen offshore unter dem Meer.³

Möglich ist auch eine CO₂-Speicherung im Ozean. Hier kann das CO₂ über eine Pipeline oder von einem Schiff aus ins Meereswasser in eine Tiefe von 1 000 m oder mehr geleitet werden, wonach es sich sukzessive auflöst. Wird das CO₂ alternativ in noch größere Tiefen (ab 3 000 m) geleitet, verzögert die im Vergleich zum umgebenden Meerwasser höhere Dichte des CO₂ dessen Auflösung im Wasser. So könnten alternativ »CO₂-Seen« in der Tiefsee zur Speicherung des CO₂ gebildet werden. Das Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC) schätzt, dass die potenzielle Tiefseespeicherkapazität bei mehreren Tausend Gigatonnen CO₂ liegen könnte. Insgesamt sind die Mechanismen der CO₂-Tiefseespeicherung aber derzeit noch zu wenig erforscht. Beispielsweise könnte es zu einer Veränderung des pH-Wertes (Versauerung des Meers) kommen, deren Folgen für die Meeresflora und -fauna nicht absehbar wären.

³ Im algerischen In Salah werden seit der Inbetriebnahme im Jahr 2004 1,2 Mill. t CO₂ pro Jahr in salinen Aquiferen gespeichert. Im 1996 begonnenen Sleipner Projekt in Norwegen sind es 1,0 Mill. t CO₂ pro Jahr, vgl. Wietschel et al. (2010).

Neben der Speicherung ist der Transport des CO₂ zum Speicherort ein wichtiger technischer Aspekt, da das CO₂ vielfach nicht in der Nähe geologisch geeigneter Speicherorte anfällt. Das CO₂ kann entweder via Pipeline oder aber per Schiff transportiert werden, allerdings erscheint eine Pipeline-Infrastruktur ähnlich wie bei Erdöl oder Erdgas – insbesondere bei größeren Mengen CO₂ – am besten geeignet (vgl. etwa Wietschel et al. 2010). Ein bewährtes Transporttechnologiekonzept steht prinzipiell zur Verfügung, da etwa in den USA bereits seit mehr als 30 Jahren über 30 Mill. Tonnen CO₂ in Pipelines transportiert wurden.

Ein wesentlicher Aspekt bei der Beurteilung der CCS-Technologie auf lange Sicht ist die Frage nach der potenziellen globalen Speicherkapazität. Da sich bei der Verbrennung fossiler Energieträger an jedes Kohlenstoffatom zwei Sauerstoffatome anlagern, vervielfacht sich gegenüber dem Brennstoffvolumen das zu speichernde CO₂-Volumen. Der rein durch die Förderung fossiler Energieträger frei werdende Platz reicht deshalb bei weitem nicht. So ergibt sich z.B. bei der Verbrennung von einem Kubikmeter Steinkohle ein Platzbedarf von 5,4 Kubikmetern für das freigesetzte CO₂ (bei der Verbrennung eines Kubikmeters Braunkohle aufgrund ihres geringeren energetischen Gehalts »nur« 1,4 Kubikmeter). Das Volumen, das durch den Abbau von Steinkohle im Untergrund entsteht, genügt nicht einmal für die Aufnahme eines Fünftels des bei ihrer Verbrennung freigesetzten CO₂ (vgl. etwa Sinn 2008).

Zu den weltweiten möglichen Kapazitäten ergibt sich eine große Bandbreite an Schätzungen, die je nach zugrunde gelegten Annahmen weit auseinander liegen. Die IEA geht davon aus, dass weltweit in leer geförderten Erdöl- und Erdgasfeldern zwischen 600 und 1 200 Gigatonnen CO₂ gespeichert werden könnten. Saline Aquifere könnten nach Einschätzung der IEA bis zu 10 000 Gigatonnen CO₂ fassen, bei der Tiefseespeicherung sieht die IEA, wie erwähnt, vermutlich Platz für mehrere Tausend Gigatonnen CO₂. Betrachtet man alleine Deutschland, geben Wietschel et al. (2010) als maximale statistische Reichweite der deutschen (Onshore-)Speicherkapazitäten die Dauer von etwa zwei Kraftwerksgenerationen, d.h. rund 80 Jahren an (vgl. Wietschel et al. 2010; Birnbaum et al. 2010). Die Bundesanstalt für Geowissenschaften schätzt für Deutschland die Speicherkapazitäten in salinen Aquiferen auf ca. 20 Mrd. Tonnen CO₂, in erschöpften Erdgaslager auf 2,75 Mrd. Tonnen CO₂ sowie in erschöpften Erdöllagerstätten auf 130 Mill. Tonnen CO₂. Insgesamt würde in Deutschland damit ein Speichervolumen von ca. 23 Mrd. Tonnen CO₂ zur Verfügung stehen. Die Bandbreite des geschätzten Potentials schwankt jedoch auch für Deutschland erheblich. So gibt es pessimistischere Einschätzungen, die nur von einem Lagerpotential um 5 Mrd. Tonnen CO₂ in Deutschland ausgehen (vgl. auch Herold und Hirschhausen 2010).

Nach den aktuellen Erfahrungen in Japan und einer derzeit möglich scheinenden Abkehr von der Atomenergie rückt die klimafreundliche Nutzung fossiler Energieträger über CCS wieder verstärkt in der politischen Debatte. Der breiten Einführung der CCS-Technologie stehen dabei aber noch bedeutende Herausforderungen gegenüber, die technologische, politische, regulative, aber auch Aspekte der Sicherheit umfassen. Vor dem Hintergrund der erneuten Debatte um die Sicherheit der Kernenergie soll an dieser Stelle allein der letzte aufgegriffen werden. Die bisherigen Erfahrungen bestätigen die sichere Umsetzbarkeit der CO₂-Speicherung und das vorhergesagte Verhalten des verpressten CO₂ (vgl. etwa IEA 2010). Allerdings sollte nicht vernachlässigt werden, dass CO₂ ein giftiges Gas ist, das ab einer Konzentration von 2% in der Atemluft für den Menschen gesundheitsschädlich und bei Konzentrationen von 7–10% bereits tödlich sein kann. Da sich reines CO₂ bei Austritt in die Atmosphäre zunächst gerade in Bodennähe ansammelt, stellen undichte CO₂-Speicher für die Umwelt eine ernstzunehmende Bedrohung dar. Das Langzeitverhalten der CO₂-Speicher und dabei insbesondere ihre Anfälligkeit für Naturkatastrophen sind bislang noch nicht hinreichend erforscht. In Japan sind derzeit insgesamt vier CCS-Projekte in Betrieb, von denen eines – eine Anlage der chemischen Industrie, die auch eine Pipeline zum Transport des CO₂ umfasst – unweit von Fukushima in einer Region liegt, die sehr schwer von dem jüngsten Erdbeben betroffen war. Auch wenn über die unmittelbaren Auswirkungen dieser Naturkatastrophe auf die Anlage und Speicherstätte bislang nichts bekannt ist, verdeutlicht das Beispiel doch, dass angesichts der Gefahren auch für diese Energietechnologie hohe Sicherheitsstandards gelten müssen, die ein spontanes oder allmähliches Austreten des gespeicherten CO₂ unter allen Umständen ausschließen. Die Frage der Beherrschbarkeit und Verantwortbarkeit der Technologie stellt sich damit auch im Fall von CCS.

Literatur

- Birnbaum, U., R. Bongartz, J. Linssen, P. Markewitz und S. Vögele (2010), *Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung fossil basierte Kraftwerkstechnologien, Wärmetransport, Brennstoffzellen*, Institut für Energieforschung, Systemforschung und Technologische Entwicklung IEF-STE, STE Research Report 01/2010, Jülich.
- E.ON (2009), »CO₂-Abtrennung und -Speicherung – CCS für den Weg in eine nachhaltige Energiezukunft«, http://www.eon.com/de/downloads/090921_CCS_Broschuere_DE.pdf.
- Herold, J. und C. v. Hirschhausen (2010), »Hohe Unsicherheiten bei der CO₂-Abscheidung: Eine Energiebrücke ins Nichts?«, *Wochenbericht* des DIW Berlin (36), 2–7.
- International Energy Agency (IEA) (2008), *Energy Technology Perspectives*, IEA, Paris.
- International Energy Agency (IEA) (2009), *Technology Roadmap – Carbon Capture Storage*, IEA, Paris.
- International Energy Agency (IEA) (2010), *Energy Technology Perspectives 2010 – Scenarios & Strategies to 2050*, IEA, Paris.
- IPCC (2007), »Climate Change 2007: Synthesis Report, Summary for Policymakers«, verfügbar online unter: http://www.ipcc.ch/pdf/assessmentreport/ar4/syr/ar4_syr_spm.pdf, aufgerufen am 3. Mai 2010.
- McKinsey & Company Inc. (2007), *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausmissionen in Deutschland*, Studie im Auftrag von BDI initiativ – Wirtschaft und Klimaschutz, McKinsey & Company Inc., Düsseldorf.

RWE (2011), »Clean Coal, CO₂-Wäsche«, <http://www.rwe.com/web/cms/de/2734/rwe/innovationen/stromerzeugung/cleancoal/co2-waesche/>

Sinn, H.-W. (2008), *Das grüne Paradoxon – Plädoyer für eine illusionsfreie Klimapolitik*, Econ-Verlag, Berlin.

Vattenfall (2011), http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228407klima/228587co2-f/1434925unter/index.jsp.

Wietschel, M., M. Arens, C. Dötsch, S. Herkel, W. Krewitt, P. Markewitz, D. Möst und M. Scheufen (2010), *Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung – Technologiebericht*, ISI-Schriftenreihe »Innovationspotentiale«, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Stuttgart.