

TA-PROJEKTE

Kritische Abschätzung der CO₂-Lagerkapazitäten in Deutschland

Ein Beitrag für den öffentlichen Diskurs um CCS als Klimaschutzoption

von Samuel Höller und Peter Viebahn,
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

In der kürzlich veröffentlichten „RECCS-plus-Studie“ wurde die im Jahr 2007 erstmals erfolgte integrative Bewertung von CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) für Deutschland aktualisiert. Neben der vergleichenden Bewertung von CCS und erneuerbaren Energien wurde auf der Basis einer umfassenden Literaturanalyse eine kritische Bewertung des Potenzials für CO₂-Lagerstätten im Untergrund vorgelegt. Die abgeschätzte untere Grenze von 5 Mrd. t CO₂ entspricht einer Einlagerung der Emissionen aus allen großen Punktquellen kalkulatorisch von etwa zwölf Jahren. Aufgrund der in die Abschätzung eingehenden vielfältigen Annahmen bestehen nach wie vor große Unsicherheiten. Dennoch zeigt sich, dass die bisher vorliegenden Abschätzungen in der Tendenz weit überhöht zu sein scheinen. Vor diesem Hintergrund ist die Schätzung einer unteren Grenze sinnvoll, um Industrie und Politik perspektivische Möglichkeiten für eine langfristig aufzubauende Infrastruktur aufzuzeigen.

1 Hintergrund

Mit der RECCS-Studie wurde Anfang 2007 für Deutschland die weltweit erste umfassende, integrierte Bewertung der CCS-Technologie (CO₂-Abtrennung und Lagerung) im Vergleich mit erneuerbaren Energien vorgelegt (Viebahn et al. 2007). In der kürzlich veröffentlichten RECCS-plus-Studie wurde dieser Vergleich aktualisiert und erweitert (Viebahn et al. 2010). Als Resümee wurden sechs Aspekte hervorgehoben, die als Bestimmungsfaktoren für eine mögliche Einführung von CCS in Deutschland angesehen werden. Neben dem Zeitpunkt der großtechnischen Ver-

fügbarekeit der gesamten Technologiekette, dem kraftwerksseitig zur Verfügung stehenden Potenzial an abgeschiedenem CO₂, den Kosten von CCS im Vergleich zu erneuerbaren Energien, der Umweltverträglichkeit von CCS und den rechtlichen Voraussetzungen ist insbesondere das Potenzial an möglichen CO₂-Lagerstätten der bisher unsicherste Aspekt in der gesamten Bewertung. Gerade der letzte Schritt in der CCS-Kette ist jedoch essenziell, um Industrie und Politik perspektivische Möglichkeiten für eine langfristig aufzubauende Infrastruktur aufzeigen zu können.

2 Zielsetzung und methodisches Vorgehen

Ein Schwerpunkt der vorgelegten Studie war daher die Betrachtung der Lagerkapazitäten, die für CO₂ aus Deutschland in Frage kommen könnten. Zielsetzung der Analyse war es, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder

- bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und
- eine vorsichtige, konservative Abschätzung für die effektive Kapazität im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen.

Voraussetzung für die Ablagerung von CO₂ im Untergrund sind Strukturen mit einem geeigneten Porenanteil und einer guten Durchlässigkeit, damit das Gas injiziert werden und sich im Untergrund ausbreiten kann. Diese Voraussetzungen sind in Deutschland in tiefen salzhaltigen Grundwasserleitern (salinen Aquiferen) und in ausgeförderten Erdgasfeldern erfüllt, die Sandsteinschichten in einer Tiefe von 800 bis 2.500 m aufweisen und sich überwiegend auf die Norddeutsche Tiefebene und die Nordsee beschränken. Diese Ablagerungsschichten müssen nach oben zur Erdoberfläche mit einer undurchlässigen Deckschicht abgeschlossen sein, damit das Gas in den geologischen Formationen verbleibt. Aus Sicherheitsgründen wird die Ablagerung auf sog. geologische Fallen beschränkt (May et al. 2005). Fallen sind unterirdische Strukturen, die einem umgedrehten Eimer ähneln. Das injizierte CO₂ verbleibt in den ersten Jahrzehnten im flüssigen Zustand und sammelt sich als Phase in der

Struktur unter der Deckschicht an. Erst langfristig löst sich das Treibhausgas im Porenwasser und kann bei Sättigung mineralisch ausfällen.

Bei der Berechnung des Ablagerungspotenzials wird methodisch zwischen einem „top-down“- und einem „bottom-up“-Ansatz unterschieden. Beim „top-down“-Ansatz (oder auch „volumetrischen Konzept“) wird von einem Gesamtvolumen der Ablagerungsstätten ausgegangen, das nach verschiedenen Kriterien wie ausreichendem Porengehalt, Dichte von CO₂, Anteil an Fallenstrukturen u. a. eingeschränkt wird. Diese Daten werden aus Punktmessungen gewonnen bzw. abgeschätzt und auf das gesamte Gebiet verallgemeinert. Das so ermittelte „theoretische Potenzial“ wird durch Anwendung eines Effizienzfaktors, der die mögliche Wasserverdrängung und Kompressibilität des Gesteins berücksichtigt, zu einem „effektiven Potenzial“ verringert. Bei der „bottom-up“-Methode werden einzelne Strukturen detailliert betrachtet und deren Kapazitäten zu einem gesamten Ablagerungspotenzial aufaddiert. Während für Aquifere aufgrund mangelnder Daten meist das (relativ unsichere) volumetrische Konzept genutzt wird, werden Kohlenwasserstofffelder in der Regel mittels des „bottom-up“-Ansatzes betrachtet. Das folgende Kapitel gibt die Ergebnisse für die betrachteten salinen Aquifere (onshore und offshore) und Erdgasfelder wieder.

3 Abschätzung der Ablagerungskapazitäten in Deutschland

3.1 Aquifere onshore

Zur Abschätzung der Lagerungskapazitäten in Aquiferen unter deutschem Festland wurden vier existierende Studien vergleichend analysiert, die alle den top-down-Ansatz verfolgen (s. Tab. 1). Die in die jeweilige Berechnung eingehenden Werte für den Anteil der Poren und Fallen im Untergrund variieren nicht besonders stark. Für die ebenfalls notwendige CO₂-Dichte werden Werte zwischen 600 und 700 kg/m³ verwendet, was jedoch nur Schwankungen zwischen 14 und 17 % verursacht. Essenziell ist dagegen der Effizienzfaktor, der sich je nach Studie zwischen 0,01 und 40 % bewegt und somit die Resultate um den Faktor 400 beeinflusst.

Die Variation dieses Faktors ist primär auf folgende Annahme zurückzuführen: Befindet sich die Struktur, in die das CO₂ eingelagert wird, in einem offenen System, ist also verbunden mit einem großen Aquifer, oder ist das System geschlossen? Vor allem van der Meer und Egberts (2008) nehmen an, dass jeder Aquifer als geschlossenes System zu betrachten ist und das Formationswasser durch das einströmende CO₂ deshalb nicht aus dem System herausgedrängt werden kann. Da die salinen Aquifere salzwassergesättigte Sandsteinschichten sind, kann demnach nur durch Kompression der vorhandenen Substanzen (Wasser und Gestein) und durch erhöhten Druck im System Platz für CO₂ geschaffen werden.

Dies ist jedoch nur bis zu einem bestimmten Druckanstieg möglich – darüber hinaus besteht die Gefahr, dass z. B. die Deckschicht beschädigt und das CO₂ wieder freigesetzt wird. Der Effizienzfaktor für geschlossene Systeme setzt sich daher aus diesen beiden Komponenten zusammen und ergibt Werte im Bereich von 0,01 bis 1 %, bezogen auf den gesamten betroffenen Aquifer (s. auch Ehlig-Economides und Economides 2010). Von anderen Autoren angenommene, höhere Werte von bis zu 40 % ergeben sich im Allgemeinen daraus, dass von offenen Systemen ausgegangen wird, so dass ein großer Anteil des Porenwassers aus der Fallenstruktur in den angrenzenden Aquifer verdrängt werden kann.

In der RECCS-plus-Studie wird dem ersten, konservativen Ansatz gefolgt, da genaue Erkenntnisse über die Art der Systeme fehlen und aus Sicherheitsgründen die Verdrängung von Wasser aus einer Struktur verhindert werden sollte. Verwendet wird im Basisfall ein Effizienzfaktor von 0,1 % mit einer Schwankungsbreite zwischen 0,045 und 1 %. Diese Effizienzfaktoren wurden aus Kompressibilitätswerten und maximal möglichen Druckanstiegen im Untergrund berechnet (Dose 2008; Ehlig-Economides und Economides 2010; van der Meer 2009; Zhou et al. 2008). Im Basisfall werden eine Gesamtkompressibilität von 10⁻³/MPa und ein Druckanstieg von 10 MPa veranschlagt, wie es von diesen Autoren als realistisch angesehen wird.

Zur Berechnung der gesamten Kapazität werden weiterhin eine durchschnittliche Porosi-

tät von 20 % und eine CO₂-Dichte von 600 kg/m³ angenommen. Für das Basisvolumen wird von 140.000 km² deutscher Aquiferfläche mit einer durchschnittlichen Mächtigkeit von 50 m ausgegangen, angelehnt an Berechnungen von May et al. (2005). Die Auswahl dieser Werte liefert eine CO₂-Lagerungskapazität in onshore Aquiferen von 0,840 Mrd. t CO₂ im Basisfall und 0,378 Mrd. t bzw. 8,4 Mrd. t in den Sensitivitätsanalysen.

3.2 Aquifere offshore

Die erste detaillierte Abschätzung der Ablagerungskapazität der deutschen Nordsee wurde im GeoCapacity-Bericht (Vangkilde-Pedersen et al. 2009b) veröffentlicht, in dem die Autoren nach dem bottom-up-Verfahren vorgehen und geeignete Aquiferstrukturen identifizieren. Da die dort vorgenommene konservative Abschätzung hinsichtlich der in der RECCS-plus Studie angelegten Kriterien realistisch erscheint, wurde darauf verzichtet, eine eigene Abschätzung vorzunehmen. Stattdessen wurde die dort abgeschätzte Kapazität von 2,9 Mrd. t CO₂ (Spannbreite von 1,88 bis 4,5 Mrd. t CO₂) als konservativ übernommen.

3.3 Erdgasfelder

In Aquiferen war der essenzielle Unterschied zwischen den Abschätzungen der Effizienzfaktor. Auch bei Erdgasfeldern sollte im Sinne einer konservativen Abschätzung die Effizienz berücksichtigt werden, die sich hier jedoch darüber definiert, wie viel des geförderten Erdgases durch CO₂ ersetzt werden kann. Vorliegende Ka-

pazitätsberechnungen für Deutschland (Tab. 1) gehen von einem hundertprozentigen Austausch aus. Mehrere Autoren (u. a. Holloway et al. 2006; IEAGHG 2009) sehen diese Annahme jedoch als zu optimistisch an und argumentieren, dass eher Werte von 65 %, 75 % oder 90 % zutreffend seien. Deshalb wurde für die eigene konservative Abschätzung als Basiswert ein Effizienzfaktor von 75 % verwendet und für die obere Variante auf 90 % erhöht. Gegenüber vorliegenden Abschätzungen (2,2–2,8 Mrd. t CO₂) reduziert sich die Ablagerungskapazität der eigenen Abschätzung damit auf 1,62 Mrd. (Effizienz 75 %) bzw. 1,94 Mrd. t CO₂ (Effizienz 90 %).

3.4 Gesamtkapazität für Deutschland

Zusammengefasst summiert sich die konservative Basisabschätzung auf eine Ablagerungskapazität von etwa 5 Mrd. t CO₂ (s. Tab. 1 und Abb. 1). Die beschriebenen Varianten ergeben rund 4 bzw. 15 Mrd. t CO₂. Die Basisabschätzung stellt eine wesentlich geringere Kapazität im Vergleich zu früheren Studien dar, die zwischen 17 und 44 Mrd. t CO₂ ermittelt haben. Der Grund ist, wie oben beschrieben, insbesondere die Annahme über offene oder geschlossene Systeme und damit einen entsprechenden Effizienzfaktor bei den Aquiferen.

Geht man davon aus, dass alle Emissionen aus großen deutschen Punktquellen (>1 Mio. t CO₂/a aus Kraftwerken und Industrie) abgetrennt und gelagert werden sollen, würde die Basiskapazität von 5 Mrd. t CO₂ kalkulatorisch für etwa 12 Jahre reichen (bei CO₂-Emissionen von 388 Mio. t CO₂ im Jahr 2007, einem Energiemehraufwand

Tab. 1: CO₂-Ablagerungskapazitäten für Deutschland in verschiedenen Formationen (in Gt CO₂)

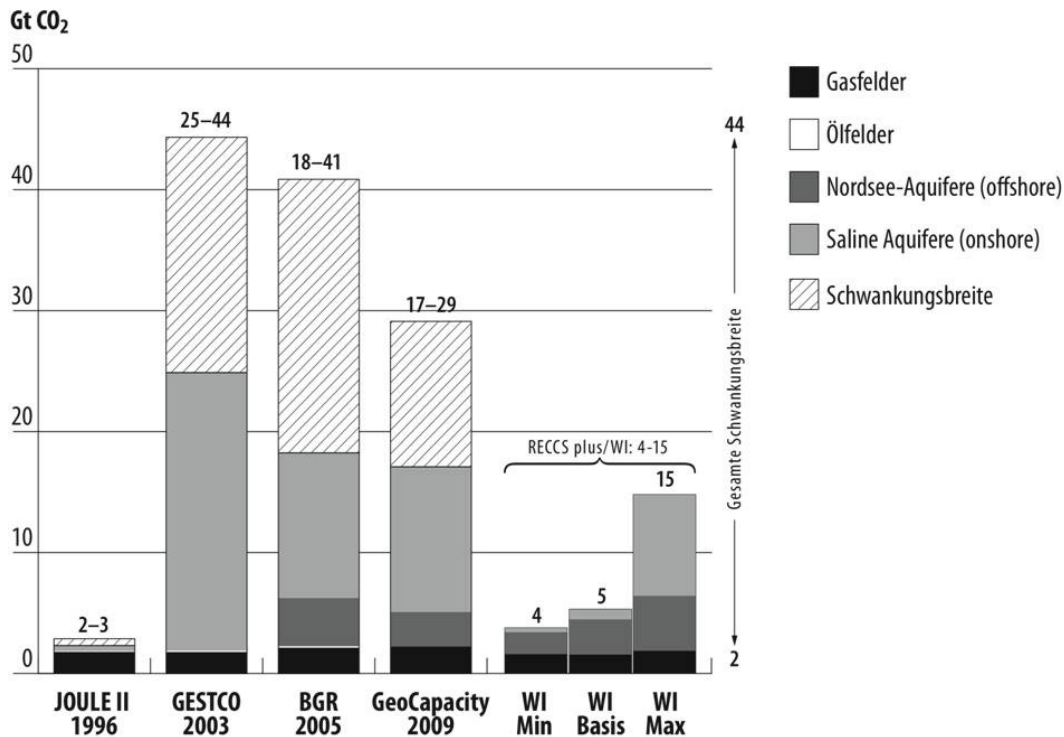
Formation	JOULE II	GESTCO	BGR	GeoCapacity	Eigene Abschätzung	
	1996	2004	2005	2009	Basiswert	Varianten
Saline Aquifere onshore	0,47	23–42	12–28	12	0,84	0,38 / 8,40
Nordsee Aquifere	?	?	4–10	2,9	2,90	1,88 / 4,50
Gasfelder	2,34	2,23	2,75	2,81	1,62	1,62 / 1,94
Ölfelder	0,06	0,10	0,11	marginal	vernachlässigbar	
Gesamt	≈ 3	25–44	19–41	≈ 17	≈ 5	≈ 4 / ≈ 15

* Eigene Abschätzung: Onshore Aquifere: Effizienzfaktor bezogen auf das Aquifervolumen 0,1 % (Basiswert), 0,045 und 1 % (Varianten); Nordsee Aquifere: Ergebnisse aus GeoCapacity übernommen

JOULE II: van der Straaten et al. 1996; GESTCO: Christensen und Holloway 2004; BGR: Gerling 2008; May 2009; May et al. 2005; GeoCapacity [konservativ]: (Vangkilde-Pedersen et al. 2009a)

Quelle: Eigene Darstellung (nach Viebahn et al. 2010)

Abb. 1: Schätzungen für CO₂-Ablagerungskapazitäten in Deutschland



Quelle: Eigene Darstellung (Viebahn et al. 2010)

für die CCS-Technologiekette von etwa 30 % und einer CO₂-Abscheiderate von 90 % müssten jährlich 454 Mio. t CO₂ endgelagert werden). Geht man von einem „realistischen“ Szenario aus, das in der RECCS-plus-Studie gerechnet wurde, so ergeben sich für den Kraftwerkssektor (ohne Industrie) bis zum Jahr 2050 in der Summe 1,2 Mrd. t abgetrenntes CO₂, das auch im Falle der unteren, konservativen Kapazitätsabschätzung (4 Mrd. t CO₂) ausreichend verbraucht werden könnte. Berücksichtigt werden muss generell jedoch, dass alle vorgelegten Kapazitätsabschätzungen das „effektive“ Potenzial betrachten – dieses könnte sich aufgrund von Akzeptanzproblemen, einem „source-sink-matching“ von CO₂-Quellen und Senken oder auch aufgrund politischer Festlegungen weiter reduzieren (und wird dann als „passende“ Kapazität bezeichnet).

4 Ausblick Europa

Da alle betrachteten Abschätzungen große Unsicherheiten aufweisen und auch nur die „effek-

tive“, nicht die „passende“ Kapazität darstellen, könnte sich die Notwendigkeit ergeben, deutsches CO₂ zukünftig zu exportieren. Die Rechtsgrundlage hierfür wurde durch die CCS-Richtlinie der EU geschaffen. In der RECCS-plus-Studie wurden daher auch vorliegende Studien für die für Deutschland in Frage kommenden möglichen „CO₂-Importländer“ analysiert. Im Gegensatz zu Deutschland wurden hier keine eigene Analyse durchgeführt, sondern die konservativen Szenarien der jeweiligen Studien übernommen.

Danach ergibt sich in den Niederlanden, Frankreich, Dänemark, dem Vereinigten Königreich, Norwegen und Polen eine effektive Ablagerungskapazität von 44 Mrd. t CO₂ (s. Tab. 2). Den mit 48 % größten Anteil weist Norwegen mit 21 Mrd. t CO₂ auf, gefolgt vom Vereinigten Königreich mit 15 Mrd. t CO₂ (34 %). In beiden Ländern sind diese Kapazitäten ausschließlich in der Nordsee zu finden. Die anderen betrachteten Länder haben nur geringe Potenziale zur Verfügung. Die so ermittelten konservativen Potenziale würden ausreichen, die kumulierten CO₂-Emissionen der nächsten 40 Jahre aus allen großen

Tab. 2: Übersicht der konservativen Kapazitätsabschätzungen zur CO₂-Ablagerung anderer EU-Staaten im Vergleich mit den Emissionen aus großen Punktquellen

	Einheit	Niederlande	Frankreich	Dänemark	UK ^b	Norwegen ^b	Polen	Summe		
								Ausland	Deutschland	Gesamt
Emissionen ^a	Mt/a	92	131	28	258	28	188	725	465	1.190
Emissionen in 40 Jahren	Gt	3,7	5,2	1,1	10,3	1,1	7,5	28,9	18,6	47,6
Konservative Ablagerungskapazität	Gt	3	1	1	15	21	3	44	5	49
Rest	Gt	-0,7	-4,2	-0,1	4,7	19,9	-4,5	15,1	-13,6	1,4

a = Emissionen aus großen Punktquellen von Kraftwerken und Industrie (>0,1 Mt CO₂/a)

b = nur offshore

Quelle: Eigene Darstellung (Viebahn et al. 2010)

Punktquellen der analysierten Länder (47,6 Mrd. t CO₂) ablagern zu können. Die Mengenunterschiede zwischen Quellen und Senken zeigen jedoch, dass hierfür eine umfangreiche Transport-Infrastruktur aufgebaut werden müsste.

5 Schlussfolgerungen und Forschungsbedarf

Die vorgestellten Ergebnisse geben eine erste Größenordnung der potenziellen Lagerstätten für CO₂ aus Deutschland an. Allerdings sind diese aufgrund der sehr allgemeinen Annahmen mit großen Unsicherheiten behaftet. Das von der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe zurzeit in Entwicklung befindliche „Speicherkataster“ ist ein erster Schritt in Richtung größerer Genauigkeit. Allerdings muss für eine wirklich verlässliche Aussage jede potenzielle Ablagerungsstätte einzeln geologisch analysiert und getestet werden.

Andererseits hat die integrative Bewertung innerhalb der RECCS-plus-Studie gezeigt, dass CCS im Kraftwerkssektor für Deutschland zum Erreichen der Klimaziele nicht unbedingt benötigt wird und – durch die aus ökonomischen und verfahrenstechnischen Gründen notwendige Kopplung an Grundlastkraftwerke – in einen Konflikt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien gelangen könnte. Dagegen könnte die Anwendung von CCS in großen Industrieanlagen zur Abtrennung prozessbedingter Emissio-

nen ein weit wichtigeres Feld darstellen, da dort viele Prozesse nicht wie im Stromsektor auf erneuerbare Energien umgestellt werden können. Auch die Energieerzeugung durch Biomasse mit nachgeschalteter CO₂-Abtrennung wäre denkbar, um langfristig das Treibhausgas der Atmosphäre zu entziehen („negative Emissionen“). Da die Anwendung und das Potenzial von CCS in diesen Bereichen noch erforscht werden müssen, die Lagerungskapazität jedoch beschränkt ist, bedarf es einer Diskussion, potenzielle Lagerstätten für möglicherweise wirklich relevante Anwendungen vorzuhalten und nicht kurzfristig mit CO₂ aus Kraftwerken zu verfüllen.

Ein häufiges Argument der Industrievertreter und Wirtschaftspolitiker lautet, dass die CCS-Technologie einen großen Exportmarkt erschließen würde. Dabei wird angenommen, dass aufstrebende Nationen wie China oder Indien, die massiv auf den Ausbau der Kohleenergie setzen, signifikante CO₂-Reduktion eben nur mit dieser Technologie bewerkstelligen können. Ob CCS in China, Indien und Südafrika tatsächlich relevant werden könnte und wie das Ablagerungspotenzial dieser Länder bewertet werden muss, ist Inhalt eines weiteren Forschungsprojekts des Wuppertal Instituts (WI 2010).

Literatur

Christensen, N.P.; Holloway, S., 2004: GESTCO – Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel (Summary Report). Brüssel

Dose, T., 2008: A Consistent Approach to CO₂ Storage Capacity Estimation for Deep Saline Formations. In: DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagungsbericht 1/7 (2008), S. 1–11

Ehlig-Economides, C.; Economides, M.J., 2010: Sequestering Carbon Dioxide in a Closed Underground Volume. In: Journal of Petroleum Science and Engineering 70/1–2 (2010), S. 123–130. doi: 10.1016/j.petrol.2009.11.002

Gerling, J.P., 2008: Geologische CO₂-Speicherung als Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung. Bergbau 10 (2008), S. 472–475

Holloway, S.; Vincent, C.; Bentham, M.; Kirk, K., 2006: Top-down and Bottom-up Estimates of CO₂ Storage Capacity in the UK Sector of the Southern North Sea Basin. In: Environmental Geosciences 13/2 (2006), S. 71–84; doi: 10.1306/eg.11080505015

IEAGHG – IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2009: CO₂ Storage in Depleted Gas Fields. Technical study Nr. 2009/01

May, F., 2009: Aquifer Storage: An Option for Emission Reduction in Germany. Hannover BGR

May, F.; Müller, C.; Bernstone, C., 2005: How Much CO₂ Can be Stored in Deep Saline Aquifers in Germany? In: VGB PowerTech 85/6 (2005), S. 32–37

van der Meer, L.G.H., 2009: TNO – National Geological Survey of the Netherlands

van der Meer, L.G.H.; Egberts, P., 2008: A General Method for Calculating Subsurface CO₂ Storage Capacity. Paper for presentation at the 2008 Offshore Technology Conference in Houston, Texas, U.S.A., OTC 19309

van der Straaten, R.; Elewaut, E.; Koelewijn, D. et al., 1996: Inventory of the CO₂ Storage Capacity of the European Union and Norway. In Final report of the Joule II project No. CT92-0031: The Underground Disposal of Carbon Dioxide. Nottingham

Vangkilde-Pedersen, T.; Neele, F.; Wojcicki, A. et al., 2009a: GeoCapacity (Endbericht Nr. D 42). Denmark
Vangkilde-Pedersen, T.; Neele, F.; Wojcicki, A. et al., 2009b: Storage Capacity (Technical Report D16 WP2 Nr. SES6-518318). EU GeoCapacity. GEUS

Viebahn, P.; Fishedick, M.; Nitsch, J., 2007: CO₂-Abtrennung und Speicherung in Deutschland. Kosten, Ökobilanzen und Szenarien im Rahmen einer integrativen Bewertung. In: Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 16/3 (2007). Karlsruhe, S. 70–77

Viebahn, P.; Dietrich, L.; Esken, A. et al., 2010: RECCS plus – Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz. Wuppertal

WI – Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, 2010: CCS global – die globalen Perspektiven von Carbon Capture and Storage Technologies (CCS) in Schwellenländern. Forschungsvorhaben im Auftrag des BMU; http://www.wupperinst.org/de/projekte/proj/index.html?projekt_id=292&bid=136

Zhou, Q.; Birkholzer, J.T.; Tsang, C.; Rutqvist, J., 2008: A Method for Quick Assessment of CO₂ Storage Capacity in Closed and Semi-closed Saline Formations. In: International Journal of Greenhouse Gas Control 2/4 (2008), S. 626–639

Kontakt

Dr. Peter Viebahn
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Postfach 10 04 80, 42004 Wuppertal
Tel.: +49 (0) 2 02 / 24 92 - 3 06
Fax: +49 (0) 2 02 / 24 92 - 1 98
E-Mail: Peter.Viebahn@wupperinst.org
Internet: <http://www.wupperinst.org/CCS/>

« »