

Dr.habil. Ralf E. Krupp  
Flachsfeld 5  
31303 Burgdorf

---

# **Geologische Kurzstudie zu den Bedingungen und möglichen Auswirkungen der dauerhaften Lagerung von CO<sub>2</sub> im Untergrund**

**Auftraggeber:  
Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND)  
Am Köllnischen Park 1  
D-10179 Berlin**

**Veröffentlicht am 18.11.2010**



**Dr.habil. Ralf E. Krupp**

# Inhalt

<b>Auftrag und Vorgehensweise .....</b>	<b>4</b>
<b>Einführung .....</b>	<b>4</b>
<b>Abscheidungs-Techniken .....</b>	<b>7</b>
<b>Konventionelle Kraftwerke .....</b>	<b>7</b>
<b>Post-Combustion .....</b>	<b>8</b>
<b>Pre-Combustion .....</b>	<b>9</b>
<b>Oxyfuel .....</b>	<b>10</b>
<b>Abgaströme im Vergleich .....</b>	<b>12</b>
<b>CO<sub>2</sub>-Transport .....</b>	<b>14</b>
<b>Great Plains Synfuels Plant .....</b>	<b>15</b>
<b>Injektion .....</b>	<b>16</b>
<b>Typen geologischer CO<sub>2</sub>-Speicher, mit Beispielen .....</b>	<b>21</b>
<b>Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten .....</b>	<b>22</b>
<b>In Salah, Algerische Sahara .....</b>	<b>23</b>
<b>Altmark .....</b>	<b>26</b>
<b>Saline Aquifere .....</b>	<b>27</b>
<b>Sleipner, Norwegische Nordsee .....</b>	<b>28</b>
<b>Saline Aquifere in Deutschland .....</b>	<b>32</b>
<b>Schweinrich (Landkreis Ostprignitz-Ruppin) .....</b>	<b>36</b>
<b>Ketzin (Havelland) .....</b>	<b>37</b>
<b>Neutrebbin und Birkholz-Beeskow (Oderbruch) ..</b>	<b>38</b>
<b>Schleswig-Holstein .....</b>	<b>41</b>
<b>CO<sub>2</sub> Injektion in Kohleflöze .....</b>	<b>42</b>

<b>Physikalisch-chemische Prozesse im Speichergestein .....</b>	<b>43</b>
Physikalische Auflösung des CO <sub>2</sub> in Formationswasser .....	43
Säure-Base-Gleichgewichte .....	45
Mineralreaktionen .....	46
<b>Speicherkapazitäten .....</b>	<b>49</b>
<b>Mögliche Risiken infolge der Anwendung von CCS .....</b>	<b>52</b>
Gefahren durch CO <sub>2</sub> Austritte .....	52
Gefahren durch seismische Ereignisse .....	54
Gefahren für das Trinkwasser .....	56
Weitere Nutzungskonflikte .....	59
<b>Dichtheitsnachweise für den Speicher, Monitoring .....</b>	<b>67</b>
Dichtheitsnachweis vor Genehmigung .....	67
Verifizierung während der Betriebsphase .....	69
Monitoring während der Betriebs- und Nachbetriebsphase .....	70
<b>Technikfolgen, Kollateralschäden, Umweltverträglichkeit .....</b>	<b>71</b>
Zusätzlicher Energieverbrauch und die Folgen .....	71
<b>Thesen und Schlussfolgerungen .....</b>	<b>75</b>
<b>Bibliographie und Internet-Quellen .....</b>	<b>79</b>

## Auftrag und Vorgehensweise

Am 16.07.2010 erteilte der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND) dem Verfasser den Auftrag für eine Kurzstudie. Inhalt der Studie soll die fundierte Darstellung, Analyse und fachliche Bewertung der Technologie zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (Carbon Capture and Storage; CCS) in Hinblick auf die dauerhafte Lagerung von CO<sub>2</sub> und die möglichen Auswirkungen sein. Mögliche Risiken, Technikfolgen und Kollateralschäden, Nutzungskonflikte sowie die Umweltverträglichkeit sollen zentrale Prüfkriterien sein. Die übergeordnete Fragestellung ist, ob eine dauerhaft sichere Speicherung von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen gewährleistet werden kann?

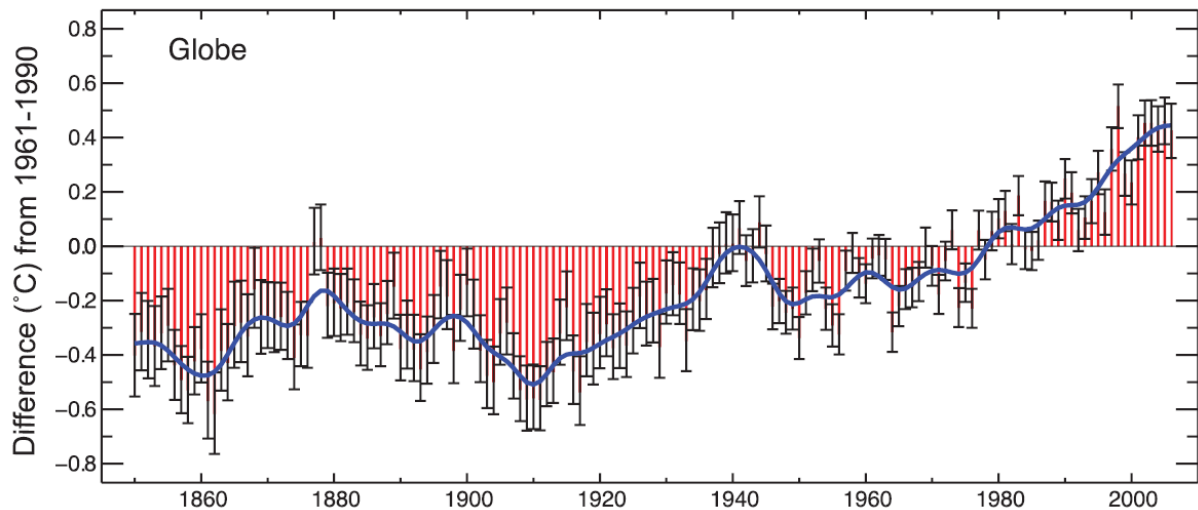
Aufgrund des Auftrags und der verfügbaren Bearbeitungszeit waren eigene Untersuchungen auf Grundlage von Primärdaten nicht zu leisten. Die gewünschte kritische Durchleuchtung der CCS Konzepte erfolgte auf Grundlage öffentlich zugänglicher Informationen beginnt mit einer Darstellung und Kommentierung der unterschiedlichen Abscheidungs-Verfahren. Es folgt eine kurze Darstellung des CO<sub>2</sub> Transports, gefolgt von einer ausführlichen Diskussion der Injektion und ihrer Grundlagen. Daran schließt sich eine ausführliche Darstellung der geologischen Speicheroptionen an, die durch ausgewählte Fallbeispiele illustriert wird. Der Schwerpunkt liegt auf salinen Aquiferen, wobei den deutschen Projekten ein eigenes Unterkapitel gewidmet ist. Das nachfolgende Kapitel geht auf die physikalisch-chemischen Vorgänge im Speicherkomplex ein. Auf der Grundlage dieser Darstellungen erfolgt eine Analyse der Speicherkapazitäten, mit Schwerpunkt auf den deutschen Verhältnissen. Die letzten 3 Kapitel beleuchten dann die möglichen Risiken von CCS, beschäftigen sich mit der grundsätzlichen Problematik eines Sicherheitsnachweises und beleuchten schließlich zahlreiche Folgewirkungen und Kollateralschäden einer breiten Anwendung von CCS.

## Einführung

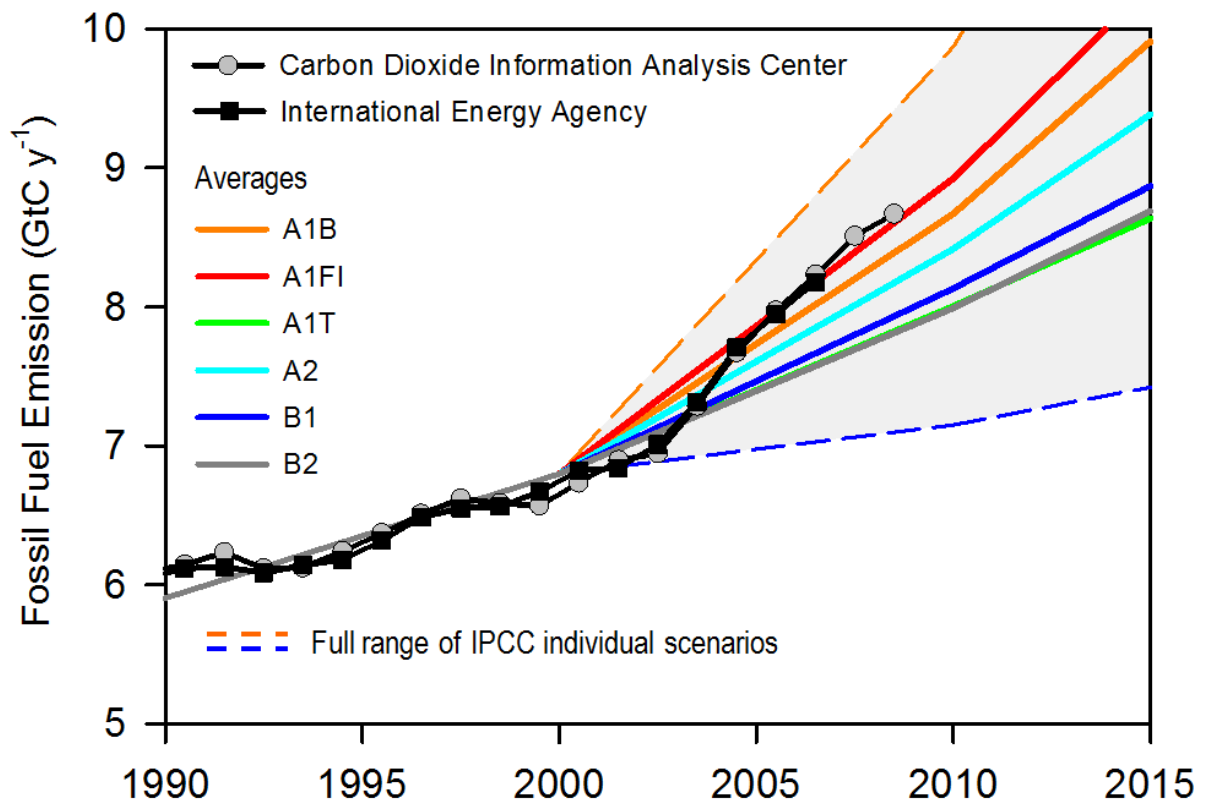
Der Anstieg der atmosphärischen (besser: troposphärischen) CO<sub>2</sub>-Konzentration von ca. 280 ppm in der vorindustriellen Ära auf 390 ppm heute (NOAA (2010), derzeit mit einer Steigerungsrate von 2 ppm pro Jahr, ist menschengemacht (IPCC, 2007). Heute (2008) werden durch den Menschen jährlich 31,9 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> (8,7 Petagramm C) emittiert, wobei Deutschland 2008 den 6. Rang unter den CO<sub>2</sub>-Emittenten einnahm (GCP, 2010).

Von den anthropogenen Emissionen werden ca. 45% in den Ozeanen gelöst, während die andere Hälfte in der Atmosphäre zurückbleibt und den Treibhauseffekt verstärkt, zumindest für den Rest dieses Jahrhunderts, oder auch länger. Der globale Temperaturanstieg ist mittlerweile durch Messungen und beobachtbare Folgeerscheinungen nicht mehr zu leugnen (Abbildung 1). Nach jüngeren Untersuchungen (GCP, 2010) entwickeln sich die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger entlang den oberen Prognosen des IPCC (2000). Siehe Abbildung 2.

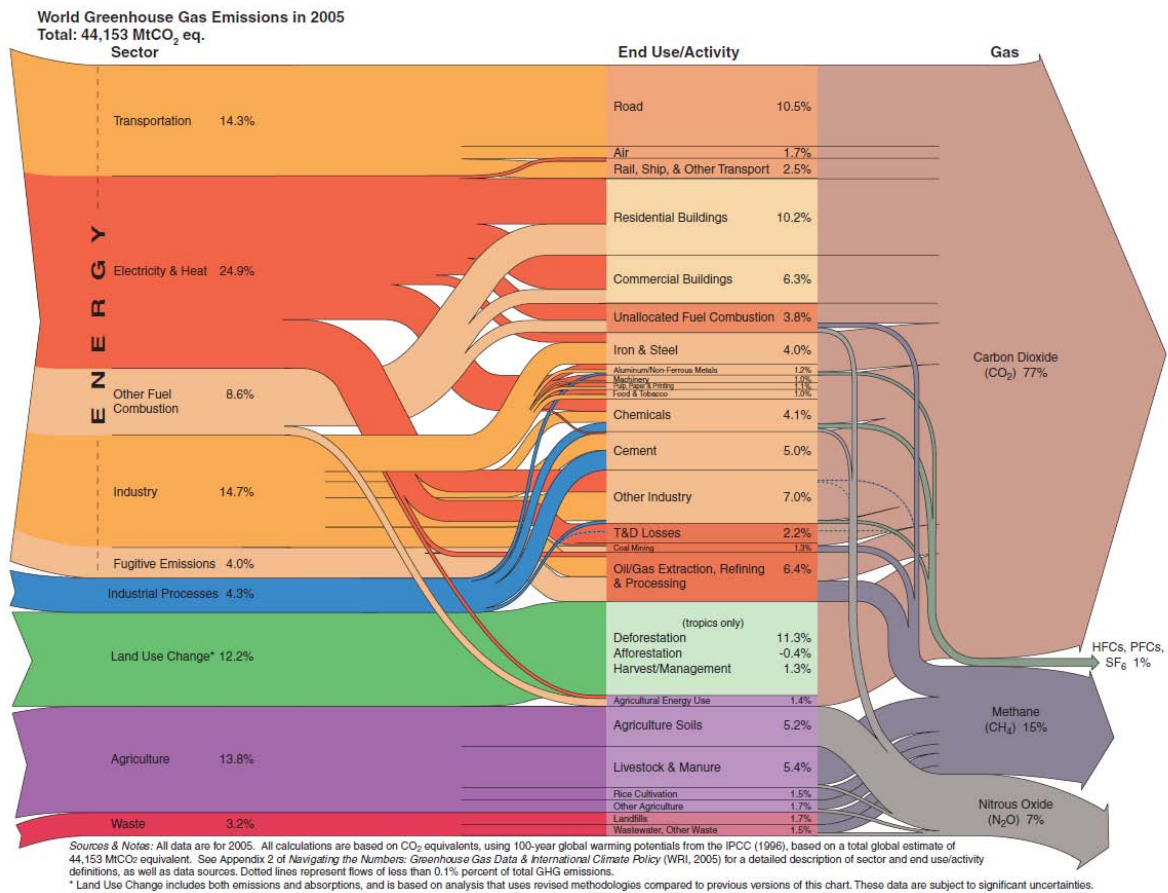
Es besteht weitgehend Konsens darüber, dass die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2050 weltweit um mindestens 80 Prozent, in den Industrieländern sogar 80 bis 95 %, unter das Niveau des Bezugsjahres 1990 gesenkt werden müssen um den Temperaturanstieg auf maximal 2 Grad Celsius zu begrenzen und den Klimawandel (für den Menschen) erträglich zu halten.



**Abbildung 1** – Globale Temperaturabweichungen für den Zeitraum 1850 bis 2006. (Bezugswert ist der Temperatur-Mittelwert zwischen 1961 und 1990.) Quelle: IPCC (2007)



**Abbildung 2** – Entwicklung der vom IPCC (2000) für verschiedene Szenarien prognostizierten C-Emissionen (farbig) und den realen C-Emissionen (Symbole) aus der Verbrennung von fossilen Energieträgern. Quelle: GCP (2010)



**Abbildung 3** – Anteile der verschiedenen Treibhausgas-Emittenten an den weltweiten Emissionen im Jahr 2005. Quelle: WRI (2010)

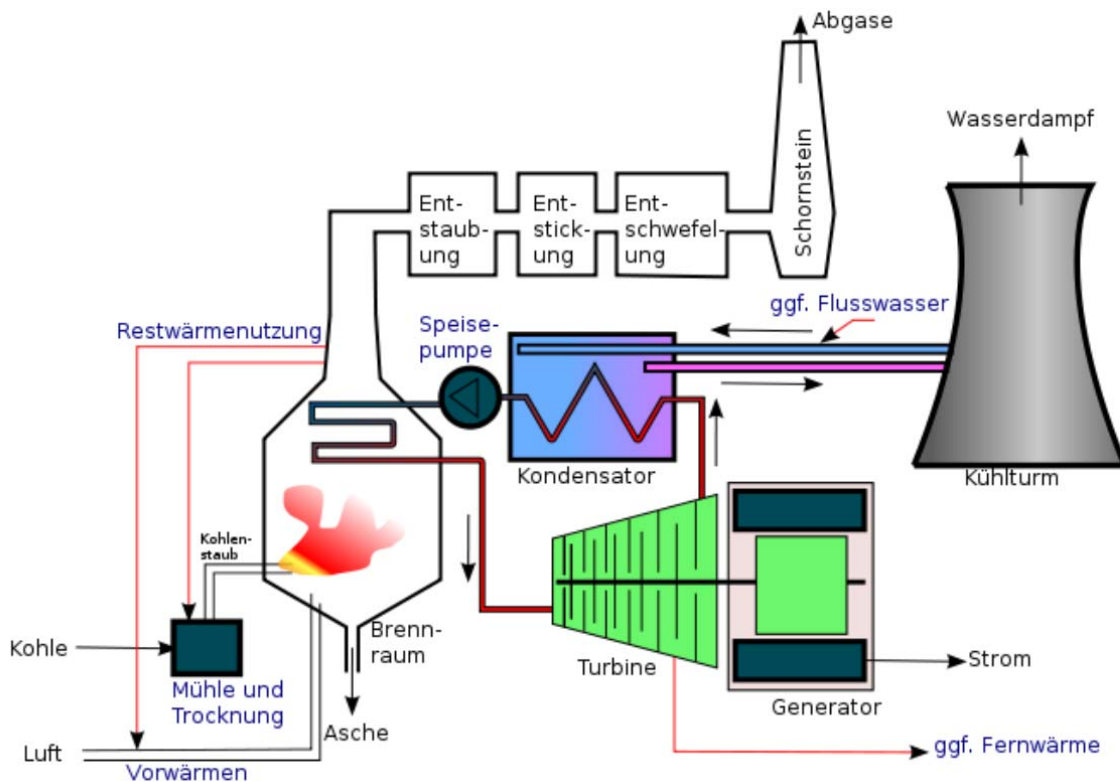
Eine der Hauptursachen (ca. 25%) für die CO<sub>2</sub>-Emissionen ist die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern, die weltweit stark zunimmt und auch in den Industrieländern weiter ausgebaut werden soll. Mit Hilfe der neuen *Carbon Capture and Storage* (CCS) Technologie soll es möglich sein in diesen Anlagen CO<sub>2</sub> abzuscheiden und in geologischen Endlagern zu speichern und damit den Weiterbetrieb fossiler Kraftwerke zu ermöglichen. Damit steht CCS in einer gewissen Konkurrenz zu einem zügigen und konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien, sodass die Entscheidung für oder gegen CCS eine wichtige energiepolitische Weichenstellung für die nächsten Jahrzehnte darstellt.

## Abscheidungs-Techniken

Um das Kohlendioxid speichern zu können, muss es zunächst abgetrennt und verdichtet werden. Hierzu sind verschiedene technische Konzepte entwickelt worden, die hier der konventionellen Kraftwerkstechnik gegenüber gestellt werden sollen.

### Konventionelle Kraftwerke

Bei konventionellen, mit kohlenstoffhaltigen Brennstoffen wie Steinkohle, Braunkohle, Holz, Torf, Erdöl oder Erdgas/Biogas, sowie diversen Ersatzbrennstoffen befeuerten thermischen Kraftwerken (Abb. 4) verbrennt Kohlenstoff (Kohlenstoff-Verbindungen) mit dem Sauerstoff der Verbrennungsluft in einer stark exothermen Reaktion zu Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ). Da die Energieträger nicht aus reinem Kohlenstoff bestehen, entstehen neben Aschen, Stäuben und Schlacken vor allem Rauchgase, die neben  $\text{CO}_2$  überwiegend aus Wasserdampf, Stickstoff und Argon sowie einer Vielzahl weiterer untergeordneter Stoffe wie beispielsweise Schwefeldioxid ( $\text{SO}_2$ ), Stickoxide ( $\text{NO}_x$ ), Salzsäure ( $\text{HCl}$ ), Quecksilber ( $\text{Hg}$ ), Dioxinen/Furanen etc. bestehen. Zur Abscheidung schädlicher Bestandteile aus dem Abgasstrom findet bei konventionellen Kraftwerken eine dem Kessel nachgeschaltete Rauchgasreinigung statt, bestehend aus einer Entstaubung, einer DeNO<sub>x</sub>-Anlage zur Zerstörung von Stickstoff-Oxiden ( $\text{NO}_x$ ) und einer Entschwefelung. Zusammen mit der Entschwefelung, bei der große Mengen REA-Gips anfallen, werden häufig auch weitere Schadstoffe durch Aktivkoks ausgefiltert.



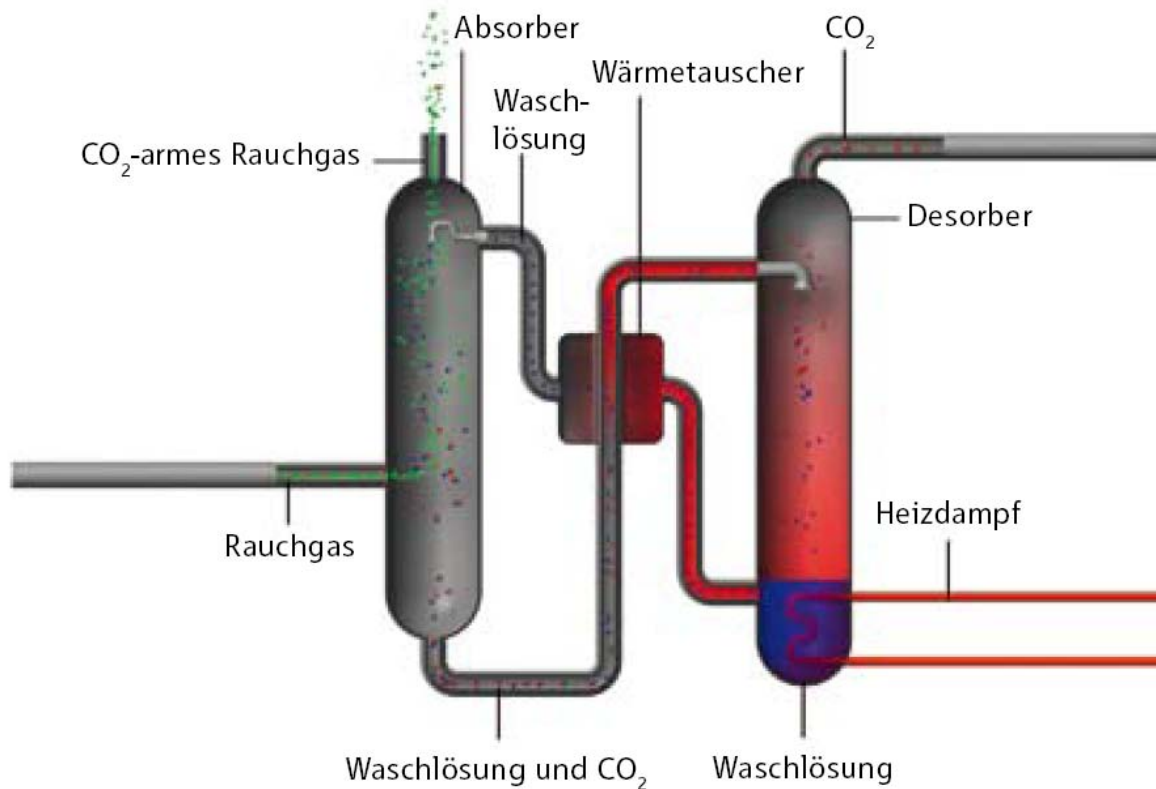
**Abbildung 4** – Prinzipskizze eines konventionellen Kohlekraftwerks.

Quelle: Wikipedia (2010)

## Post-Combustion

Post-Combustion Verfahren setzen nach der konventionellen Verbrennung an, indem sie das CO<sub>2</sub> am Ende der Rauchgasreinigung aus dem Abgasstrom entfernen. Das wesentliche Merkmal ist ein nachgeschalteter, zusätzlicher CO<sub>2</sub>-Wäscher (Abb. 5).

### CO<sub>2</sub>-Rauchgaswäsche



**Abbildung 5** – Prinzip eines CO<sub>2</sub>-Absorbers. In einem Wäscheturm (links) wird das abgekühlte Rauchgas mit einer Wäschelösung mit z.B. Monoethanolamin (MEA) berieselt, die das CO<sub>2</sub> bindet. Das CO<sub>2</sub>-arme Rauchgas wird dann in die Atmosphäre abgeleitet. Die CO<sub>2</sub>-gesättigte Wäschelösung wird in einem Desorber bei ca. 120 °C wieder in das freie Amin und reines CO<sub>2</sub> zerlegt. Die regenerierte Amin-Lösung wird in den Absorber zurückgeführt und das abgetrennte CO<sub>2</sub> steht für die geologische Speicherung bereit. Quelle: RWE (2008a, 2009)

Monoethanolamin (MEA) ist ein häufig verwendetes Amin zur Abscheidung von CO<sub>2</sub>, wobei CO<sub>2</sub>-Ausbeuten von 98% und Produkt-Reinheiten von über 99% erreicht werden können. Es bestehen jedoch Fragen hinsichtlich der Stabilität von MEA in oxidierenden Rauchgasströmen (IEA, 2010a)

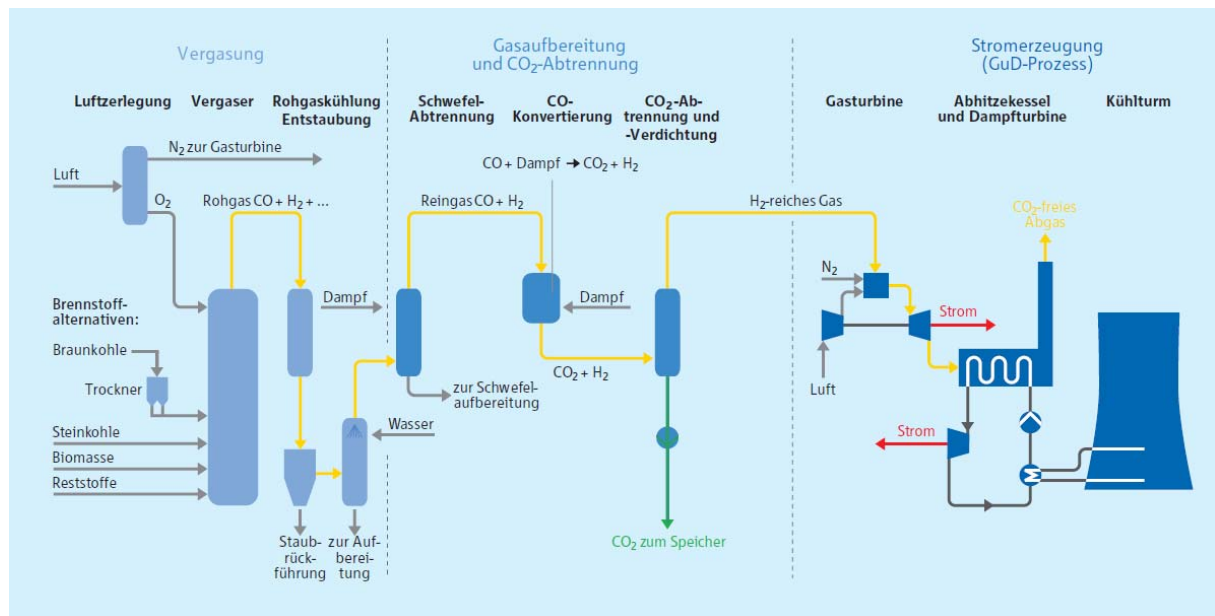
Ein Vorteil dieses Verfahrens bestünde darin, dass die CO<sub>2</sub>-Abscheidung für konventionelle Kraftwerke relativ einfach nachgerüstet werden kann. Bei der Planung neuer konventioneller Kohlekraftwerke wird die Möglichkeit einer solchen Nachrüstung durch entsprechenden Anlagenzuschnitt, insbesondere Freihaltung geeigneter Flächen vorgesehen. Es wird dann von „capture-ready“ gesprochen.



Der wesentliche Nachteil besteht darin, dass das  $\text{CO}_2$  aus dem Rauchgas, das überwiegend aus Luftstickstoff und Wasserdampf besteht und ein entsprechend großes Volumen hat, entfernt werden muss.

## Pre-Combustion

Bei der vergleichsweise komplizierten Pre-Combustion Technik (auch als IGCC-Technik bezeichnet: Integrated Gasification Combined Cycle – GuD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung; Abbildung 6) wird zunächst Luft zerlegt um den Sauerstoff zu gewinnen. Dann wird die Kohle (der Kohlenstoff) mit dem Sauerstoff in Reaktoren zu Synthesegas umgesetzt. Dabei wird aus Kohle durch partielle Oxidation und Vergasung mit Wasserdampf ein Gemisch aus (hauptsächlich) Kohlenmonoxid ( $\text{CO}$ ) und Wasser erhalten. Dieses Gemisch wird anschließend in einem Wassergas-Shift-Reaktor in ein Gemisch aus Kohlendioxid ( $\text{CO}_2$ ) und Wasserstoffgas ( $\text{H}_2$ ) umgewandelt (CO-Shift). Das  $\text{CO}_2$  kann jetzt in reiner Form in  $\text{CO}_2$ -Wäschern abgetrennt und gespeichert werden. Übrig bleibt der Wasserstoff als Energieträger, der dann im Kraftwerk in einer Gasturbine verbrannt wird, wobei als Abgas im Wesentlichen Wasserdampf entsteht.



**Abbildung 6** – Prinzipskizze der Pre-Combustion Technologie. Erläuterungen im Text. Quelle: RWE (2008b)

Dieses Konzept zeigt in den ersten Stufen deutliche Parallelen zu Synfuel-Anlagen, die der Herstellung von Kraftstoffen aus  $\text{CO}$  und  $\text{H}_2$  durch Fischer-Tropsch-Synthese dienen.

Ein spezifischer Vorteil dieser Technik wäre zweifellos die Speicherfähigkeit von Wasserstoff, so dass kurzfristige Schwankungen im Strombedarf ausgeglichen werden könnten und so ein Betrieb als Spitzenlast-Kraftwerk ermöglicht würde.

Ein weiterer Vorteil könnte darin gesehen werden, dass der erzeugte Wasserstoff auch für andere Zwecke nutzbar wäre (beispielsweise als alternativer Kfz-Treibstoff), wobei dann aber das bei der Wasserstoff-Gewinnung erzeugte  $\text{CO}_2$  dem Kfz-Verkehr anzulasten wäre.

Vorteilhaft ist auch, dass das  $\text{CO}_2$  aus dem Synthesegas mit weniger Aufwand aus einem geringeren Gasvolumen abtrennbar ist als bei Abtrennung aus Rauchgasen.

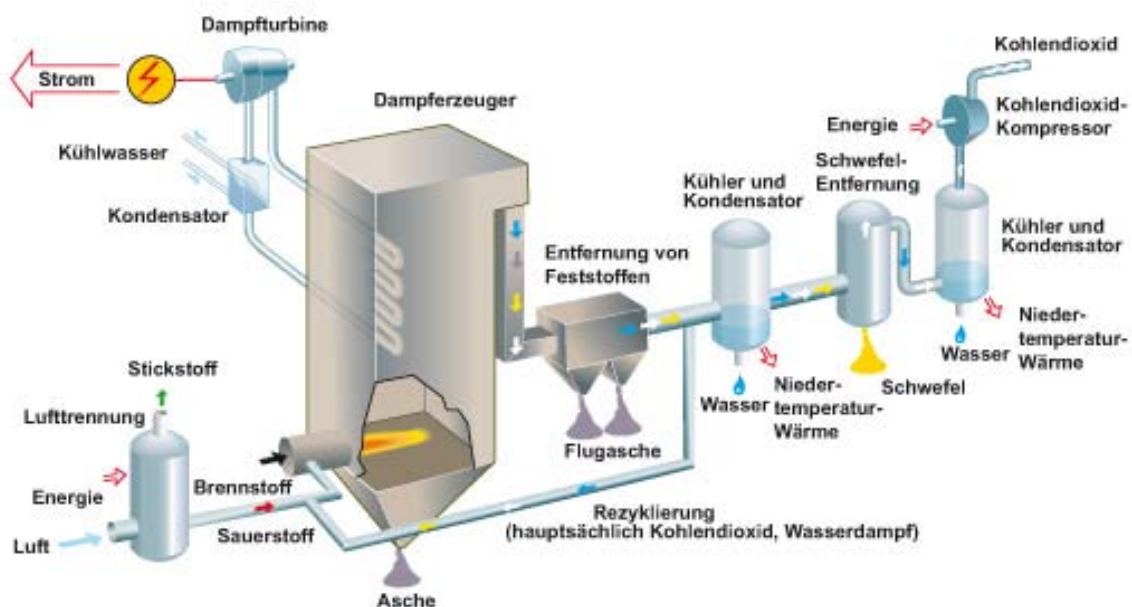
Spezifische Nachteile sind, neben der Komplexität der Anlagen, die möglicherweise in erheblichen Mengen anfallende Problemabfälle bei der Kohlevergasung, insbesondere Phenole und PAK.

Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass sowohl eine Luftzerlegung als auch eine CO<sub>2</sub>-Abtrennung bzw. Wasserstoff-Abtrennung erforderlich ist.

## Oxyfuel

Beim Oxyfuel-Verfahren findet die Verbrennung nicht mit Luft, sondern mit reinem (95%) Sauerstoff statt, der zuvor durch Luftzerlegung hergestellt werden muss. Dieser Sauerstoff reagiert weitestgehend zu CO<sub>2</sub>. Aufgrund der Verbrennung mit Reinsauerstoff würden sehr hohe Verbrennungstemperaturen erreicht, was zu einer starken Verzunderung der Werkstoffe führen würde. Aus diesem Grund werden ca. 2/3 des bereits abgekühlten Rauchgases rezirkuliert und dem Sauerstoffstrom zu dosiert.

In der Praxis findet die Verbrennung mit einem ca. 1,15-fachen Sauerstoff-Überschuss statt um die Bildung von Kohlenmonoxid (CO) gering zu halten. Außerdem gerät bei der Verbrennung auch noch ein kleiner Anteil Falschlufft in den Kessel. Im Ergebnis entstehen bei der Verbrennung von Kohle daher auch Schadgase wie Schwefel- und Stickoxide und das Abgas enthält neben Wasserdampf noch Anteile von Luftbestandteilen (Restsauerstoff, Stickstoff, Argon) und ist in der Praxis daher kein reines Kohlendioxid (ca. 89 Vol.-% CO<sub>2</sub>). Bei konventionellen Rauchgasen machen diese Nicht- CO<sub>2</sub>-Gase zusammen mit Wasserdampf jedoch mehr als 80 Volumen-Prozent aus.



**Abbildung 7** – Prinzipskizze der Oxyfuel Technologie. Erläuterungen im Text.

Quelle: MPI (2006)

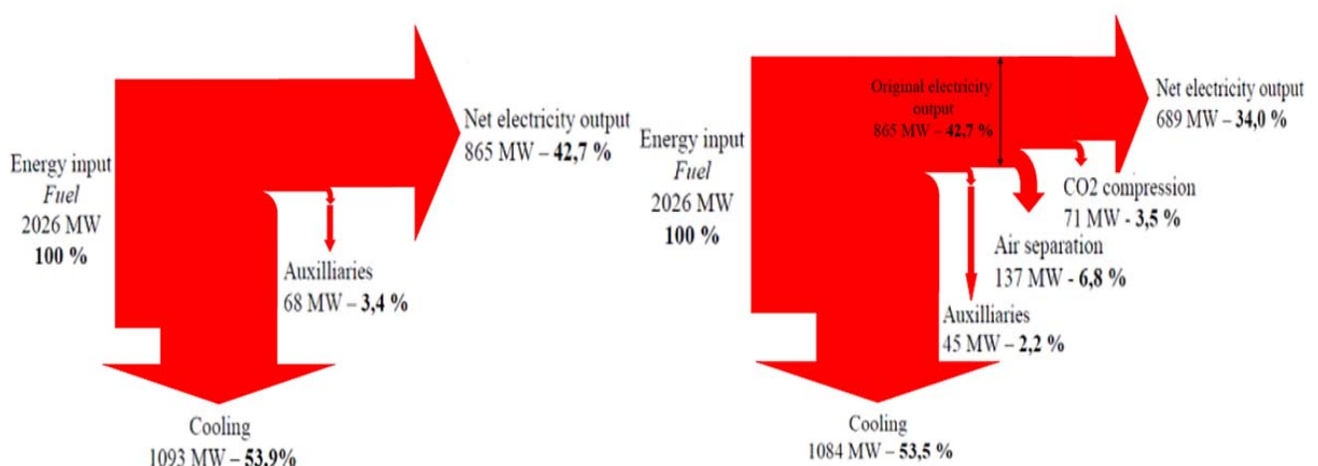
Vorteilhaft ist beim Oxyfuel-Verfahren, dass eine CO<sub>2</sub>-Wäsche entfällt, weil der Luftstickstoff vor der Verbrennung abgetrennt worden ist

In Verbindung mit CCS, insbesondere beim Oxyfuel-Verfahren, stellt sich die Frage, ob und inwieweit auf Komponenten der konventionellen Rauchgasreinigung verzichtet werden kann, bzw. muss. In Schaubildern zum Oxyfuel-Prozess (z.B. Abbildung 7) wird nur eine Entschwefelung dargestellt, während Aktivkohle-Filter (z.B. zur Quecksilber- und Dioxin/Furan-Entfernung) und Entstickungs-Anlagen (NO<sub>x</sub>) fehlen. Die gängige REA-Technik der Rauchgas-Entschwefelung (mit Calcium-Hydroxid) dürfte in einem typischen Oxyfuel Abgasstrom wegen der stärkeren Konkurrenzreaktion von CO<sub>2</sub> mit SO<sub>x</sub> Schwierigkeiten bereiten und zu einem erheblich höheren Verbrauch an Branntkalk führen, dessen Herstellung wiederum mit Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen verbunden ist.

Die wirtschaftlichste und effizienteste Lösung der CO<sub>2</sub>-Abtrennung wäre die direkte Verdichtung des Rauchgases auf etwa 100 bar und die anschließende unterirdische Einspeicherung. Hierbei würden jedoch Verunreinigungen wie Sauerstoff, NO<sub>x</sub> und SO<sub>x</sub>, sowie alle weiteren nicht abgeschiedenen Schadstoffe mit transportiert und eingespeichert werden, was zu neuen Gefahren in der Abscheide-Anlage und beim Transport und zu unerwünschten Vorgängen in den geologischen Speicherformationen führt. Es ist also davon auszugehen, dass die Konzentration dieser Verunreinigungen reduziert werden muss.

Eine Möglichkeit ist die Aufkonzentrierung des CO<sub>2</sub> durch eine kryogene Verflüssigung, also eine Absenkung der Temperatur auf bis zu -50 °C. Der größte Anteil des NO<sub>x</sub> und SO<sub>x</sub> verbleibt dabei zusammen mit etwa 10 % des CO<sub>2</sub> in der Gasphase und würde das Kraftwerk als Abgas-Emission verlassen (BMW<sub>i</sub>, 2007) oder müsste verwertet oder entsorgt werden. Das verflüssigte CO<sub>2</sub> kann mit dieser Methode nach gegenwärtigem Kenntnisstand eine Reinheit von bis zu 99 % erreichen. Die restlichen im flüssigen CO<sub>2</sub> verbliebenen Verunreinigungen bestehen dann zu etwa gleichen Teilen aus Sauerstoff sowie Stick- und Schwefeloxiden (BMW<sub>i</sub>, 2007). Die Wirtschaftlichkeit des Oxyfuel-Prozesses, wie auch der zusätzliche Eigenbedarf an Energie, wird entscheidend von der geforderten Reinheit des einzuspeichernden CO<sub>2</sub> abhängen.

Beim Oxyfuel-Prozess benötigen vor allem die Anlagen zur Luftzerlegung und zur CO<sub>2</sub>-Reinigung viel elektrische Energie. Dadurch verringert sich der Nettowirkungsgrad eines modernen Kohlekraftwerkes nach heutigem Stand der Technik von ca. 45 auf ca. 35 Prozent (BMW<sub>i</sub>, 2007), was einem Mehrbedarf an Primärenergie von 29 Prozent entspricht. Die nachfolgenden Diagramme (Abbildung 8) veranschaulichen dies im Detail (Vattenfall, 2006).



**Abbildung 8** – Umwandlung von Primärenergie in Strom, mit Umwandlungsverlusten:

Links: konventionelles Kraftwerk, rechts Oxyfuel-Prozess.

Quelle: Vattenfall (2006).

## Abgasströme im Vergleich

Zum Vergleich der verschiedenen CCS-Verfahren bezüglich des Aufwandes bei der CO<sub>2</sub>-Abtrennung soll hier eine stark vereinfachte Darstellung der Abgas-Ströme angestellt werden (Tabelle 1). Dabei wird als Brennstoff jeweils 1 Mol reiner Kohlenstoff angenommen und Luft wird als Gemisch aus 4 Mol Stickstoff (N<sub>2</sub>) und 1 Mol Sauerstoff (O<sub>2</sub>) betrachtet. Stickstoff wird als inert betrachtet und zur Veranschaulichung bei den relevanten Reaktionsgleichungen als „Ballast“ mit geführt. Die dritte Spalte zeigt für die CO<sub>2</sub>-Abscheide-Stufe das theoretische molare Verhältnis von CO<sub>2</sub> zu den restlichen Gasen (die CO<sub>2</sub>-Konzentration). Die vierte Spalte zeigt die theoretische molare Zusammensetzung des Verbrennungsgases.

<b>Tabelle 1 – Abscheidung des CO<sub>2</sub> bei den verschiedenen Techniken (stark vereinfacht)</b>			
	Reaktionen	Verhältnis CO <sub>2</sub> :Rest	Verbrennungsgas / Rest-Stickstoff
<b>Konventionell</b>	$C + O_2 + 4 N_2 \rightarrow CO_2 + 4 N_2$	1:4	1 CO <sub>2</sub> + 4 N <sub>2</sub>
<b>Post-Combustion</b>	$C + O_2 + 4 N_2 \rightarrow CO_2 + 4 N_2$	1:4	1 CO <sub>2</sub> + 4 N <sub>2</sub>
<b>Pre-Combustion</b>			
- Luftzerlegung	$Luft \rightarrow 2 N_2 + \frac{1}{2} O_2$		2 N <sub>2</sub>
- Synthesegas	$C + \frac{1}{2} O_2 \rightarrow CO$		
- CO <sub>2</sub> -Shift	$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$	1:1	1 CO <sub>2</sub>
- GuD-Turbine	$H_2 + \frac{1}{2} O_2 + 2 N_2 \rightarrow H_2O + 2 N_2$	0:2	1 H <sub>2</sub> O + 2 N <sub>2</sub>
<b>Oxyfuel</b>			
- Luftzerlegung	$Luft \rightarrow 4 N_2 + O_2$		
- Verbrennung	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	2:0	1 CO <sub>2</sub>

Die realen Verbrennungsprozesse sind aufgrund der weiteren im Brennstoff und in der Luft enthaltenen Komponenten wesentlich komplizierter. Man kann jedoch erkennen, dass die Konzentration des abzutrennenden CO<sub>2</sub> und damit der Aufwand zu seiner Abtrennung bei den Verfahren unterschiedlich hoch sind. Die Wirkungsgradverluste der verschiedenen CCS-Verfahren, in die auch der Aufwand für die Luftzerlegung, die kryogene CO<sub>2</sub>-Reinigung und die Verdichtung des Gases eingehen, sind daher auch verschieden. Als Faustwert für die Wirkungsgradverluste durch CCS werden bei Kohlekraftwerken ca. 10 Prozentpunkte genannt, was einem Mehreinsatz an Brennstoff von ca. 30 % entspricht.

Die meisten der derzeit betriebenen konventionellen Kohlekraftwerke nutzen neben dem Regelbrennstoff Kohle auch unterschiedliche Anteile so genannter Ersatzbrennstoffe. Dies sind getrennt erfasste und/oder konfektionierte Abfälle zur energetischen Verwertung, die in den Kohlefeuerungsanlagen mit verbrannt werden. In Frage kommen z.B. Papierschlämme, De-Inking Schlämme, Klärschlämme, Altholz, Altöle, etc. (MUNLV, 2005; BUND, 2007). Es besteht somit keine scharfe Grenze zwischen Müllverbrennungsanlagen und der Mitverbrennung in Kraftwerken. Das besondere Problem liegt in den zusätzlichen Schadstoffen, die über die Ersatzbrennstoffe in die Verbrennungsprodukte eingetragen werden.

Im Hinblick auf CCS wäre zu beachten bzw. zu untersuchen, wie sich Ersatzbrennstoffe auf die Reinheit des CO<sub>2</sub>-Abgasstroms, aber auch auf die Eigenschaften der anderen Abfallprodukte (Aschen, Schlacken, REA-Gipse, Abfälle aus Kohlevergasung) auswirken können. Eine Vereinbarkeit der unterschiedlichen CCS-Techniken mit bisher üblichen Rauchgasreinigungs-Verfahren müsste im Einzelfall noch dargelegt werden.

Überkritisches CO<sub>2</sub> ist bekannt für seine hervorragenden Eigenschaften als nichtpolares aprotisches Lösemittel für bestimmte Stoffgruppen. Dazu gehören beispielsweise Erdöle und Bitumen, aber auch PAKs, Dioxine und Furane, oder generell unpolare „lipophile“ Stoffe (Gupta und Shim, 2007; Onuska und Terry, 1989). Es liegen bisher keine Informationen über die Gehalte solcher „extrahierter“ Schadstoffe in abgetrennten CO<sub>2</sub>-Strömen der diversen CCS-Verfahren vor.

Gerade für die Sicherheit beim Betrieb der Abscheide-Anlagen und Pipeline-Infrastruktur kommt diesen Nebenbestandteilen eine wichtige Rolle zu, ebenso hinsichtlich der geochemischen Wechselwirkungen mit den Speichergesteinen und dem Korrosionsverhalten gegenüber den komplettierten Injektionsbohrungen, einschließlich Zementierungen. Verschiedene Forschungsvorhaben arbeiten bisher mit lebensmittelreinem CO<sub>2</sub>, so dass die wirklichen Probleme wie Korrosion, Alteration der Speichergesteine, Phasengleichgewichte (und Ungleichgewichte) in komplexen Systemen, etc. umgangen bzw. übersehen werden. Auch der Vergleich mit den häufig zitierten Projekten Sleipner, In Salah etc. hinkt, weil es sich dort nicht um verunreinigtes CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsabgasen, sondern um vergleichsweise schadstoffarmes, aus natürlichen Erdgasen abgetrenntes CO<sub>2</sub> handelt. Diesen Aspekten wurde in keiner der bisher bekannten Studien die notwendige Aufmerksamkeit geschenkt.

Diese Unterschiede schlagen sich auch in den Kosten für CCS nieder. Für In Salah beispielsweise, mit CO<sub>2</sub>-Gehalten von 5,5 % im rohen Erdgas, liegen die Kosten für CCS bei nur 6 \$US pro Tonne CO<sub>2</sub> (wobei vermutlich die Abscheidungskosten nicht enthalten sind, weil diese der Erdgasaufbereitung zugerechnet werden). Für das Sleipner-CCS-Projekt liegen (nach Angaben in Chadwick et al., 2008) die Speicherkosten (ohne Abscheidung) bei mindestens 10 €/t CO<sub>2</sub>. Demgegenüber würden bei Kohlevergasungs-Projekten vorerst noch bis zu 90 \$US an Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung anfallen (Biello, 2009b; MIT, 2010). Vattenfall (2005) rechnet hingegen damit, dass die Gesamtkosten für CCS (an Land, große Anlagen) ca. 22 €/t betragen könnten, davon 15 €/t für die Abscheidung, 2 €/t für die Speicherung und ca. 5 €/t für den Transport.

Die eingesetzten Abscheideverfahren sowie die geforderten CO<sub>2</sub>-Reinheiten haben also einen entscheidenden Einfluss, sowohl auf die Zusammensetzung des einzuspeichernden CO<sub>2</sub>-reichen Gases als auch auf den Energie-Mehrbedarf und die Kosten für CCS. Die bisher häufig zu beobachtende pauschale Betrachtungsweise „der CCS-Technik“ und „der CCS-Kosten“ für „CO<sub>2</sub>“ wird dieser Vielfalt nicht gerecht. Gründe für die unterschiedlichen Kostenschätzungen sind u.a., dass die detaillierten Anforderungen an die Abscheide-Technik (Reinheit des CO<sub>2</sub>) noch nicht feststehen, dass noch keine empirischen Betriebsdaten vorliegen, und dass zu dem Bezugs-Zeitpunkt an dem die Kosten anfallen werden die Rohstoff- und Energiepreise nicht bekannt sind und unterschiedlich geschätzt werden.

## CO<sub>2</sub>-Transport

Die Kraftwerksstandorte an denen das CO<sub>2</sub> anfällt sind oft weit von den potentiellen geologischen Speichern entfernt, so dass im Anschluss an die Abscheidung und vor der Einspeicherung der Transport ein wesentliches Bindeglied des CCS-Konzeptes ist. Neben den theoretisch denkbaren Transportmitteln Bahn, Schiff oder LKW dürfte in der Praxis aus wirtschaftlichen und logistischen Gründen in der Regel vorzugsweise ein Transport über Rohrleitungen (Pipeline) in Frage kommen.

Tankschiffe für verflüssigtes Erdgas (LPG) sind grundsätzlich auch zum Transport von CO<sub>2</sub> geeignet. Besonders teilgekühlte und druckfeste Systeme sind geeignet, flüssiges CO<sub>2</sub> zu transportieren. LPG-Tanker der neuesten Generation haben Kapazitäten von 200 000 m<sup>3</sup>, entsprechend 230 000 t CO<sub>2</sub>. Der Schiffstransport kann jedoch keinen kontinuierlichen CO<sub>2</sub>-Transport ermöglichen, sodass Zwischenspeicher-Kapazitäten erforderlich wären (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2008).

Über den Transport von CO<sub>2</sub> in Pipelines liegen bereits seit Jahrzehnten vielfältige technische Erfahrungen vor. Allein in den USA existiert im Zusammenhang mit Enhanced Oil Recovery (EOR)-Projekten ein CO<sub>2</sub>-Pipeline Netz von über 5000 km Länge (Tabelle 2).

**Tabelle 2 – Wichtige CO<sub>2</sub>-Pipelines. Quelle: Stevens et al. (2001)**

Pipeline	Location	Operator	CO <sub>2</sub> Capacity		Length (km)	Year Finished	Origin
			Mt/year	Bcfd			
Cortez	CO, NM, TX	Kinder Morgan	20	1.00	808	1984	McElmo Dome
Sheep Mountain	CO, NM, TX	BP	9	0.48	660	1984	Sheep Mountain
Bravo	NM, TX	Occidental	7	0.37	350	1984	Bravo Dome
Choctaw	MS	Denbury	4	0.20	295	1985	Jackson Dome
Canyon Reef	TX	Kinder Morgan	3	0.13	130	1998	VV Gas Plants
Bati Raman	Turkey	Turkish Pet.	1	0.06	90	1983	Dodan Field
Total			44	2.24	2.333		

Für den Pipeline Transport muss CO<sub>2</sub>-Gas grundsätzlich trocken (wasserfrei) sein, um Korrosion zu vermeiden. CO<sub>2</sub> löst sich in Wasser unter Bildung von Kohlensäure. Je höher der CO<sub>2</sub>-Partialdruck ist, desto konzentrierter, saurer und korrosiver ist die wässrige Kohlensäure-Lösung. Besonders Kohlenstoff-Stähle, wie sie im Rohrleitungsbau eingesetzt werden, sind bekannt für ihre Anfälligkeit gegenüber Kohlensäure.

Ein weiteres Problem ist die Kaltversprödung des Stahls. Entweicht aus einem Leck hoch verdichtetes CO<sub>2</sub>, so findet an der als Drossel wirkenden Leckage-Stelle eine starke Abkühlung aufgrund des Joule-Thomson-Effekts statt. Dadurch verliert der Stahl an dieser Stelle seine Zähigkeit und es kann zum Rohrbruch kommen.

Eine Betrachtung der Gefahren von CO<sub>2</sub>-Pipelines erfolgt weiter unten in dem Kapitel „Mögliche Risiken infolge der Anwendung von CCS“. Das nachfolgende Beispiel dient der Veranschaulichung der logistischen und technischen Anforderungen bei CO<sub>2</sub>-Pipelines.

## Great Plains Synfuels Plant / Weyburn

Von der Great Plains Synfuels Anlage (Dakota Gasification Company), in der Braunkohle vergast wird, führt eine 330 km lange Pipeline zu dem Weyburn Ölfeld in Saskatchewan, die seit 2000 in Betrieb ist. Die Pipeline besteht aus Kohlenstoffstahl, hat einen Durchmesser von 12 bzw. 14 Zoll (ca. 35 cm) und ist für einen Betriebsdruck von 186 bar zugelassen. Sie ist ausgelegt für den Transport von 240 mmscfd (= 283 000 m<sup>3</sup><sub>STD</sub>/h), transportiert aber bis heute nur 152 mmscfd. Gegen äußere Korrosion wird die Pipeline kathodisch geschützt (Dakota Gasification Company, 2010). Das beförderte CO<sub>2</sub> hat eine Reinheit von 96 %, ist trocken und frei von Sauerstoff und Stickstoff. Es liegen keine Angaben zu den 4 % Verunreinigungen vor.

In den USA fällt die CO<sub>2</sub>-Pipeline unter den CFR 49 Code, Part 195 (Transportation of hazardous liquids by pipeline) des Regelwerks für den Transport von Gefahrstoffen (Dakota Gasification Company, 2010).

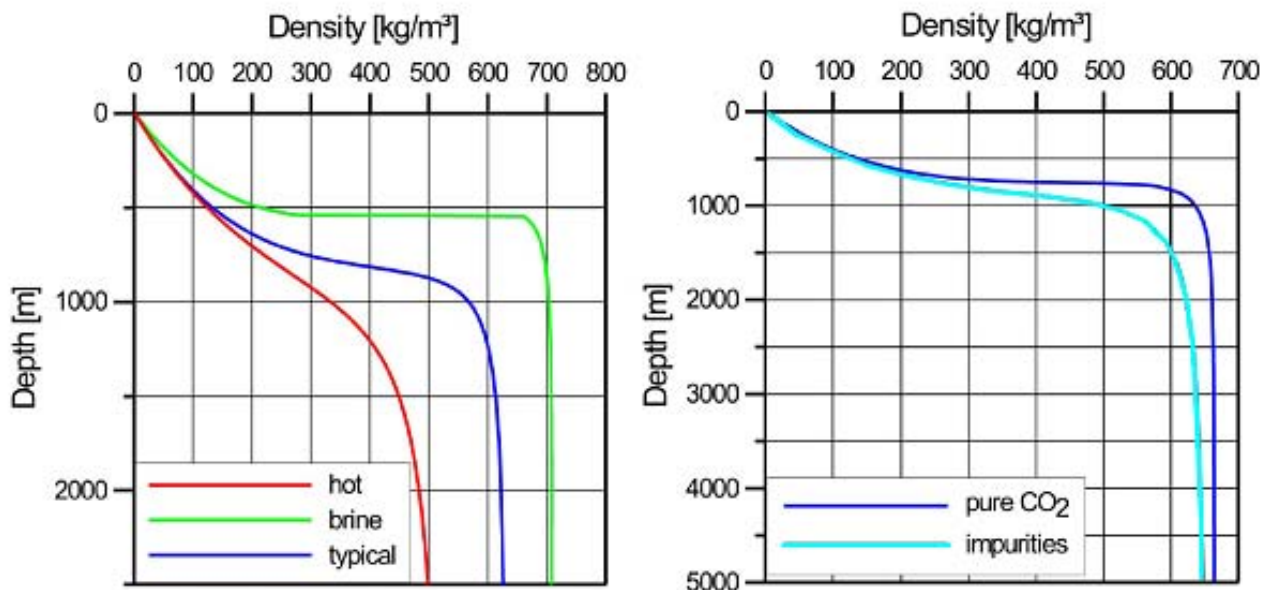


**Abbildung 9** – CO<sub>2</sub>-Pipelines fallen in USA und Kanada unter die Gesetzgebung für den Transport gefährlicher Stoffe.  
Quelle: Friedman (2007)

## Injektion

Der Druck und die Temperatur (und damit die Dichte) mit der das CO<sub>2</sub> in die Speicherformation eingepresst werden kann, hängen von der Tiefenlage des Speicherdaches und dem lokal herrschenden geothermischen Gradienten ab. Um eine effiziente Speicherung und Ausnutzung des Porenraums zu gewährleisten, muss das CO<sub>2</sub>-Gas stark verdichtet werden, so dass es in den überkritischen Zustand übergeht (Abb. 10 - 12). Im Regelfall kommen nur Speicherformationen in einer Tiefe über 1000 m in Frage, die den hohen Gas-Drücken standhalten können. Die häufig genannte Mindesttiefe von ca. 800 m orientiert sich an dem Übergang von reinem gasförmigem CO<sub>2</sub> in den überkritischen Zustand bei 73,8 bar (Abb. 11, 12). Die geforderte Mindesttiefe hat einen erheblichen Einfluss auf Abschätzungen der verfügbaren Speicherkapazitäten.

Der kritische Druck von CO<sub>2</sub> von 73,8 bar entspricht dem hydrostatischen Druck in einer Grundwassertiefe von 738 m, bei einer Dichte des Wassers von 1000 kg/m<sup>3</sup>. Bei hoch salinaren Grundwässern mit höheren Dichten (bis ca. 1200 kg/m<sup>3</sup>) wird der notwendige hydrostatische Druck bereits in entsprechend geringerer Tiefe erreicht (Abb. 10 b). Für verunreinigtes CO<sub>2</sub>-Gas reicht diese Tiefe allerdings nicht aus, weil die Verunreinigungen den kritischen Punkt zu höheren Drücken und Temperaturen verlagern. Auch bei hohen geothermischen Gradienten und damit tendenziell höheren Speichertemperaturen fällt die Dichte des CO<sub>2</sub> deutlich ab (Vgl. Abbildung 10a).



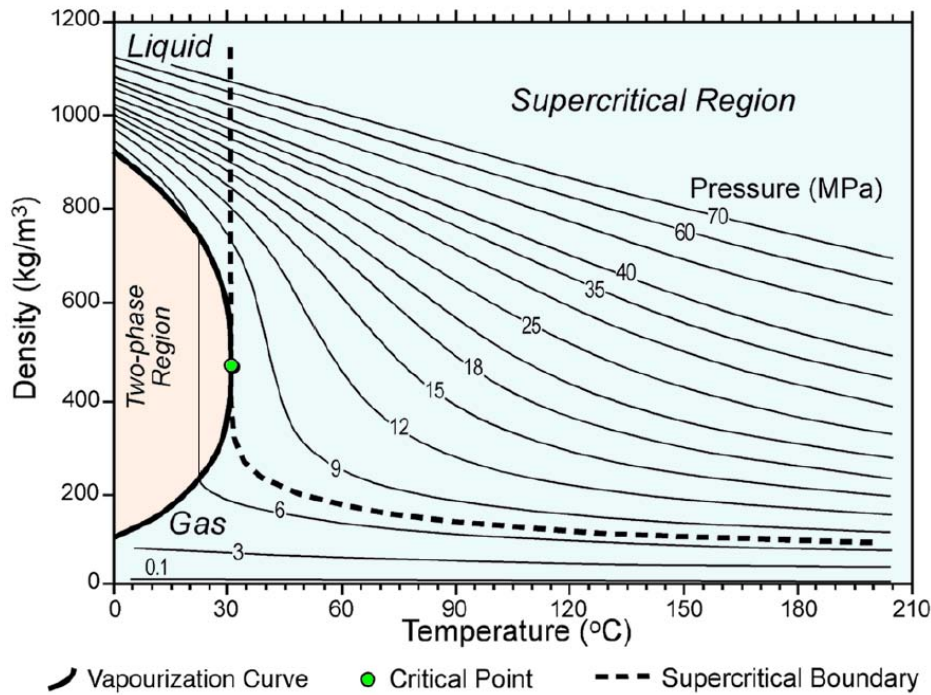
**Abbildung 10** – Druck- bzw. tiefenabhängige Dichte von CO<sub>2</sub> in der Erdkruste.

A Linkes Diagramm: Rot - Einfluss von erhöhter Temperatur (Gradient 45°C/km)  
 Blau – Hydrostatischer Druckgradient, typischer Temperaturgradient  
 Grün – Hydrostatischer Druckgradient von gesättigten Solen

B Rechtes Diagramm: Blau – Reines CO<sub>2</sub>  
 Türkis – CO<sub>2</sub> verunreinigt mit 2,75% O<sub>2</sub>

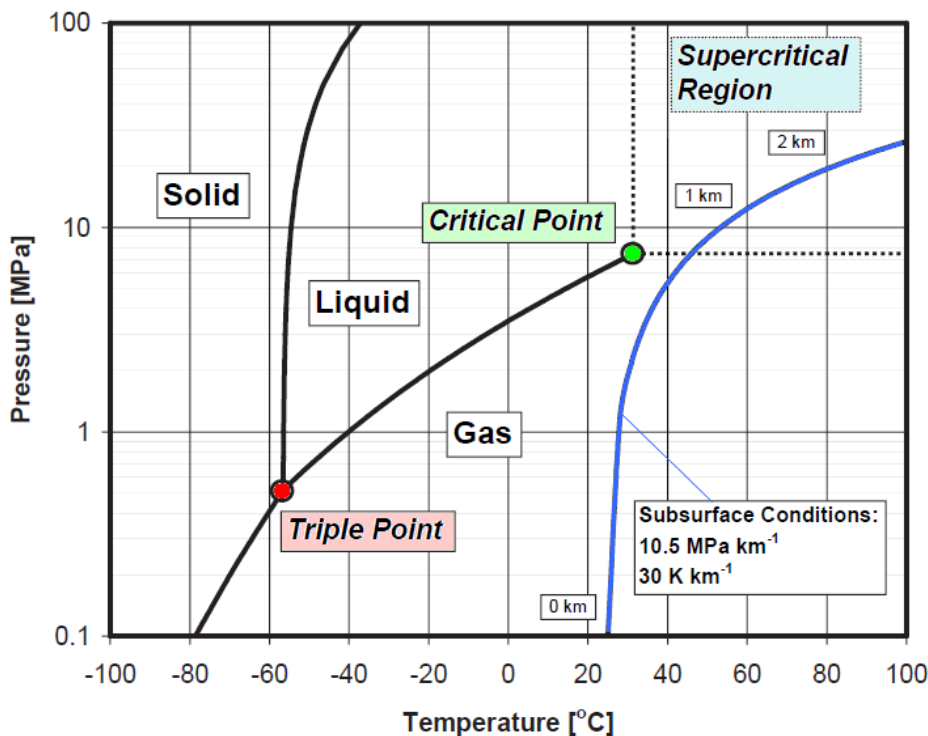
Quelle: Chadwick (2008)





**Abbildung 11** – Zustandsdiagramm für reines CO<sub>2</sub>. In der 2-Phasen-Region koexistieren flüssiges und gasförmiges CO<sub>2</sub> miteinander. Die Dichte der beiden koexistierenden Phasen (die die gleiche Temperatur und den gleichen Druck haben) kann an den Schnittpunkten der jeweiligen Isobare mit der Phasengrenze (rot/blau) abgelesen werden. Im kritischen Punkt werden die Dichten der Gasphase und der flüssigen Phase gleich. Jenseits des kritischen Punktes beginnt der überkritische Bereich.

Quelle: IPCC (2005) (Isobare im 2-Phasengebiet korrigiert)



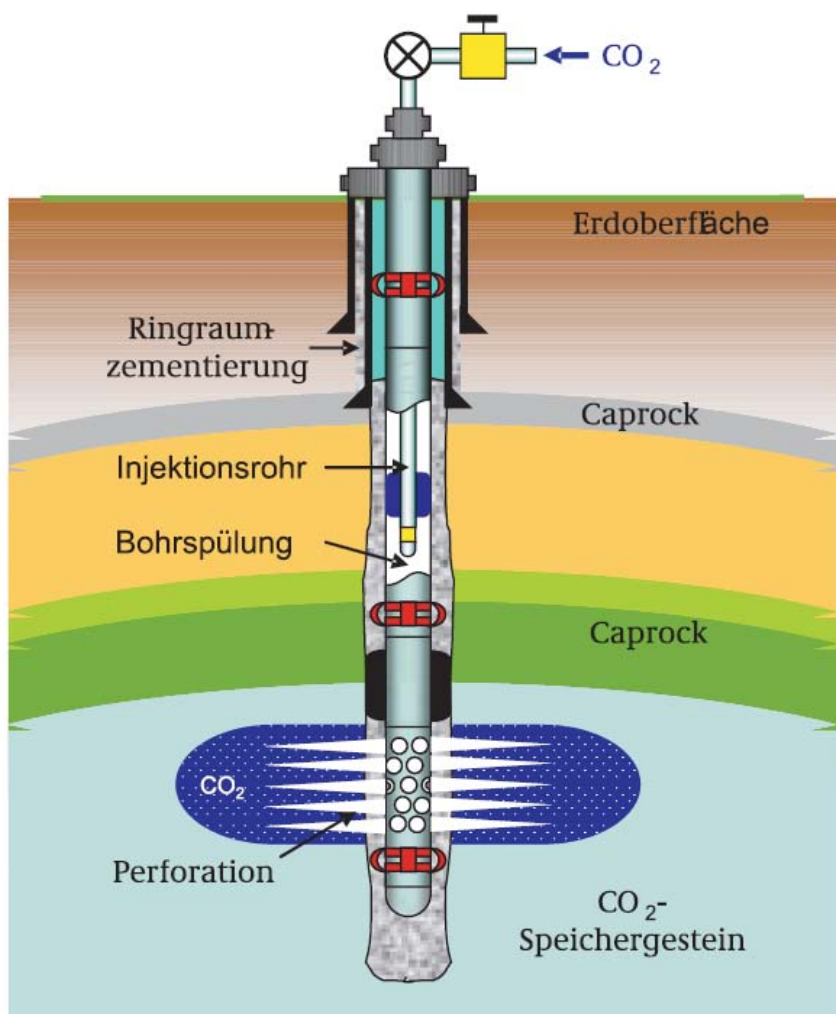
**Abbildung 12** – Zustandsdiagramm für reines CO<sub>2</sub> in p-T-Darstellung. Die Blaue Kurve zeigt zum Vergleich einen typischen geothermischen Gradienten von 30°C/km.

Nach Piri et al. (2005)

Die Verpressung des verdichteten CO<sub>2</sub> erfolgt über entsprechend ausgebaute (komplettierte) Bohrungen (Abbildung 13). Ein wichtiges Element ist dabei die Abdichtung (Zementierung) des Ringraumes zwischen der eingebauten Verrohrung und der Bohrlochwand, insbesondere im Bereich der Obergrenze von Speichergestein zu Deckschicht (Caprock). Im Bereich der Speicherformation ist die Verrohrung perforiert („verfiltert“) um ein Eindringen des CO<sub>2</sub> ins Speichergestein zu ermöglichen.

Die zylindrische Bohrlochwand innerhalb des Speicherhorizontes stellt eine begrenzte Durchtrittsfläche ins Speichergestein dar, quasi das „Nadelöhr“ durch welches der gesamte CO<sub>2</sub>-Strom hindurch gepresst werden muss. Die Injektivität, also die Durchflussrate durch diese Fläche, ist umso größer, je mächtiger und je durchlässiger (permeabler) die Gesteinsformation, je weniger viskos das CO<sub>2</sub> und die zu verdrängenden Formationswässer, und je höher der Injektionsdruck sind.

Der Injektionsdruck muss dabei höher als der Verdrängungsdruck im Speichergestein sein, der mindestens dem hydrostatischen Druck am Injektionspunkt entspricht. Andererseits darf der Injektionsdruck aber auch nicht so hoch sein, dass die minimale Hauptspannung im höchsten Punkt der Speicher-Struktur („Struktur-Amplitude“) erreicht oder gar überschritten wird, weil sonst Risse und Wegsamkeiten im Deckgebirge aufreißen würden.



**Abbildung 13** – Schematischer Aufbau einer komplettierten CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrung.  
Quelle: BMWi (2007)

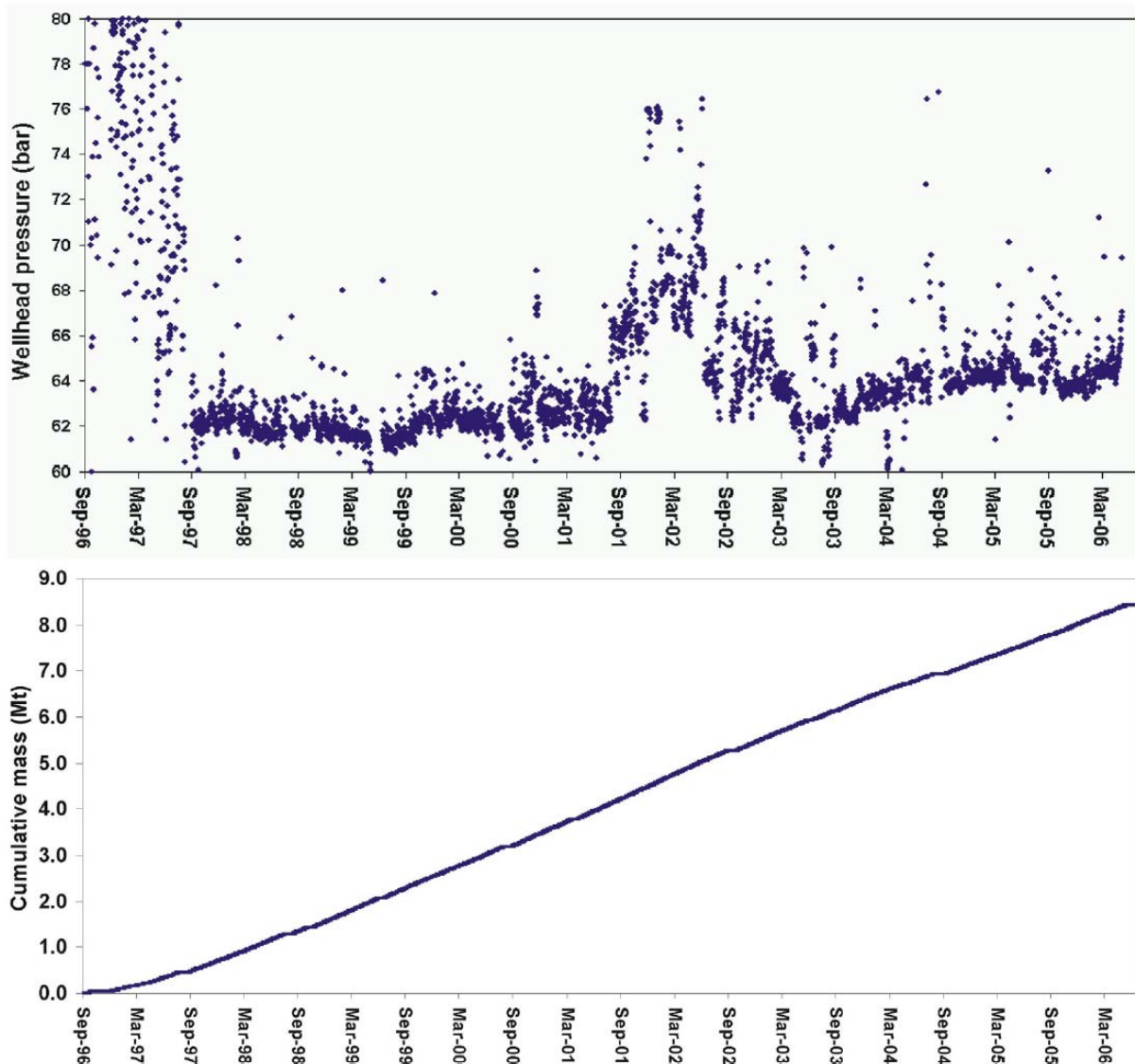
Typischerweise fallen bei einzelnen Braunkohle-Kraftwerken CO<sub>2</sub>-Mengen in der Größenordnung von 10 bis 30 Mio. Tonnen pro Jahr und Kraftwerk an (Siehe Tabelle 3). Damit die anfallenden CO<sub>2</sub>-Ströme injiziert werden können, bedarf es also vieler leistungsfähiger Injektionsbohrungen mit hohen Injektivitäten.

Ein Vergleich mit den Verpressungsraten bekannter CCS-Beispiele (Tabelle 4) wirft hier erhebliche Zweifel an der Machbarkeit bzw. Sicherheit und Umweltverträglichkeit von CCS auf. Um beispielsweise allein die CO<sub>2</sub>-Emissionen des Braunkohle-Kraftwerks Jänschwalde von 23 Mio. t/a zu injizieren, bräuchte man die 20-fache Versenk-Leistung des Sleipner Feldes, oder mehr als die 1000-fache Versenkleistung der Versuchsanlage Ketzin. Da der Injektionsdruck durch gebirgsmechanische Grenzen limitiert ist, müssten entsprechend zahlreiche Injektions-Bohrungen abgeteuft werden. Auch in der neuen BGR-Studie (BGR, 2010b) zur regionalen Druckausbreitung durch CO<sub>2</sub>-Injektionen wird mit Injektionsraten (2,5 Mio. t/a) gerechnet, die nur etwa ein Zehntel der CO<sub>2</sub>-Produktion von Jänschwalde betragen.

<b>Tabelle 3 – CO<sub>2</sub>-Ausstoß einiger deutscher Kohlekraftwerke</b>				
<b>Kraftwerk</b>	<b>Betreiber</b>	<b>Brennstoff</b>	<b>Spezifische Emissionen (g CO<sub>2</sub>/kWh)</b>	<b>Emissionen (Mio. t CO<sub>2</sub>/a)</b>
Niederaußem	RWE	Braunkohle	1200	27,4
Jänschwalde	Vattenfall	Braunkohle	1200	23,7
Frimmersdorf	RWE	Braunkohle	1187	19,3
Weisweiler	RWE	Braunkohle	1180	18,8
Neurath	RWE	Braunkohle	1150	17,9
Boxberg	Vattenfall	Braunkohle	1100	15,5
Schwarze Pumpe	Vattenfall	Braunkohle	1000	12,2
Lippendorf	Vattenfall	Braunkohle	950	12,4
Scholven	E.ON	Steinkohle	900	10,7
Großkraftwerk Mannheim	RWE, EnBW, MVV	Steinkohle	840	7,7
<b>Deutschland (2008)</b>		<b>Braunkohle</b>		<b>174</b>
<b>Deutschland (2008)</b>		<b>Steinkohle</b>		<b>136</b>
Quellen: WWF (2007), DEBRIV (2010)				

<b>Tabelle 4 – Daten zu einigen CCS-Projekten</b>			
<b>CCS-Projekt</b>	<b>Injektionsrate (t/a)</b>	<b>Geplante Speichermenge (Mio. t)</b>	<b>Speicher-Typ*</b>
Weyburn, Kanada	1 000 000 – 1 700 000	20	EOR
In Salah, Algerien	1 200 000	17	EGR
Sleipner, Norwegen	1 000 000	20	SA
Snöhvit, Norwegen	700 000	?	SA
K12B, Niederlande	300 000	8	EGR
Ketzin, Deutschland	10 000 – 20 000	0,06	SA
*) EOR: Enhanced Oil Recovery; EGR: Enhanced Gas Recovery; SA: Saline Aquifere			

Ein weiteres Problem, das besonders in salinen Aquiferen zum Tragen kommt, ist die Auskristallisation von Salzen um den Injektionspunkt herum. Ursache dafür ist die Auflösung von Wasser in der CO<sub>2</sub>-Phase, was zur Aufkonzentrierung der gelösten Salze in der verbleibenden wässrigen Sole führt. Sobald die Salzkonzentration den Sättigungswert überschreitet, beginnen die Salze in den Porenräumen auszukristallisieren und die Injektivität fällt weiter ab (Piri et al., 2005).

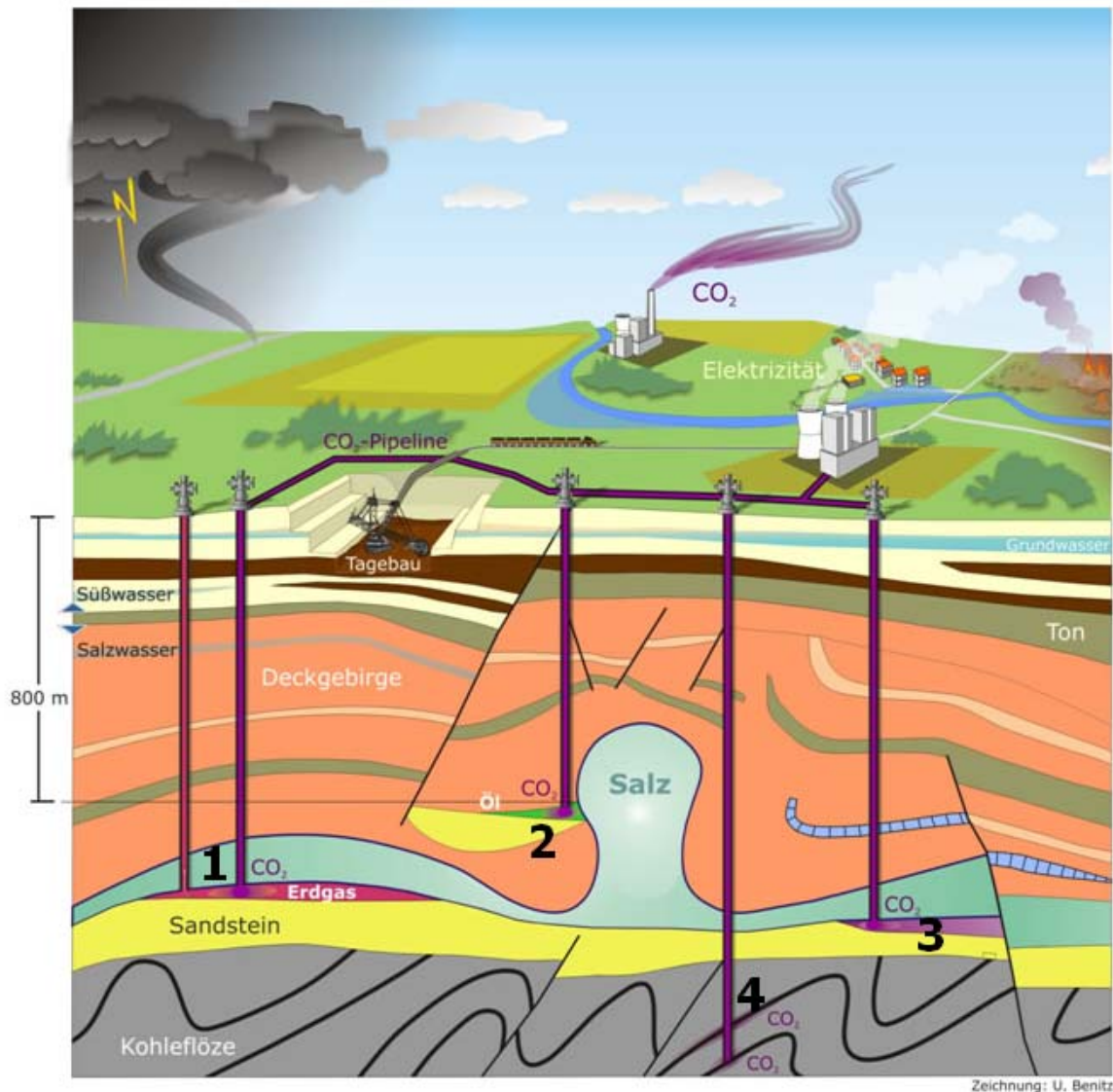


**Abbildung 14** – Sleipner CCS-Projekt. Kopfdrücke und kumulativ eingespeicherte CO<sub>2</sub>-Menge.  
Quelle: Chadwick et al. (2008)

Im Falle des Sleipner CCS-Projektes wurde berichtet (Chadwick et al., 2008), dass es zu „Instabilitäten“ im Utsira-Sand in Bohrlochnähe gekommen ist. Dies hatte zur Konsequenz, dass zeitweise mit erhöhten Verpressungs-Drücken gearbeitet werden musste, um den anfallenden CO<sub>2</sub>-Strom unterbringen zu können (Abbildung 14). Dieses dokumentierte Beispiel weist auf massive Veränderungen in der Injektivität einer Bohrung als Folge von Vorgängen im Nahfeld des Injektionspunktes hin. Diese im Einzelnen nicht bekannten Ursachen können z.B. in der Kristallisation von Salzen, oder der Bildung von Alterationsprodukten (s.u.), oder in der Zerstörung des Gesteinsgefüges und lokalen Bruchvorgängen liegen. Würden solche Betriebsstörungen bei CCS-Projekten auftreten, müsste entweder das Kraftwerk abgeschaltet oder das ungereinigte Rauchgas in die Atmosphäre entlassen werden.

## Typen geologischer CO<sub>2</sub>-Speicher, mit Beispielen

Das CCS-Konzept sieht die CO<sub>2</sub>-Speicherung in geeigneten geologischen Formationen und Strukturen vor (Abbildung 15).



**Abbildung 15** – Schematische Darstellung der unterschiedlichen Speichertypen für CCS.

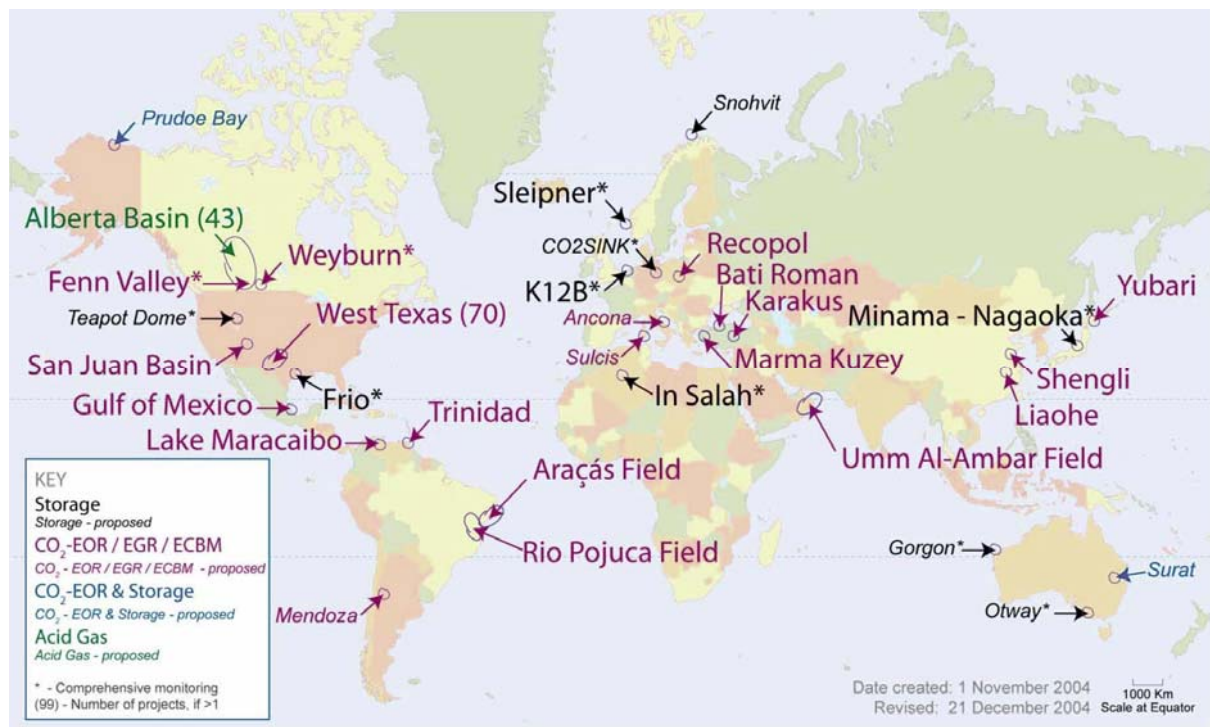
- 1 – Einspeicherung in Erdgasfeld, Enhanced Gas Recovery (EGR)
- 2 – Einspeicherung in Erdölfeld, Enhanced Oil Recovery (EOR)
- 3 – Einspeicherung in salinen Aquifer
- 4 – Einspeicherung in Kohleflöze

Quelle: BGR (2010), Nummern ergänzt.

Am nächsten liegend ist die Injektion des CO<sub>2</sub> in ausgeförderte Erdöl- oder Erdgas-Lagerstätten, die zumindest bis zum Beginn ihrer Ausbeutung über geologische Zeiträume hinweg dicht gewesen sind. Kohlenwasserstoff-Lagerstätten haben jedoch weltweit wie auch in Deutschland ein vergleichsweise geringes Speicherpotential, sowohl in ihrer Gesamtheit als auch einzeln. Daher liegt der Fokus bereits heute hauptsächlich auf den tiefen salinen Aquiferen, also porösen Gesteinen, deren Porenraum von Natur aus mit salzhaltigen und somit (für die Trinkwasser-Gewinnung) nicht nutzbaren

Formationswässern gefüllt ist. Bei diesem Speichertyp ist zusätzlich eine „Fallenstruktur“ (beispielsweise Antiklinalen oder Diskordanzen) erforderlich, die das injizierte Gas an seinem Wiederaufstieg hindert. Ein drittes potentielleres Speichergestein wären (aus heutiger Sicht) nicht nutzbare Kohleflöze, die aufgrund ihrer sorptiven Eigenschaften ebenfalls CO<sub>2</sub> aufnehmen könnten.

Weltweit werden zahlreiche Projekte zur Erforschung von CCS durchgeführt (Abb. 16). Eine aktuellere Übersicht über wichtige CCS-Forschungsprojekte findet sich bei Global CCS Institute (2010).



**Abbildung 16** – Aktive und geplante CCS-Projekte weltweit. Quelle: CRL Energy Ltd (2004)

## Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten

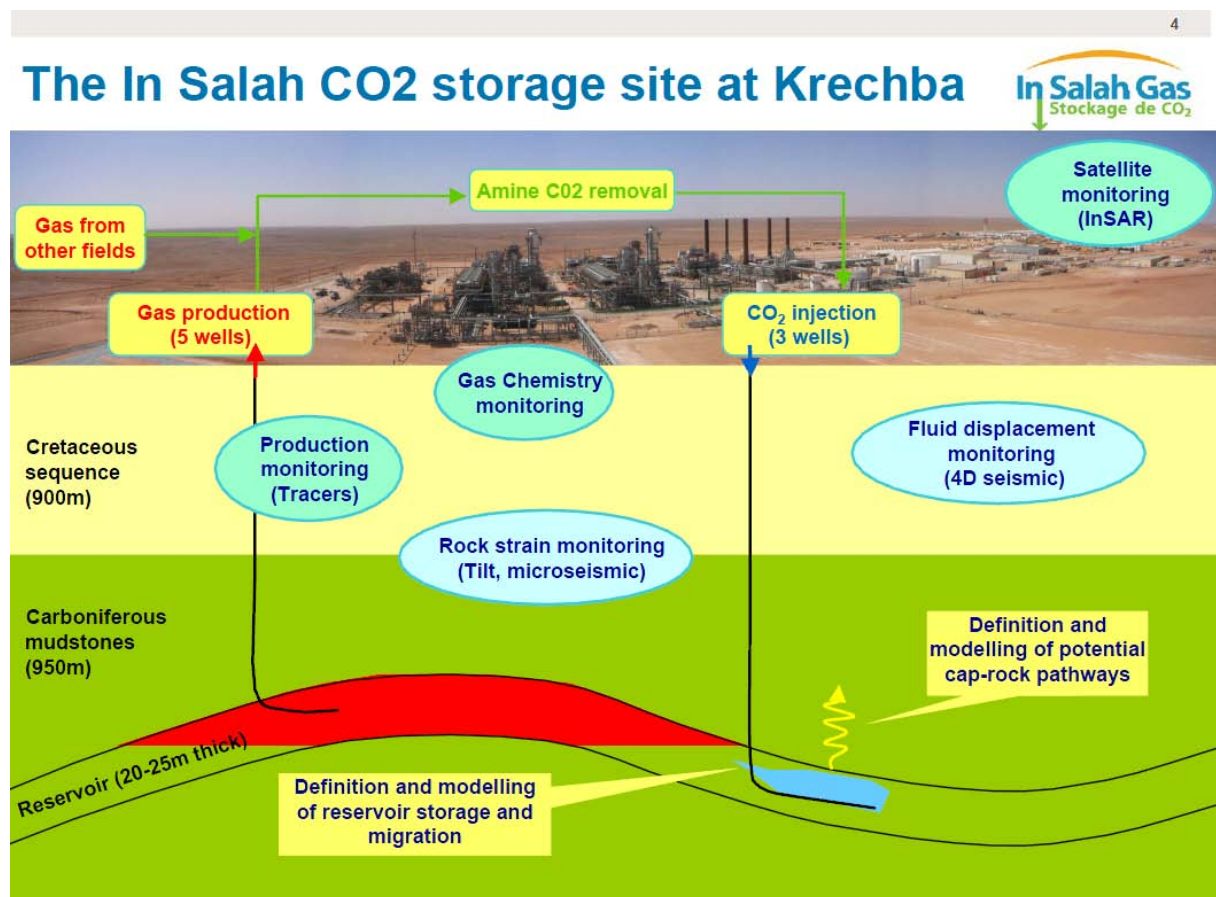
In ausgeförderten oder noch in Produktion befindlichen Kohlenwasserstoff-Lagerstätten wird bereits seit Jahrzehnten eine Verpressung von CO<sub>2</sub> vorgenommen, allerdings mit der Zielsetzung die Ausbeute an Erdöl (enhanced oil recovery – EOR) oder Erdgas (enhanced gas recovery – EGR) zu verbessern. Vorrangiges Ziel ist es dabei den Lagerstättendruck aufrecht zu erhalten und die Kohlenwasserstoffe von der Injektionsbohrung hin zur Förderbohrung zu verschieben. Beim Erdöl wird durch die Lösung von CO<sub>2</sub> auch eine Verbesserung der Viskosität erreicht.

Bei EOR- und EGR-Maßnahmen gelangen unterschiedlich große Anteile des verpressten CO<sub>2</sub> in die Förderprodukte, so dass für diesen Anteil von einem Kreislauf, aber nicht von einer Endlagerung gesprochen werden kann. Ein wesentlicher Teil des CO<sub>2</sub> bleibt jedoch in der Lagerstätte zurück und wird der Atmosphäre entzogen. So sind beispielsweise in das Erdölfeld SACROC bei Snyder, Texas seit 1972 ca. 140 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im Rahmen von EOR verpresst worden, wovon 80 Mio. Tonnen im Reservoir verblieben sein sollen (Biello, 2009a). In den USA werden mehr als hundert ähnliche EOR-Projekte betrieben.

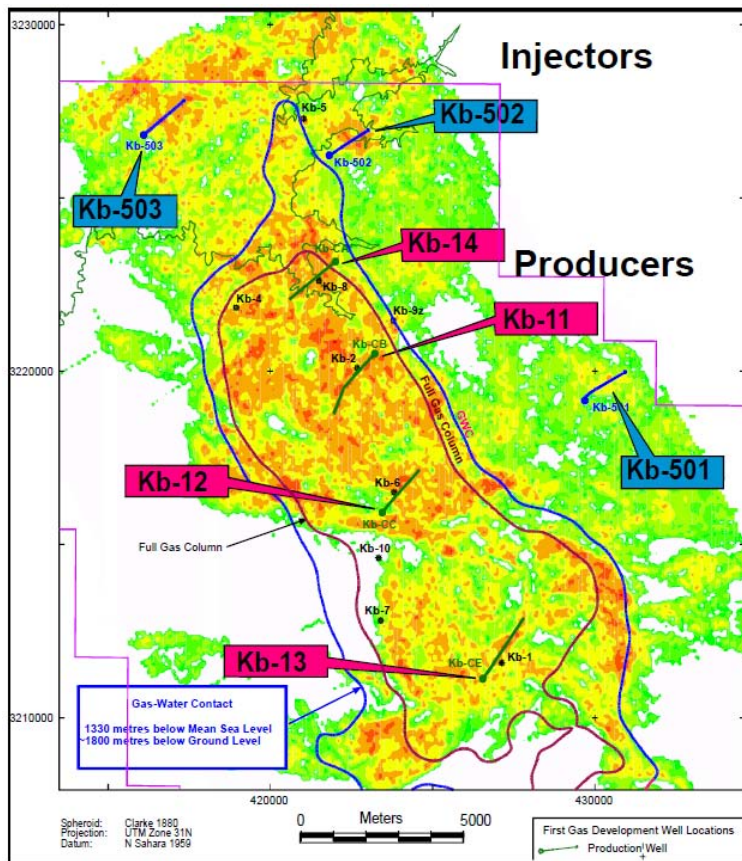
## In Salah, Algerische Sahara

Das als Paradebeispiel für CCS immer wieder angeführte Gasfeld In Salah (Krechba) wird gemeinsam von Sonatrach, BP und StatoilHydro betrieben. Das CO<sub>2</sub> wird durch einen von BASF lizenzierten Amin-Prozess (aMDEA - activated methyl diethylamine) abgetrennt und hat eine Reinheit von 98 % CO<sub>2</sub>. Nur dieses aus dem Erdgas abgetrennte CO<sub>2</sub> (ca. 1 bis 1,2 Mio. t/a) wird injiziert, während CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsprozessen, das mit ca. 400 000 t/a anfällt, aus nicht genannten Gründen (vermutlich wegen korrosiver Eigenschaften) in die Atmosphäre abgeleitet wird (BP, 2006).

Die injizierte CO<sub>2</sub>-Menge stieg seit Injektions-Beginn von 186 000 t im August 2004 auf 686 000 t in 2007 und soll schließlich 1,2 Mio. t/a erreichen. Das CO<sub>2</sub> wird in die gleiche Sandstein-Formation (Krechba Formation, Karbon) verpresst, die auch die Erdgas-Lagerstätte enthält, jedoch in einer sicheren Entfernung außerhalb des Gasfeldes, wo das Gestein Formationswasser führt (Abbildung 17). Die Krechba Formation liegt ca. 1800 m unter der Erdoberfläche und soll bis zu 17 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> aufnehmen. Die gleichen Deckschichten, die auch die Erdgas-Lagerstätte dicht abschließen, sollen nach Vorstellung der Betreiber auch das CO<sub>2</sub> sicher abdichten (Statoil, 2008).



**Abbildung 17** – Schematischer Querschnitt und Monitoring-Programme, In Salah CCS-Projekt. Quelle: Dodds (2009)

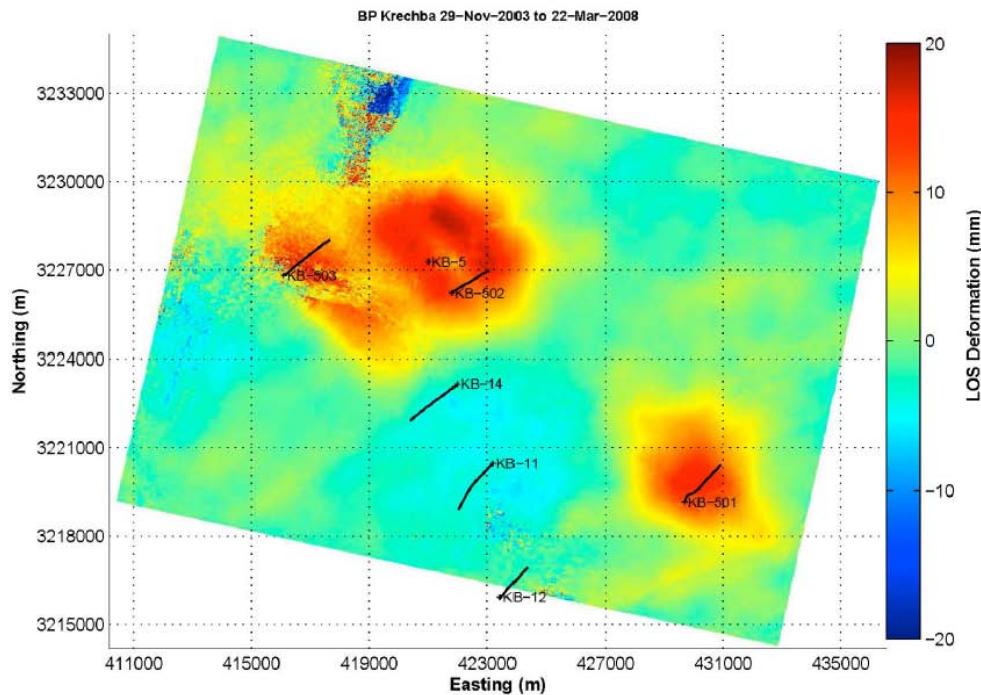


**Abbildung 18** – Krechba Gasfeld, In Salah. Das Gasfeld befindet sich in einer typischen Antiklinal-Struktur. Blaue Linie: Gas-Wasser-Kontakt, Rote Linie: Nur Gas (Vgl. vorherige Abbildung 17). Die blauen Bohrungen sind CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen außerhalb des Gasfeldes, die roten Bohrungen sind Erdgas-Förderbohrungen innerhalb des Gasfeldes.  
Quelle: BP (2006).

Nach IEA (2010b), SPE (2009), Dodds (2009) findet eine Satelliten-gestützte Überwachung des geologischen Speichers mit Hilfe von InSAR-Messungen (Interferometric Synthetic Aperture Radar; Siehe z.B. DLR, 2008) statt, die Änderungen in der Geländehöhe im Millimeter-Bereich erfassen und dokumentieren kann (Abbildung 19). Demnach treten in In Salah signifikante Bodenhebungen im Umfeld der Injektionsbohrungen auf, die nach Betreiberangaben „gebirgsmechanisch bewertet“ werden sollen.

Wenn sich das Deckgebirge über der Speicherformation anhebt, bedeutet dies, dass der Speicherdruck höher sein muss als der lithostatische Druck des Deckgebirges ( $p_{\text{litho}} = \rho \cdot g \cdot h \approx 430$  bar;  $\rho$  ist die Gesteinsdichte,  $g$  die Erdbeschleunigung und  $h$  die Höhe der Gesteinssäule über dem Speicher). Wenn sich das Deckgebirge tatsächlich als Folge der CO<sub>2</sub>-Verpressung anhebt, muss der Injektionsdruck, der angeblich nur 185 bar betragen soll (In Salah Gas, 2010), deutlich höher liegen. Die minimale Hauptspannung im Deckgebirge kann dann überschritten werden und es muss mit hydraulischer Rissbildung und der Entstehung von Wegsamkeiten im Deckgebirge gerechnet werden. Dadurch kann die abdichtende Wirkung des Deckgebirges verloren gehen. Über mögliche Leckagen liegen bislang jedoch keine Informationen vor.





**Abbildung 19** – Durch InSAR-Vermessung detektierte Verformungen der Erdoberfläche über dem Kreshba-Gasfeld (In Salah). Dargestellt sind Line of Sight (LOS) Verschiebungen (in mm) im Zeitraum zwischen dem 29.11.2003 und dem 22.03.2008. Über dem Gasfeld mit den Produktions-Bohrungen KB-11, KB-12 und KB-14 sind Geländesenkungen nachgewiesen, während in der Umgebung der CO<sub>2</sub>-Injektionsbohrungen KB-501, KB-502 und KB-503 starke Hebungen (20 mm) registriert worden sind.

Die in In Salah installierte Verdichter-Anlage hat eine elektrische Leistungsaufnahme von 24 Megawatt (In Salah Gas, 2010). Die Erzeugung dieser elektrischen Leistung führt selbst zu 40 000 t CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Jahr, die allerdings deutlich unter der verpressten CO<sub>2</sub>-Menge von ca. 1 Mio. t CO<sub>2</sub>/a liegen.

## Altmark

In der Altmark (bei Salzwedel, Sachsen-Anhalt) befindet sich ein bedeutendes Erdgasfeld, das eine Fläche von mehr als 1 000 km<sup>2</sup> umfasst (Abbildung 20). Die Lagerstätte befindet sich in der Rotliegend-Formation in ca. 3500 m Tiefe und hatte einst Vorräte von 260 Milliarden Kubikmeter Erdgas, von denen jedoch ca. 78 Prozent bereits gefördert worden sind. Der ursprüngliche Lagerstättendruck ist durch die Förderung von 425 bar auf 85 bar abgefallen.

Im Rahmen des Forschungs- und Entwicklungsvorhabens CLEAN (CO<sub>2</sub> Large-Scale Enhanced Gas Recovery in the Altmark Natural Gas Field) wird in dem Teilfeld Altensalzwedel die Möglichkeit untersucht, konventionell nicht mehr gewinnbares Erdgas durch EGR-Techniken zu fördern. Dazu sollen 100 000 Tonnen CO<sub>2</sub> in ca. 3000 m Tiefe injiziert werden. Das CO<sub>2</sub> stammt aus der Oxyfuel-Pilotanlage des Kraftwerks Schwarze Pumpe in der Lausitz. Durch Reinigung und Auskondensieren des Rauchgasstromes wird das CO<sub>2</sub> in einer Konzentration von etwa 98 Prozent abgeschieden. Die Berliner Vattenfall Europe hat dazu mit der EEG – Erdgas Erdöl GmbH (eine Tochter von Gaz de France SUEZ) eine Kooperationsvereinbarung zur Speicherung von Kohlendioxid getroffen. (CLEAN, 2010)



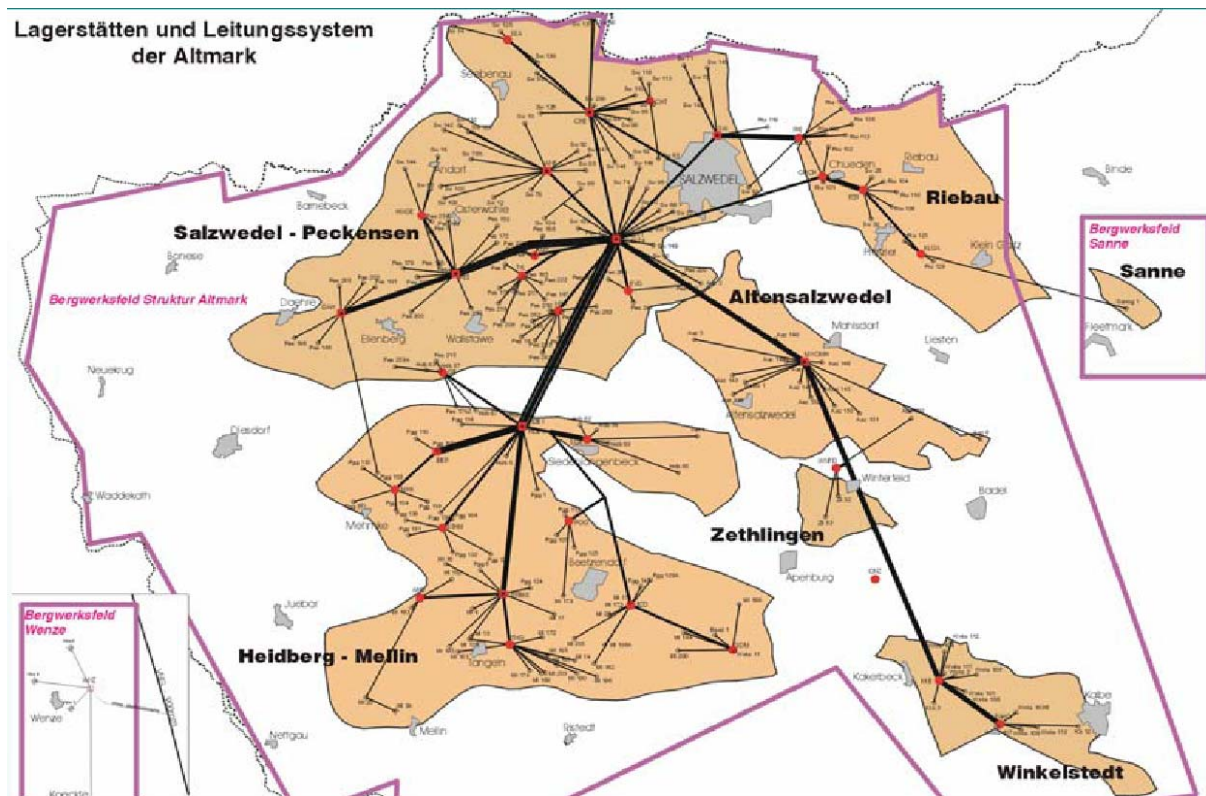
**Abbildung 20** – Erdöl- (grün) und Erdgas-Felder (rot) sowie Salzstrukturen (blau) in der Norddeutschen Tiefebene. Das Feld Altmark ist nach Groningen (Niederlande) eine der bedeutendsten on-shore Erdgas-Lagerstätten in Europa.

Quelle: EEG (2007)

Das Gasfeld verfügt über ein sehr großes Speichervolumen, welches vom Zechstein-Salinar überlagert wird und dadurch eine sehr gute geologische Hangend-Barriere (Abdichtung nach oben) besitzt. Es ist durch über 200 Tiefbohrungen erschlossen. Insgesamt wurden ca. 450 Bohrungen niedergebracht.

Allerdings könnten gerade diese zahlreichen Bohrungen ein Problem für die Dichtheit des Speichers darstellen. Um einen langzeitsicheren Einschluss des Gases zu gewährleisten, müssten die Bohrungen beraubt und mit einem CO<sub>2</sub>-resistenten Mörtel qualifiziert verfüllt werden. Weder die noch bestehenden Verrohrungen, noch die in der Vergangenheit vorgenommenen Zementierungen

dürften für den Einsatz mit Kohlensäure geeignet sein. Auch der Zustand der bereits verfüllten, teilweise noch aus den 1960-er Jahren stammenden Alt-Bohrungen ist fraglich. Im Falle einer Nutzung der Erdgas-Lagerstätte als CO<sub>2</sub>-Speicher müssten daher alle Alt-Bohrungen aufgewältigt und in geeigneter Weise neu verfüllt werden.



**Abbildung 21** – Erdgas-Feld Altmark mit bestehenden Förderbohrungen und Pipeline-Netzwerk.  
Quelle: EEG (2007)

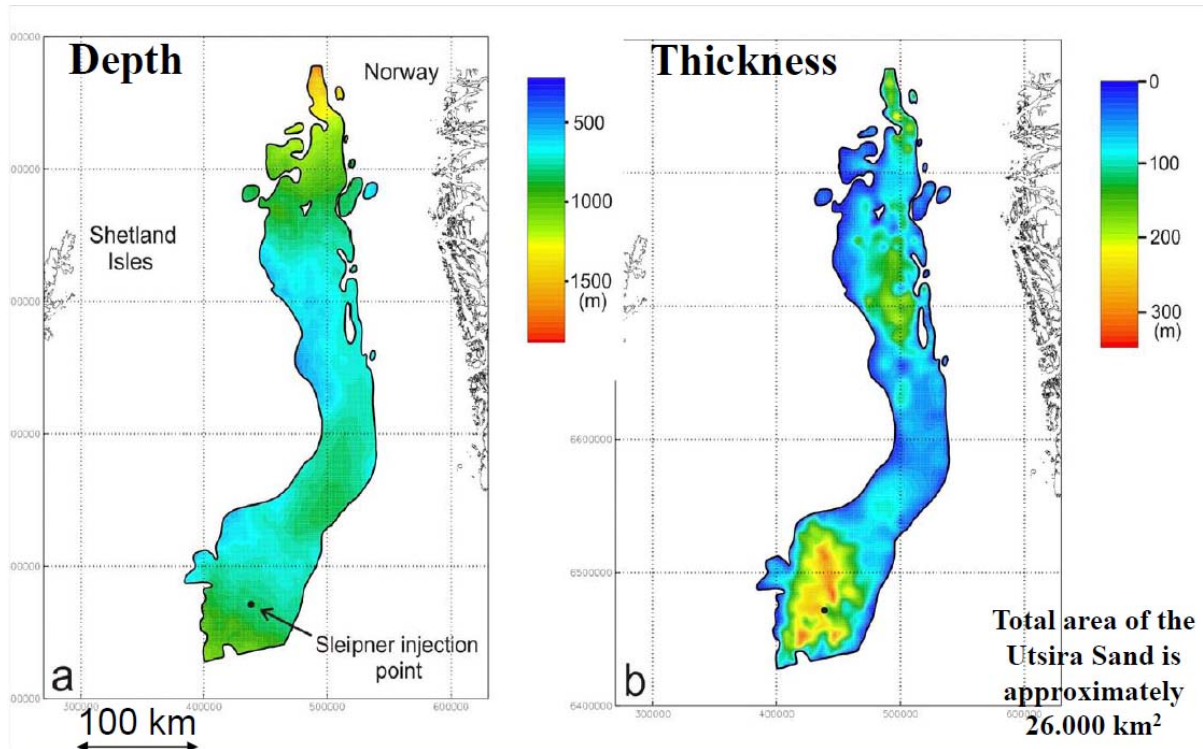
## Saline Aquifere

Salzwasserführende Grundwasserleiter verfügen weltweit und auch in Deutschland über die größten Speicher-Potentiale. Sie sind an die ausgedehnten und geologisch relativ jungen Sedimentationsbecken gebunden, die größere Teile der Kontinente, Binnenmeere und Schelfgebiete ausmachen. Allerdings sind bei weitem nicht alle Sedimentgesteins-Formationen als CCS-Speicher geeignet. Neben einer geeigneten petrographischen Gesteinsbeschaffenheit und Tiefenlage der Speicherformation sind auch eine geeignete strukturelle Ausprägung (Gas-Fallen) sowie abdichtende Hangend-Schichten erforderlich.

Anhand der nachfolgenden Beispiele sollen die Anforderungen an CCS-Speicher in salinen Aquifere näher erläutert und kritisch beleuchtet werden. – Gerade in Deutschland finden sich zahlreiche Fallen-Strukturen im Norddeutschen Becken oberhalb von Salzkissen, deren Platznahme lokal zur Aufwölbung von Antiklinal-Strukturen geführt hat. Der Übersicht über die deutschen Projekte wird daher ein eigenes Unterkapitel gewidmet.

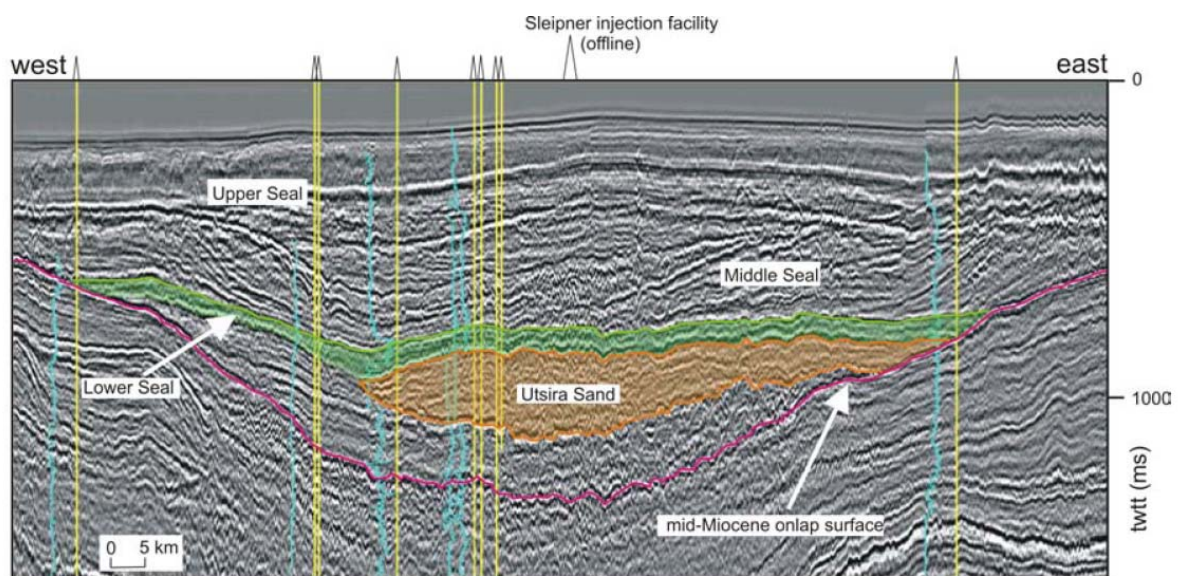
## Sleipner, Norwegische Nordsee

Das Sleipner Erdgasfeld liegt unterhalb des südlichen Teils einer ausgedehnten Sandstein-Formation, dem Utsira Sand, in den seit 1996 CO<sub>2</sub> verpresst wird. Sleipner ist neben In Salah ein häufig angeführtes und das bislang vermutlich am besten untersuchte Beispiel zur Machbarkeit von CCS.



**Abbildung 22** – Verbreitung des Utsira Sandsteins.

Quelle: Arts et al. (2010)



**Abbildung 23** – Reflexionsseismisches Profil. Hervorgehoben ist der Utsira Sand (braun) und die überlagernden abdichtenden Schichten (grün).

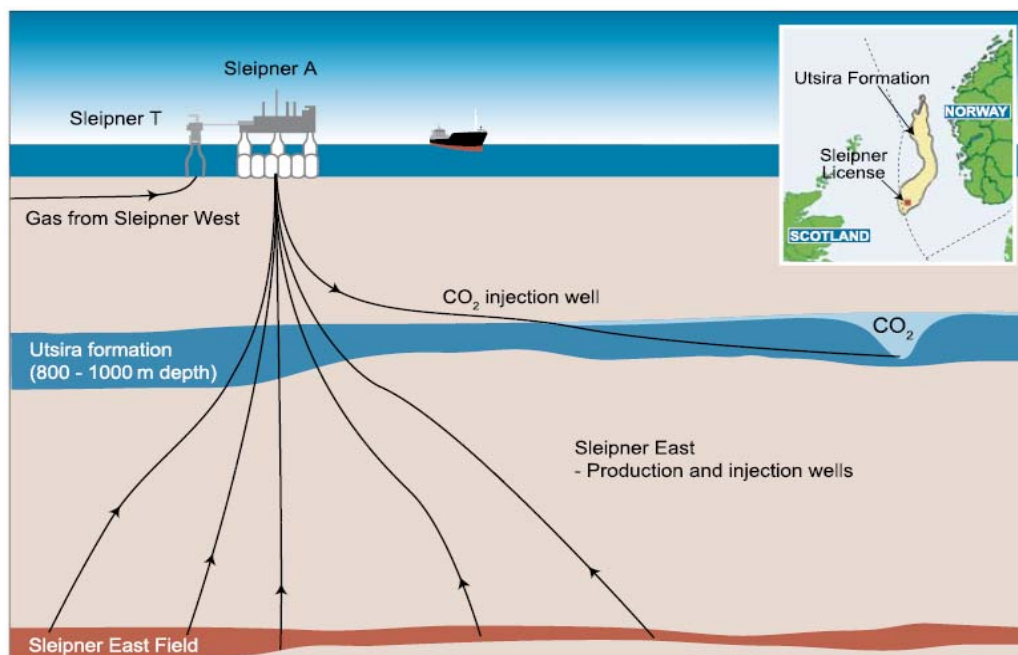
Quelle: Chadwick et al. (2008)

Allerdings wurde der Utsira Sand schon lange vor CCS zur Beseitigung von Abfällen der Erdöl-Industrie genutzt. Das Sleipner-Erdgas enthält von Natur aus Anteile von CO<sub>2</sub>, das aus dem Rohgas abgetrennt werden muss, bevor dieses die erforderliche Qualität hat. Früher wurde dieses CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre abgeleitet. Die Verpressung des CO<sub>2</sub> in den Utsira Sand war die Antwort der norwegischen Mineralöl- und Erdgas- Industrie auf die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Steuer durch die norwegische Regierung.

Der im Mittel- bis Spät-Miozän (Jung-Tertiär) abgelagerte, wenig verfestigte und hoch poröse (35-40 % Porosität) Utsira Sand (Sandstein) füllt ein in Nord-Süd-Richtung ausgedehntes Becken in der Nordsee (Abbildung 22). Im Sleipner-Gebiet liegt der ca. 250 m mächtige Sandstein in Tiefen von 800 bis 1100 m unter dem Meeresboden und wird von Ton- und Siltsteinen überlagert, die bis zum Meeresboden hinauf reichen und eine hydraulische Barriere darstellen. Der Utsira Sand selbst wird von einer größeren Anzahl metermächtiger toniger Zwischenschichten unterteilt.

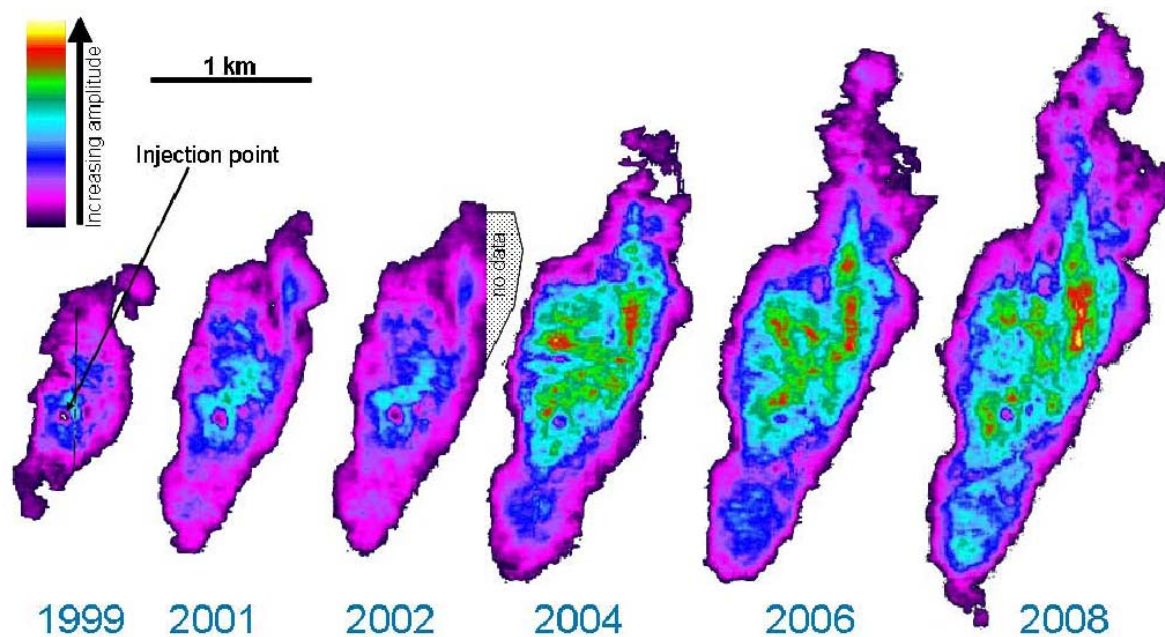
Der Utsira Sand wird von der Erdöl-Industrie extensiv zur Entsorgung von Produktionsabfällen genutzt, nach Greenpeace (2008) an 20 bis 30 verschiedenen Orten. Beispielsweise wird im weiter nördlich gelegenen Tordis Feld mit-gefördertes Ölfeld-Wasser in den Utsira Sand verpresst. Dabei kam es auch zu Leckagen, die durch Ölfilm-Bildungen an der Wasseroberfläche entdeckt wurden. Als Ursache wurde ermittelt, dass mit zu hohem Druck verpresst worden war, wodurch in den Deckschichten Risse entstanden sind (Greenpeace, 2009). Mindestens 2 weitere Unfälle in Verbindung mit der Verpressung von Abfällen der Ölindustrie in den Utsira Sand sind bekannt geworden (Exxon Mobil: Ringhorne; Statoil Hydro: Visund) (Greenpeace, 2008).

Im Sleipner-West-Feld wird Erdgas aus der Paläozänen (Alt-Tertiär) Heimdal-Formation gefördert. Das Rohgas enthält zwischen 4 und 9,5 % CO<sub>2</sub> welches in einem Amin-Prozess abgetrennt wird (Statoil, 2007; Chadwick et al., 2008). Zwischen 1996 und Ende 2007 hat Statoil mehr als 10 Mio. Tonnen abgeschiedenes CO<sub>2</sub> in den salzwasserführenden Sandstein der Utsira-Formation, 800 m unter der Nordsee verpresst. Auch derzeit werden ca. 1 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr verpresst.

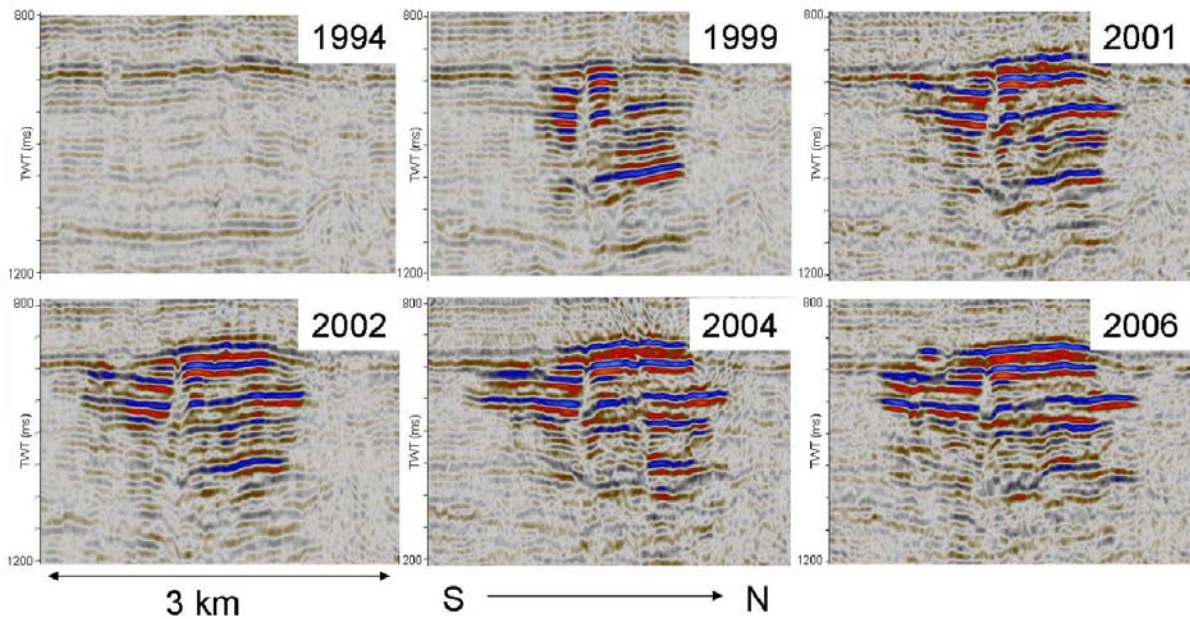


**Abbildung 24** – Schematisches Querprofil, Sleipner CCS-Projekt. Erdgas wird aus der Heimdal-Formation (rot) gefördert und aufbereitet. Das dabei abgetrennte CO<sub>2</sub> wird in den Utsira Sand (blau) verpresst. Die CO<sub>2</sub> Injektion erfolgt in 1012 m unter Meeresgrund und 200 m unterhalb des Speicherdaches, über eine horizontal abgelenkte Bohrung. Quelle: IPCC (2005)

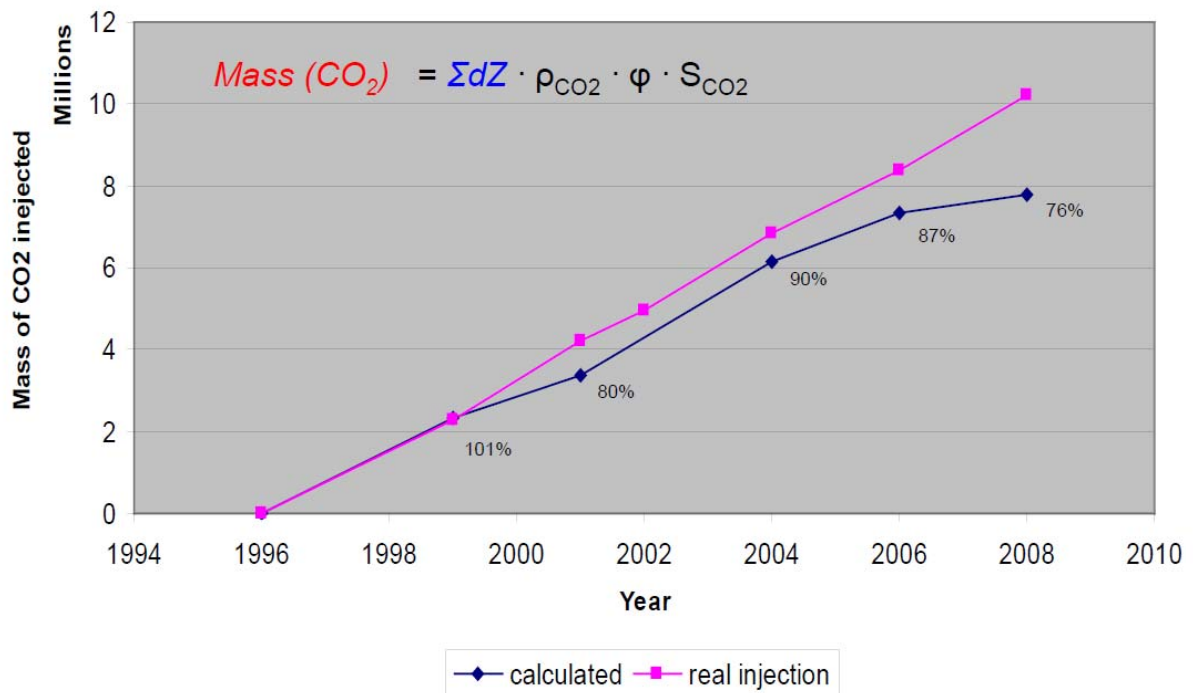
Der Utsira Speicher wird in jährlichen Abständen reflexionsseismisch untersucht (Time Lapse Seismic Data). Aufgrund der Verdrängung des salinen Formationswassers durch CO<sub>2</sub> verändert sich das seismische Signal, so dass durch Wiederholungsmessungen die Ausbreitung des verpressten CO<sub>2</sub> verfolgt werden kann (Abb. 25, 26). Dies ist möglich, weil mit der Änderung des Porenmediums eine deutliche Abnahme der seismischen Geschwindigkeiten und damit der Reflektor-Eigenschaften in gasgesättigten gegenüber wassergesättigten Speichergesteinen stattfindet. Das sich ausbreitende CO<sub>2</sub>-Kissen wird durch die seismischen Untersuchungen als ein mehrschichtiges Gebilde mit bis zu neun diskreten CO<sub>2</sub>-Lagen abgebildet, die sich unter tonigen Zwischenlagen im Utsira Sand ausgebreitet haben (TNO, 2007; Arts et al., 2010).



**Abbildung 25** – Horizontale Ausdehnung der verpressten CO<sub>2</sub>-Mengen im Utsira Sand (Draufsicht). Die Abbildungen aus verschiedenen Jahren zeigen Änderungen der Amplitude der seismischen Reflexionen, die im Sinne einer sukzessiven Ausbreitung des verpressten CO<sub>2</sub> im salinen Utsira-Aquifer interpretiert werden. Quelle: Biello (2009c)



**Abbildung 26** – Reflexionsseismisches Abbild des CO<sub>2</sub>-Speichers im Sleipner Feld. Die Abbildung zeigt jeweils den gleichen Vertikalschnitt durch die Utsira Formation zu verschiedenen Zeitpunkten. Die blau und rot dargestellten Streifen entsprechen der vermuteten Ausdehnung des CO<sub>2</sub>, d.h. dem Bereich in dem das Formationswasser verdrängt worden ist. (Arts et al., 2010)



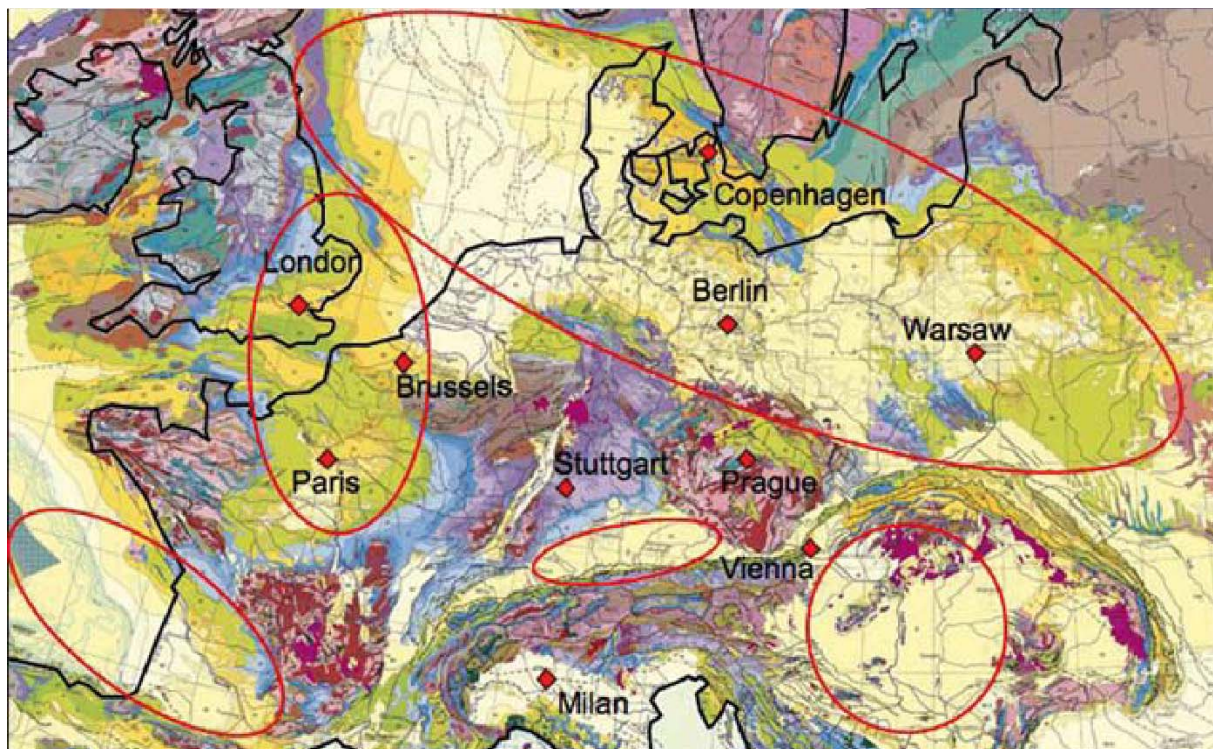
**Abbildung 27** – Sleipner CCS Projekt. Das Diagramm zeigt einen Vergleich der seit 1996 tatsächlich injizierten CO<sub>2</sub>-Mengen (in Mio. Tonnen) mit den auf Grundlage veränderter seismischer Signale errechneten CO<sub>2</sub>-Mengen. (Arts et al., 2010)

Der Vergleich von eingespeicherten mit „wieder gefundenen“ CO<sub>2</sub>-Mengen zeigt ein deutliches, mit der Zeit zunehmendes Defizit (Abb. 27). Sofern die Modellierungen richtig und ausreichend präzise sind, könnte dies als Hinweis auf zunehmende Leckage-Raten interpretiert werden. Andere Modellansätze (Chadwick et al., 2007; Haugan, 2010) kommen zu ähnlichen Aussagen.

Ursprüngliche Schätzungen der Speicherkapazität der Utsira Formation lagen bei 300 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub>, genug um die europäischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für mehrere Jahrhunderte aufnehmen zu können, gingen aber von einer vollständigen Verfügbarkeit des gesamten Porenraums aus. Tatsächlich können aber nur Bereiche genutzt werden, die auch eine geeignete Fallen-Struktur aufweisen. Diese ursprünglichen Schätzungen wurden daher mittlerweile auf 0,66 Milliarden Tonnen, also um fast 3 Größenordnungen nach unten korrigiert (Chadwick et al., 2008).

## Saline Aquifere in Deutschland

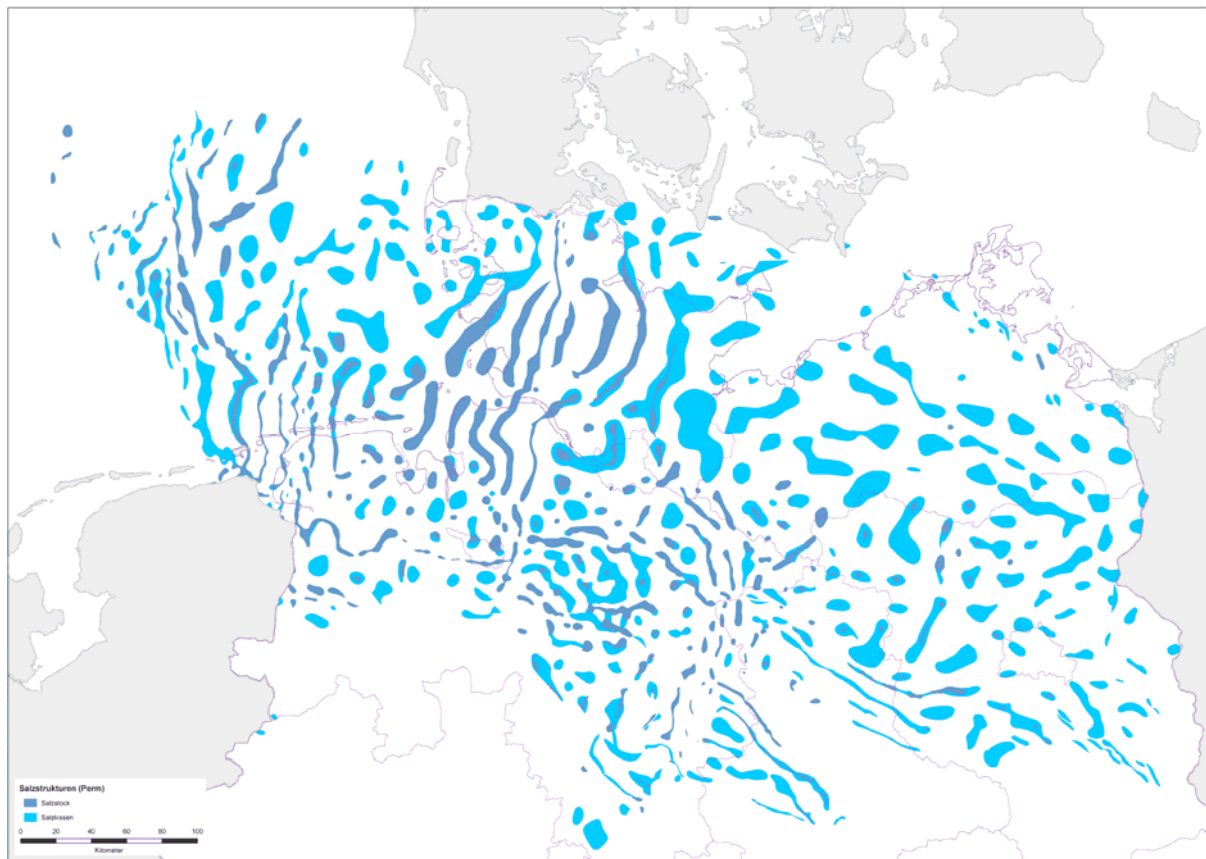
Größere Potentiale für saline Aquifer-Speicher finden sich besonders in den ausgedehnten jüngeren Sedimentationsbecken. Auf deutschem Gebiet sind dies besonders das Norddeutsche Becken (als Teil des Mitteleuropäischen Beckens), einschließlich seiner Erstreckung in die Nordsee, sowie das Süddeutsche Molasse-Becken (Abbildung 28).



**Abbildung 28** – Geologische Karte von Europa, mit den Haupt-Sedimentationsbecken, in denen saline Aquifere vorkommen.

Quelle: CO<sub>2</sub>GeoNet (2008)

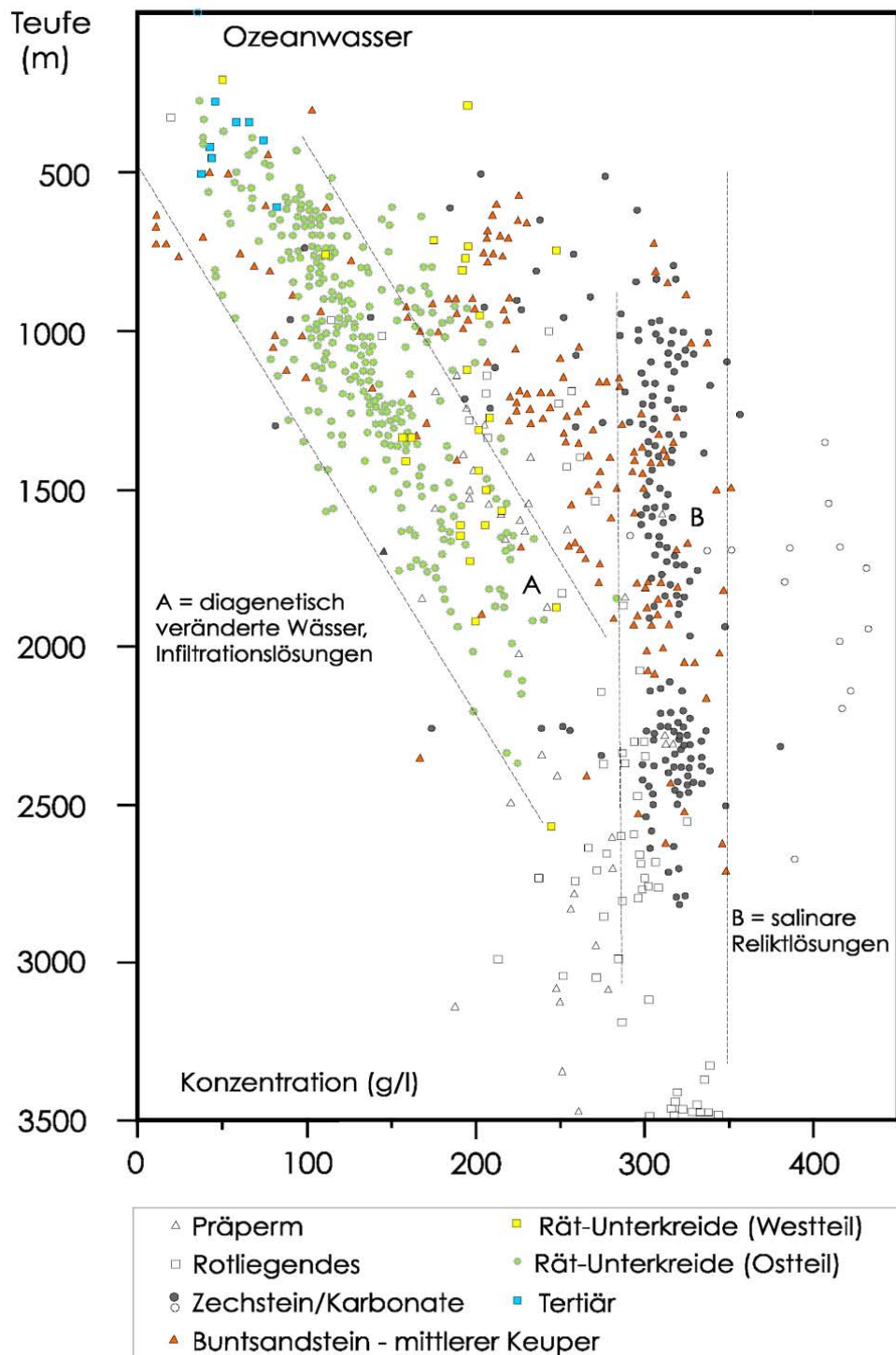




**Abbildung 29** – Salzstrukturen in der Norddeutschen Tiefebene. Hellblau: Salzkissen, dunkelblau: Salzstöcke. Quelle: BfS (2008)

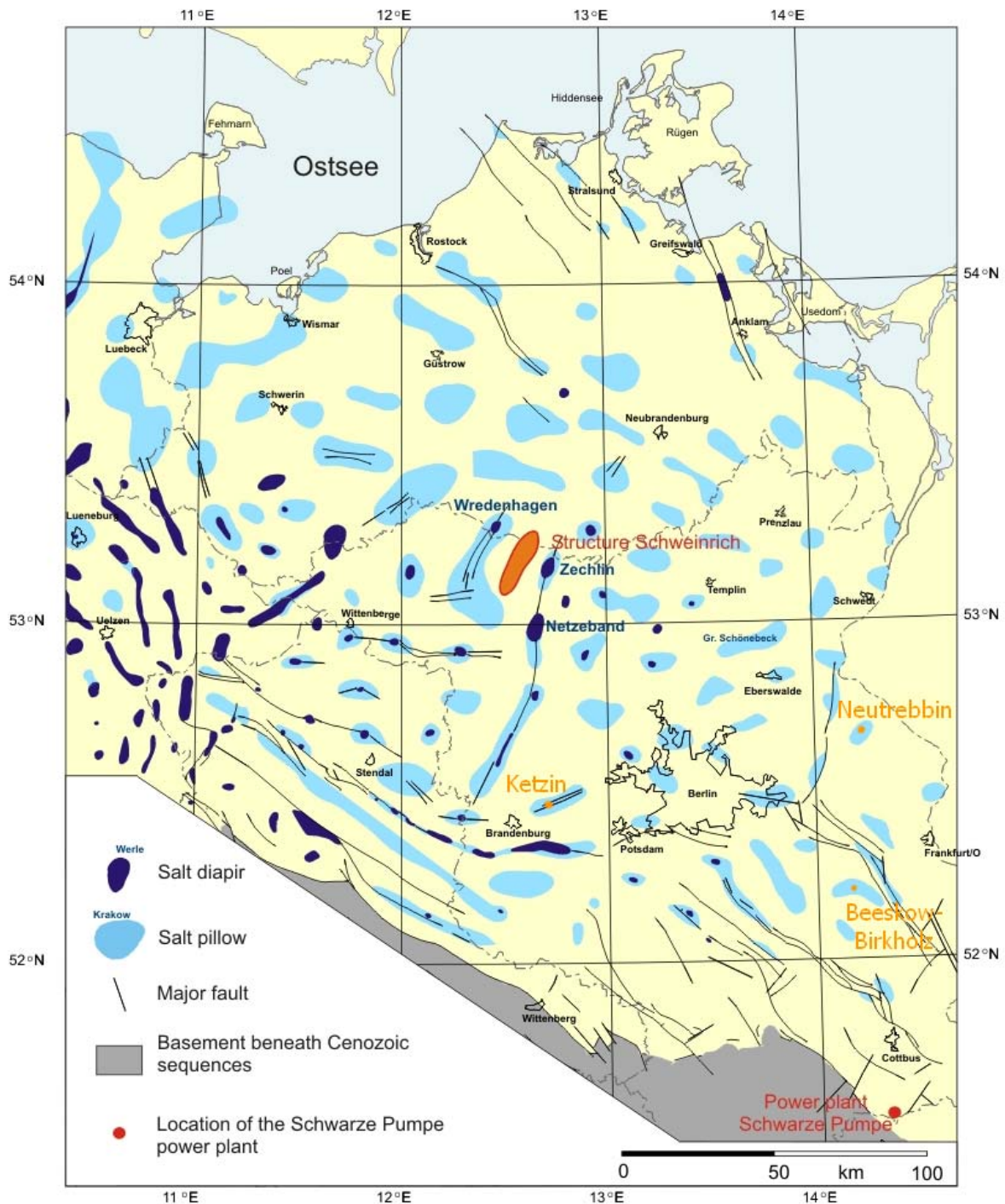
Innerhalb der jungen Sedimentbecken finden sich höffige Strukturen besonders im Hangenden von Salzkissen, die in der Norddeutschen Tiefebene und den östlich und westlich angrenzenden Gebieten verbreitet sind (Abbildung 29). Weniger höffig sind Salz-Diapire (Salzstöcke), bei denen das Salz die Deckgebirgsschichten nicht nur aufgewölbt, sondern auch durchbrochen hat.

Die ausgedehnten Salzvorkommen im Untergrund sind, neben der diagenetischen Freisetzung gelöster Ionen, die Haupt-Ursache für die weitverbreitete Versalzung der tieferen Grundwasserkörper. Generell ist eine Zunahme der Salzgehalte mit der Tiefe zu beobachten (Abbildung 30). Es handelt sich vielfach um sehr hoch mineralisierte Formationswässer, mit Salzgehalten bis 350 Gramm pro Liter, die durch die CO<sub>2</sub> Einpressung in höhere, Süßwasser führende Grundwasser-Stockwerke verdrängt würden (Siehe auch Kapitel „Gefahren für das Trinkwasser“).



**Abbildung 30** – Salzgehalte in norddeutschen Formationswässern. Bei den diagenetisch bedingten Salzgehalten ist eine Tiefenzunahme erkennbar. Die durch Subrosion (unterirdische Salzauflösung) entstandenen Salzwässer sind überwiegend nahezu gesättigte Salzlösungen.  
Quelle: Hoth et al. (1997)

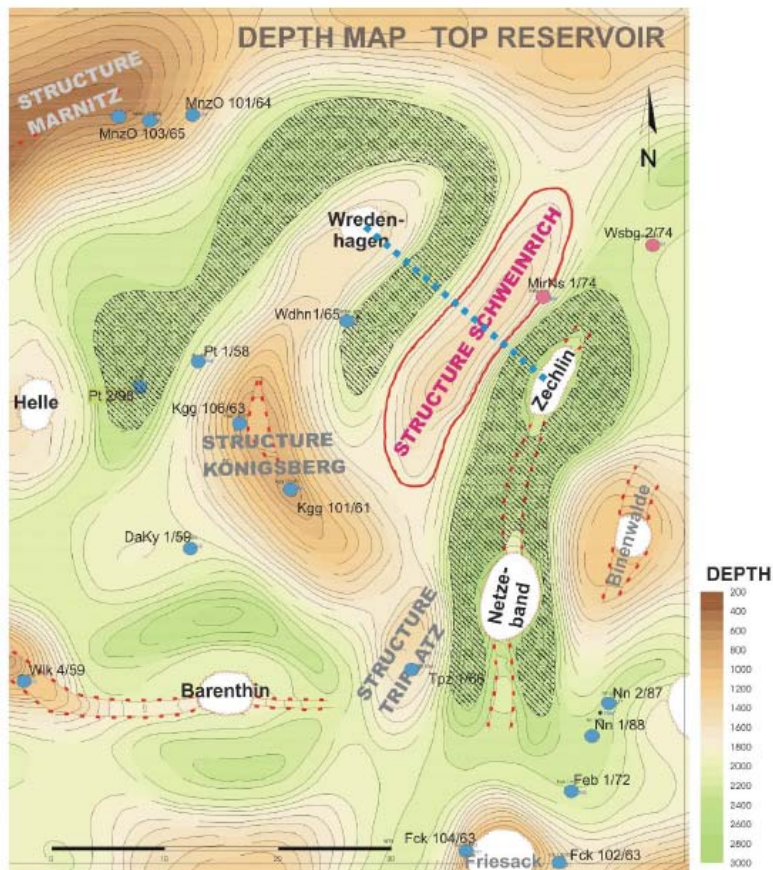
CCS-Forschungsprojekte finden in Deutschland an mehreren Standorten statt (Abbildung 31): Die Struktur Schweinrich (CO<sub>2</sub>STORE-Projekt), das CO<sub>2</sub>Sink-Projekt in Ketzin, sowie Erkundungsvorhaben der Industrie bei Neutrebbin und Beeskow und im Norden von Schleswig-Holstein.



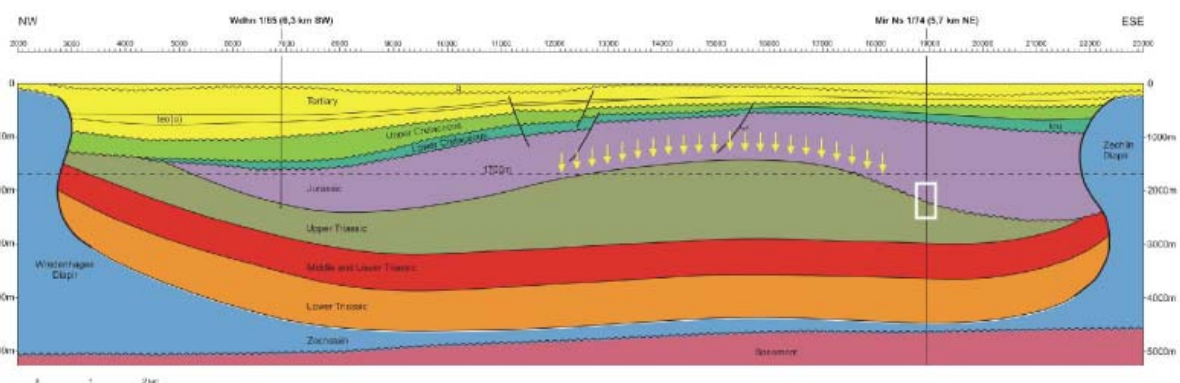
**Abbildung 31** – Lage deutscher CCS-Projektgebiete in Relation zu den Salzstrukturen. Kartengrundlage: BGR (2006). Projektstandorte ergänzt.

## Schweinrich (Landkreis Ostprignitz–Ruppin)

Die Antiklinal-Struktur Schweinrich umfasst ein Gebiet von etwa 100 km<sup>2</sup>, mit Speicher-Formationen aus der Oberen Trias (Contorta-Schichten) und dem Unteren Jura (Hettangium), in ca. 1500 m Tiefe. Im Rahmen des CO<sub>2</sub>Store-Programms sollte die Struktur auf ihre Eignung als CO<sub>2</sub>-Endlager für das Vattenfall-Kraftwerk Schwarze Pumpe untersucht werden. Schwarze Pumpe ist ein modernes 1600-MW Braunkohle-Kraftwerk südlich von Cottbus, das jährlich ca. 10 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> emittiert und bis zum Ende seiner Laufzeit rund 400 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> erzeugen soll (Chadwick et al., 2008).



**Abbildung 32** – Tiefenlage der Hangendgrenze der Speicherformation in der Schweinrich-Antiklinal-Struktur. Die Schweinrich-Antiklinale liegt zwischen verschiedenen Salzkissen-Strukturen (weiß). Quelle: Chadwick et al. (2008).



**Abbildung 33** – Querschnitt durch die Schweinrich-Struktur. Gelbe Pfeile markieren den projizierten Speicher-Bereich. Quelle: Chadwick et al. (2008).

Zwischenzeitlich hatte auch die Gazprom Germania GmbH an der Speicher-Struktur Schweinrich Interesse, um dort sibirisches Erdgas aus dem Ostsee-Pipeline-Projekt zwischen zu speichern (Leuschner, 2009). Am 10. August 2009 teilte die Firma jedoch mit, dass die Erkundungsarbeiten für den geplanten Erdgasspeicher abgebrochen wurden. In einer Pressemitteilung (GAZPROM Germania GmbH, 2009) heißt es (Zitat):

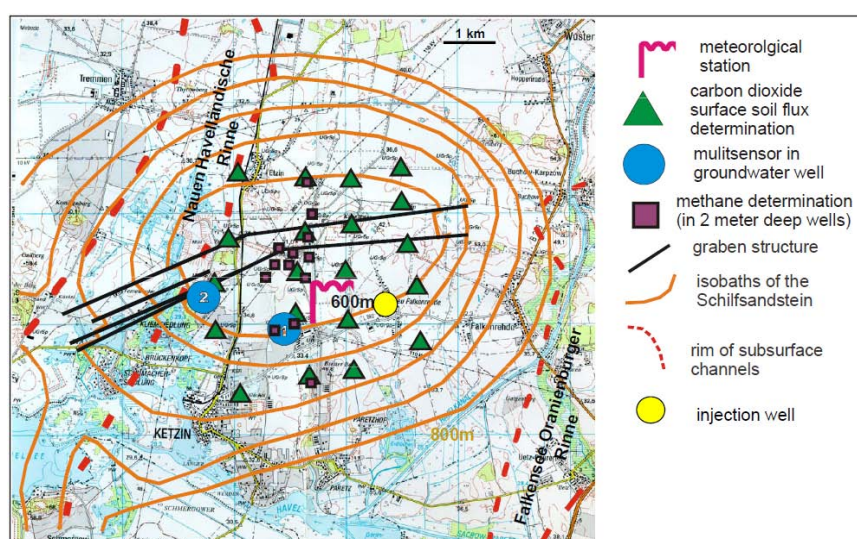
- *Das Speichergestein im geologischen Zielhorizont besitzt die für eine Erdgasspeicherung notwendigen Eigenschaften.*
- *Die abdeckenden Schichten oberhalb des Speichergesteins sind nicht im erforderlichen Maße ausgeprägt, so dass eine sichere Erdgasspeicherung nach jetzigen Erkenntnissen nicht garantiert werden kann.*
- *Damit fällt die untersuchte Struktur Schweinrich aus den weiteren Betrachtungen als potenzieller Untergrundspeicher für Erdgas heraus – insbesondere unter dem Aspekt der zu gewährleistenden Sicherheit. Hier gibt es für GAZPROM keine Kompromisse.*

Nach dieser Beurteilung dürfte die Struktur Schweinrich auch als CO<sub>2</sub>-Speicher nicht mehr in Frage kommen.

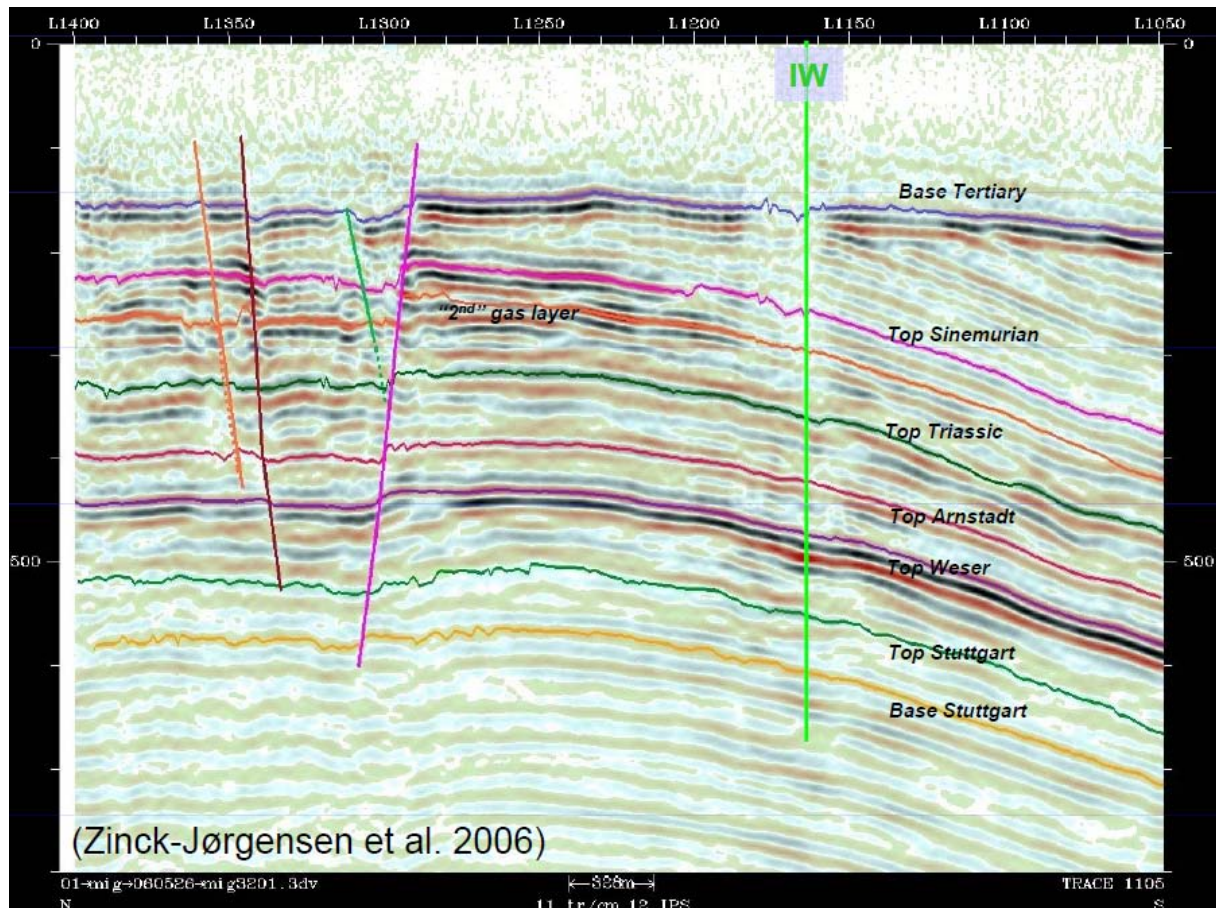
### Ketzin (Havelland)

Bei Ketzin wird im Rahmen des CO<sub>2</sub>Sink Programmes die Einspeicherung von CO<sub>2</sub> (Nahrungsmittel-Qualität) in einen Sandstein-Aquifer (Stuttgart-Formation, Mittlerer Keuper), ca. 650 m unter der Erdoberfläche, untersucht. Die über einem Salzkissen ausgebildete Gewölbestruktur wurde schon früher zur Gasspeicherung genutzt. Es wird ein umfassendes Messprogramm durchgeführt. Dabei wird insbesondere durch reflexionsseismische und geoelektrische Methoden, sowie durch Gasanalysen versucht, die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> zu verfolgen.

Die Zielsetzung des Projektes ist hauptsächlich auf das Monitoring ausgerichtet. Aufgrund des Scheitelgrabens im Top der Gewölbestruktur (Abbildungen 31, 34 und 35) ist eine Eignung unter dem Gesichtspunkt einer langzeitsicheren Endlagerung der Gase fragwürdig. Die realisierten Injektionsraten von maximal 3 Tonnen pro Stunde sind 3 Größenordnungen von denen entfernt, die bei einem praktischen CCS-Projekt erforderlich wären.



**Abbildung 34** – Ketzin-Struktur mit Bohr-Lokationen und Messpunkten. Scheitelgräben wie in der Struktur Ketzin sind aufgrund der aufwölbungsbedingten Quer-Dehnung bei vielen Antiklinal-Strukturen ausgebildet. Die Graben-Randstörungen stellen ein besonders hohes Leckage-Risiko dar. Quelle: Martens (2010)



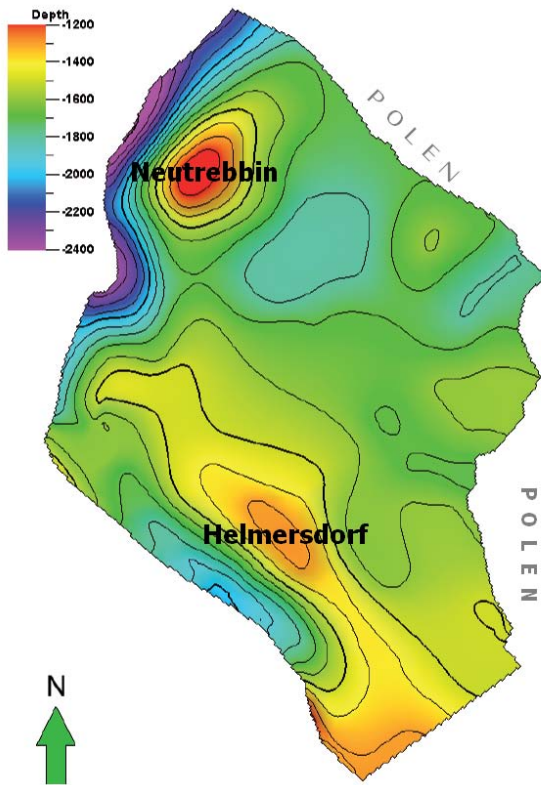
**Abbildung 35** – Reflexionsseismisches Profil durch die Ketzin-Struktur. Neben dem Störungssystem, das zu einem Scheitelgraben in der Kuppelstruktur gehört, ist auch die Diskordanz an der Tertiär-Basis gut zu erkennen.

Quelle: Schmidt-Hattenberger (2009)

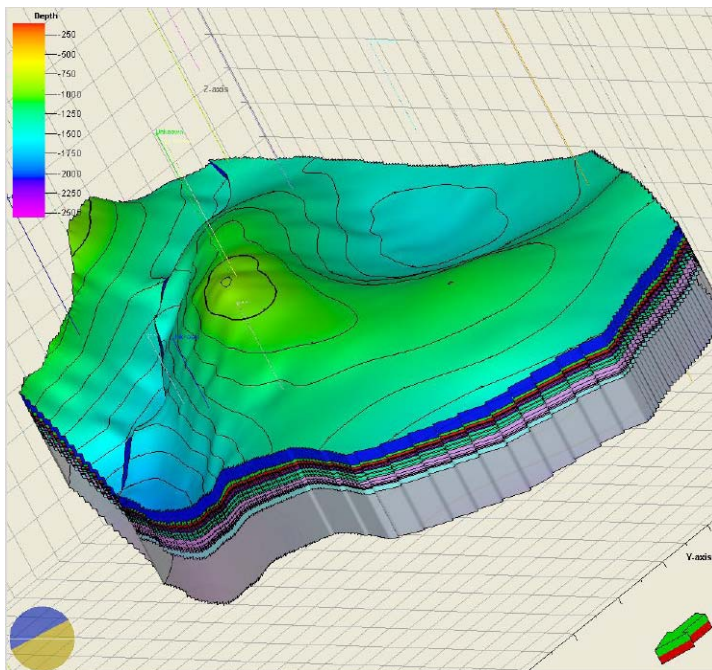
#### Neutrebbin und Birkholz-Beeskow (Oderbruch)

Am 16. März 2010 erhielt die Firma Vattenfall Europe Mining AG die bergrechtliche Erlaubnis zur Aufsuchung und Erkundung von Sole-Vorkommen im Raum Neutrebbin (Märkisch Oderland). Das Aufsuchungsgebiet umfasst insgesamt eine Fläche von 353 km<sup>2</sup>. Bereits am 23. Oktober 2009 erhielt die Firma eine entsprechende Erlaubnis für den Raum Birkholz-Beeskow (Oder-Spree). Für die Struktur Birkholz-Beeskow wurde auch bereits ein Hauptbetriebsplan eingereicht (LBGR, 2010d).

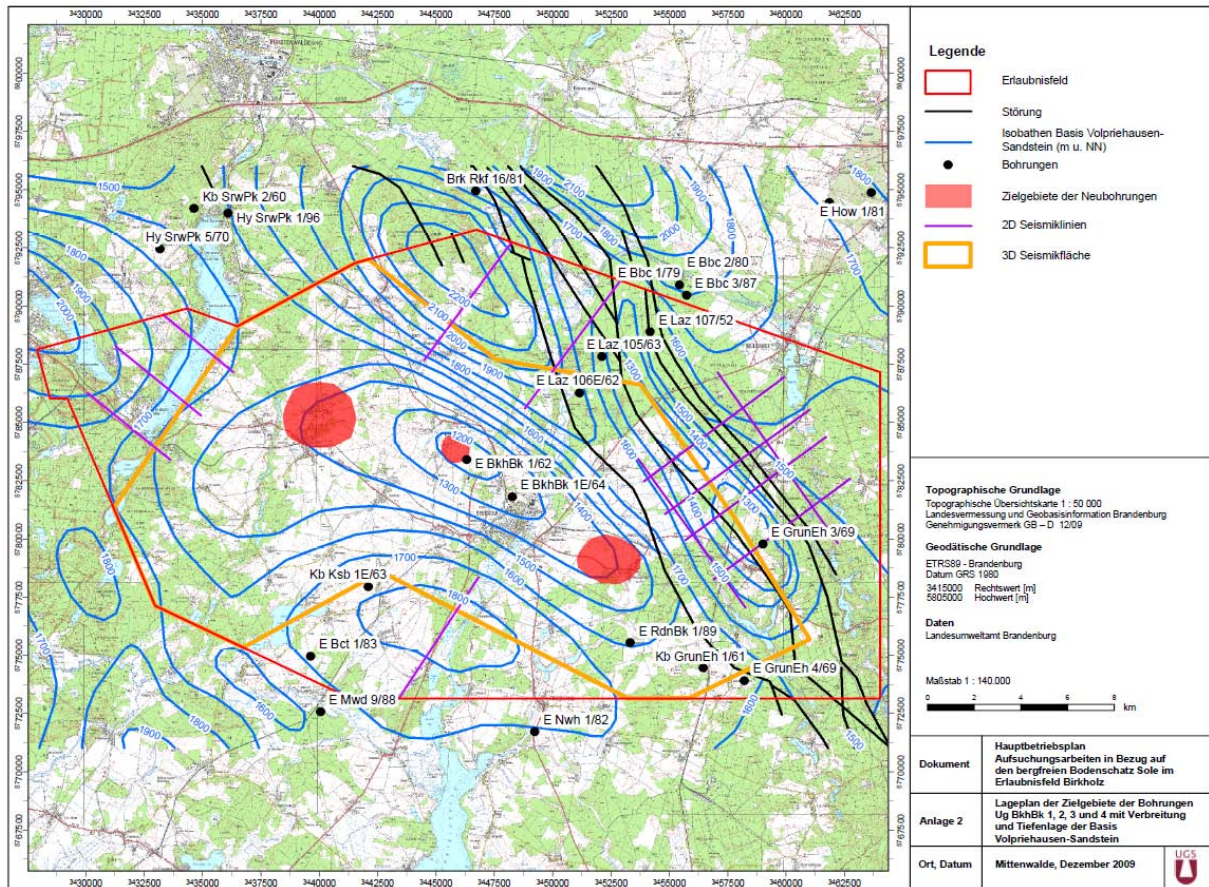
Die beantragte Erkundung von Sole-Vorkommen ist nur ein Hilfs-Konstrukt, weil bislang noch kein CCS-Gesetz beschlossen wurde. Tatsächlich sollen die Strukturen auf ihre Eignung als CO<sub>2</sub>-Speicher untersucht werden, wobei in Beeskow als Speichergesteine die Sandsteine der Volpriehausen- und Detfurth-Formationen (Mittlerer Buntsandstein) in 1100 bis 1500 m Tiefe in Frage kommen sollen. Parallel zu den Erkundungsarbeiten will der Vattenfall-Konzern in Jänschwalde (Spree-Neiße) bis 2015 ein Demonstrationskraftwerk zur Verstromung von Braunkohle nach dem Oxyfuel-Verfahren errichten. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> soll über eine 150 Kilometer lange Pipeline bis nach Neutrebbin und Beeskow-Birkholz transportiert werden.



**Abbildung 36** – Antiklinal-Strukturen Neutrebbin und Helmersdorf in Brandenburg. Tiefenlage des Speichergesteins-Top (Volpriehausen Formation, Mittlerer Buntsandstein). Vattenfall möchte die dargestellten Antiklinal-Strukturen als CCS-Speicher für die Braunkohle-Kraftwerke in der Lausitz nutzen. Quelle: Nach BGR (2010b)



**Abbildung 37** – Struktur Beeskow-Birkholz. Gestalt und Tiefenlage des Speichergesteins-Top (Volpriehausen Formation, Mittlerer Buntsandstein). Auch diese Struktur will Vattenfall als CO<sub>2</sub> Speicher untersuchen und ggf. nutzen. Quelle: LBGR (2010b)

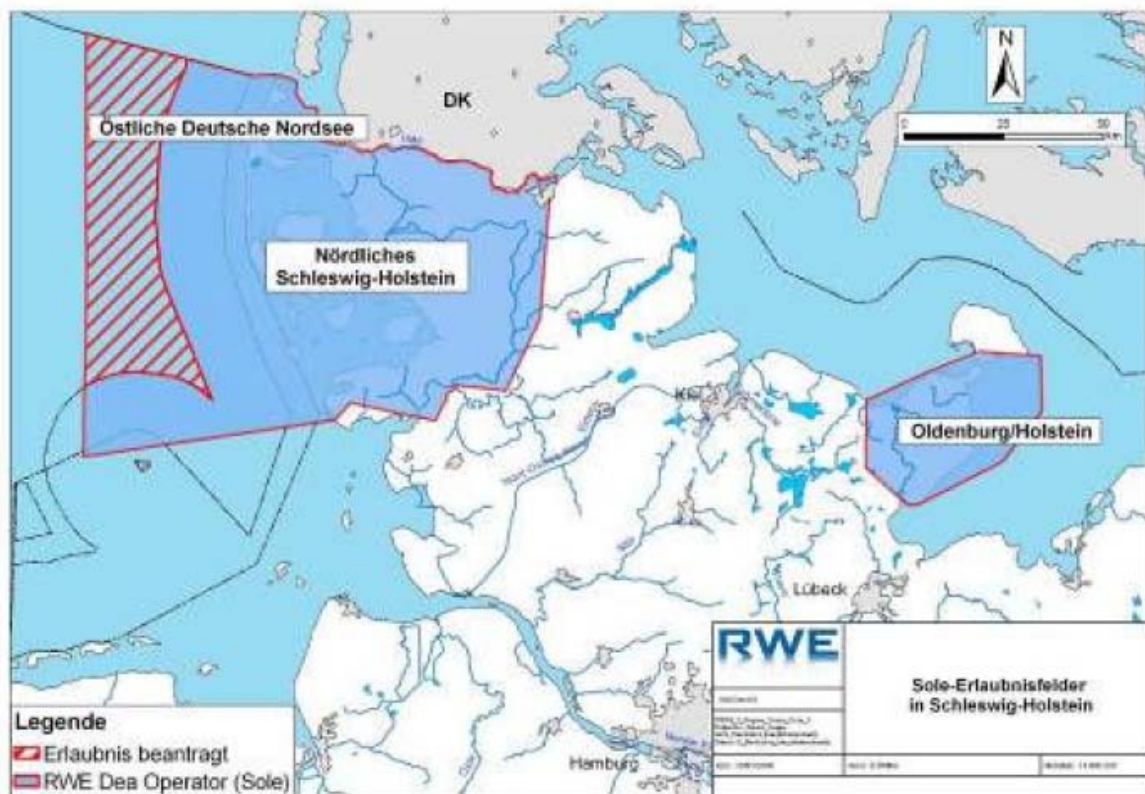


**Abbildung 38** – Tiefenlage der Speichergesteins-Basis (Volpriehausen Formation, Mittlerer Buntsandstein), Struktur Beeskow-Birkholz. Quelle: LBGR (2010d)



## Schleswig-Holstein

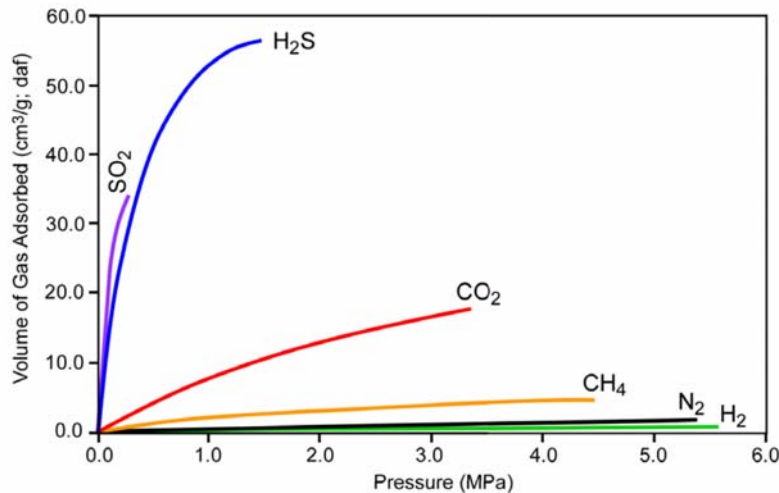
Die Fa. RWE hatte geplant, bis 2014 in Hürth-Knapsack (bei Köln) ein 400 Megawatt Braunkohle-Kraftwerk als CCS-Versuchsanlage mit Pre-Combustion-Technik (IGCC) zu errichten. Das abgetrennte CO<sub>2</sub> (2,6 Mio. Tonnen pro Jahr) sollte über eine Pipeline in das nördliche Schleswig-Holstein transportiert werden. Dazu hatte die Firma auch bereits Erlaubnisse zur Untersuchung von drei Gebieten auf Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Speicherung (bzw. zur Erkundung von Solevorkommen) beantragt. Es handelt sich um Gebiete in Nordfriesland, Oldenburg in Ostholstein und der küstennahen Nordsee außerhalb der Zwölf-Meilen-Zone (Abbildung 39). Erlaubnisse für die ersten beiden Gebiete wurden vom LBEG auch bereits erteilt. Allerdings wurden die Untersuchungen, aufgrund fehlender Akzeptanz sowohl bei den Bürgern als auch der Landesregierung von Schleswig-Holstein, nicht weiter geführt.



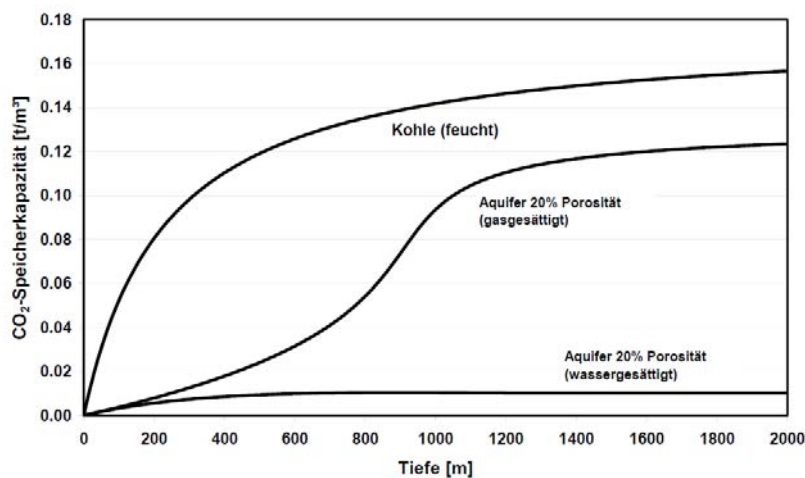
**Abbildung 39** – Bewilligte bzw. beantragte Untersuchungsgebiete für CO<sub>2</sub>-Speicher im Norden von Schleswig-Holstein. Quelle: RWE (2009b)

## CO<sub>2</sub> Injektion in Kohleflöze

Kohleflöze enthalten auch beträchtliche Mengen gebundener Gase, insbesondere Methan (Kohleflöz-Methan), die an die organischen Bestandteile (Mazerale) der Kohle adsorbiert sind. Die Sorptionskapazität der Kohle ist für unterschiedliche Gase verschieden. Wie Abbildung 40 zeigt, ist die Affinität der Mazerale für die CO<sub>2</sub>-Absorption deutlich größer als für Methan, so dass sorbiertes Methan durch CO<sub>2</sub> verdrängt werden kann.



**Abbildung 40** – Adsorptions-Isothermen verschiedener Gase an Kohle. Quelle: Gunter (2010)



**Abbildung 41** – Speicherkapazitäten von Kohleflözen und salinen Aquiferen im Vergleich. Quelle: Krooß und May (2005)

Theoretisch könnten Kohleflöze im Rahmen von CCS-Projekten daher nicht nur CO<sub>2</sub> aufnehmen und speichern, sondern es könnte durch das injizierte CO<sub>2</sub>, ähnlich wie bei EGR-Projekten, auch noch Methan ausgetrieben und gewonnen werden. Die speicherbaren CO<sub>2</sub>-Mengen sind durchaus beachtlich, wie Abbildung 41 im Vergleich zu salinen Aquifer-Speichern verdeutlicht. Zumindest in Deutschland wird diese Option bisher aber nicht verfolgt, weil die Steinkohlevorkommen zu undurchlässig sind, so dass ein effizienter Gasaustausch nicht machbar ist.

Außerdem besteht auch die Gefahr unkontrollierbar entweichender Methan-Mengen. Da Methan einen 25-fach (IPCC, 2007) höheren Treibhaus-Effekt als CO<sub>2</sub> besitzt, wäre der Schaden für das Klima durch CCS in Kohleflözen möglicherweise höher als der Nutzen.

## Physikalisch-chemische Prozesse im Speichergestein

Im Speichergestein angekommen, steht das verpresste CO<sub>2</sub>-reiche Gas mit dem Formationswasser und dem Speichergestein in chemischer Wechselwirkung. Dabei können grundsätzlich auch mikrobielle Stoffwechselprozesse eine Rolle spielen, wozu jedoch bislang nur wenige Untersuchungen bekannt sind.

Man kann folgende Speicherungs-/Fixierungs-Mechanismen („Fallen“) für das CO<sub>2</sub> im Speichergestein identifizieren:

- Bildung einer CO<sub>2</sub>-haltigen gasförmigen oder überkritischen Phase
- Lösung in Öl
- Lösung in Wasser
- Mineralreaktionen (Alteration) und Fällung neuer Mineralphasen
- Adsorption an Kohle

Die Bildung einer eigenen CO<sub>2</sub>-haltigen gasförmigen oder überkritischen Phase setzt eine strukturelle Falle (Antiklinal-Struktur, Diskordanz, etc.) voraus, unter der die leichtere CO<sub>2</sub>-haltige Phase infolge ihres Auftriebs „gefangen gehalten“ wird. Dies ist zunächst ein rein physikalischer Vorgang. Ob die Barriere-Schicht über dem Speicher dicht gegenüber dieser CO<sub>2</sub>-Phase ist, hängt von dem Kapillar-Eindringdruck für CO<sub>2</sub> in die Kapillaren des Barriere-Gesteins ab. Ist der durch die Auftriebskräfte verursachte Druck auf die Kapillaren größer als der Kapillar-Eindringdruck, wird die Barriere undicht gegenüber CO<sub>2</sub>. Die Auftriebskräfte sind proportional zur Höhe der Gas-Säule unterhalb des Speicherdaches.

Kohlendioxid verhält sich gegenüber den Formationswässern und Speichergesteinen keineswegs inert, sondern kann mit diesen chemisch reagieren. Dazu muss das Gas bzw. die überkritische Phase zunächst (teilweise) in Lösung gehen. Diese Auflösung setzt die Diffusion über die Gas/Lösungs-Grenzfläche voraus und ist daher ein langsamer Prozess.

Als gelöste Kohlensäure (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) kann Kohlendioxid instabile Mineralphasen angreifen und an chemischen Alterationsprozessen (Mineral-Umwandlungen) am Speichergestein teilnehmen. Damit einher geht auch eine Veränderung der chemischen Zusammensetzung der wässrigen Lösungsphase (des Formationswassers), wodurch es auch zur Bildung neuer Mineralphasen kommen kann.

Diese Prozesse, die allerdings teilweise sehr langsam (über Jahrzehnte bis Jahrtausende) ablaufen, können prinzipiell eine chemische Bindung eines Teils des CO<sub>2</sub> und damit eine Immobilisierung gegenüber dem ursprünglichen gasförmigen Zustand bewirken. – Die Prozesse im Einzelnen:

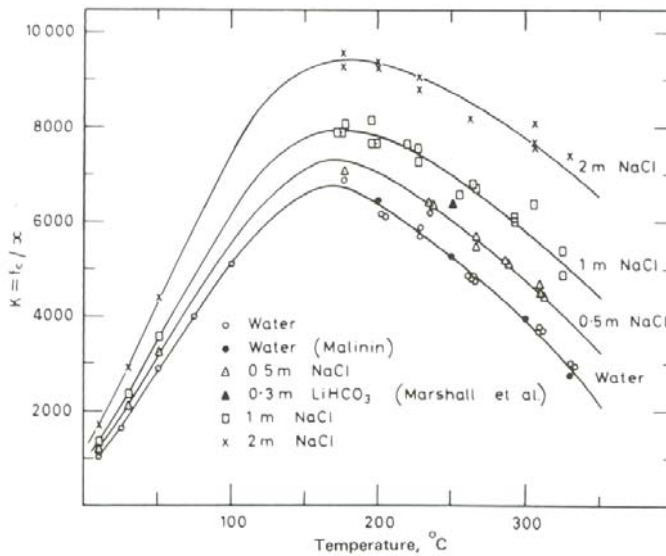
### Physikalische Auflösung des CO<sub>2</sub> in Formationswasser

Die Löslichkeit von gasförmigem oder überkritischem CO<sub>2</sub> in Elektrolyt-Lösungen, wie sie die Formationswässer darstellen, folgt dem Henry'schen Gesetz. Sie ist umso größer, je höher der Gasdruck (CO<sub>2</sub>-Fugazität) und je niedriger die Temperatur und je niedriger die Salzkonzentrationen (Ionenstärke) sind (Abbildung 42).

Für ein physikalisch gelöstes Gas kann das Verhältnis von Partialdruck (Fugazität) zu Molenbruch durch das Henry'sche Gesetz wie folgt beschrieben werden:

$$K_H = f/X$$

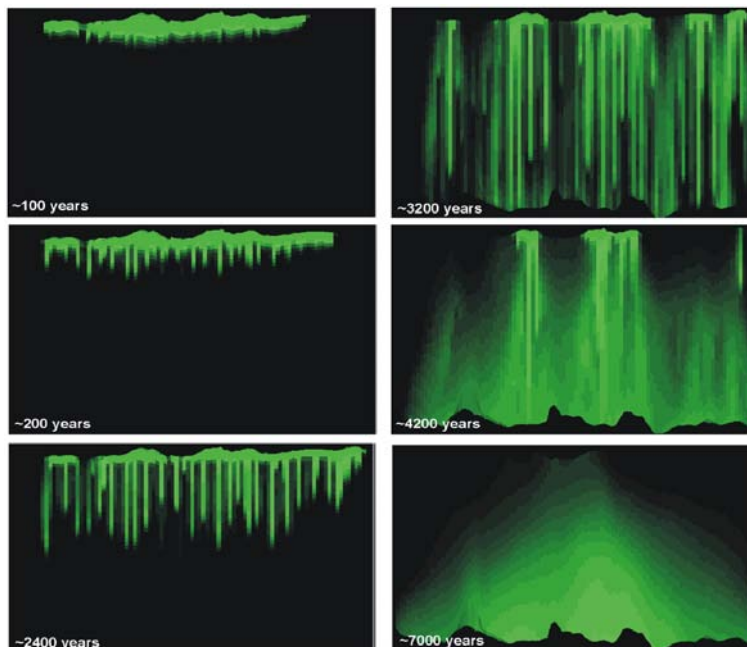
Dabei steht  $K_H$  für die Henry-Konstante,  $f$  für die Fugazität und  $X$  für den Molenbruch des Gases in der Lösung.



**Abbildung 42** – Werte der Henry'schen Konstanten  $K_{CO_2} = f_{CO_2} / X_{CO_2}$  für die Lösung von  $CO_2$  in Wasser und verschiedenen konzentrierten NaCl-Lösungen.

Quelle: Holland und Malinin (1979)

In einem idealen geschlossenen und isochoren (volumenkonstanten) System würde sich am Ende eine Gleichgewichtsverteilung einstellen, die von den Stoffmengen, sowie dem verfügbaren Volumen und der Temperatur abhängen. Der  $CO_2$ -Partialdruck und das Massen-Verhältnis von flüssiger zu gasförmiger (bzw. überkritischer) Phase würden Gleichgewichtswerte annehmen (wie z.B. in einer Sprudelflasche). Da geologische Systeme, insbesondere  $CO_2$ -Speicher, keine (im chemisch-thermodynamischen Sinn) geschlossenen Systeme sind, ist das Mengen-Verhältnis von  $CO_2$  zu Wasser undefiniert. Daher sind auch alle Modellrechnungen über die Auflösung von  $CO_2$  im Formationswasser (z.B. Abbildung 43, aus Chadwick et al, 2008) von mehr oder weniger arbiträren Annahmen über das  $CO_2/H_2O$ -Massenverhältnis abhängig.



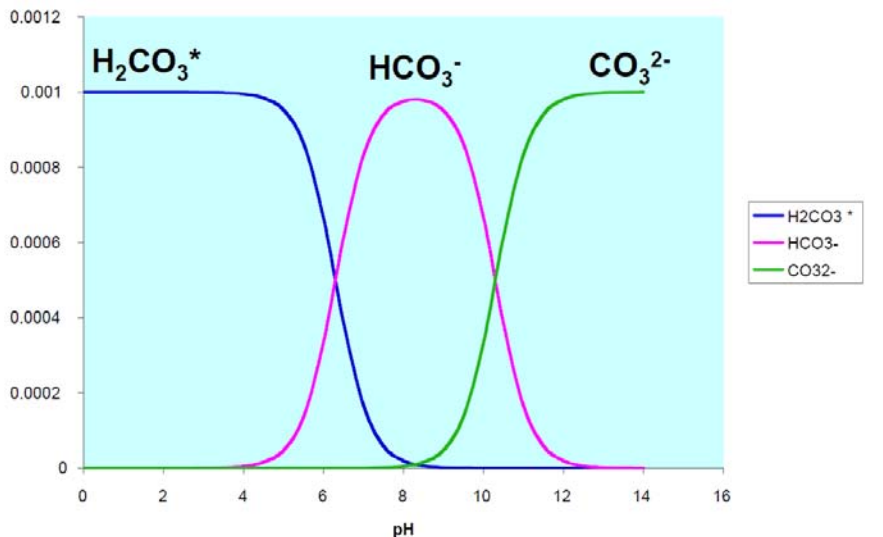
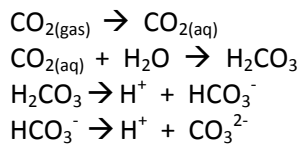
**Figure 7.38** Simulation of the long-term fate of the  $CO_2$  plume at Sleipner. Free  $CO_2$  trapped at reservoir top progressively dissolves, as  $CO_2$  in solution sinks towards base of reservoir. After about 5000 years all free  $CO_2$  has dissolved.

**Abbildung 43** – Sleipner CCS-Projekt. Beispiel einer Modellierung der Auflösung von  $CO_2$  im Formationswasser (Vertikaler Schnitt). Quelle: Chadwick et al. (2008)

Die physikalische Auflösung des CO<sub>2</sub> im Formationswasser ist also ein langsamer Prozess, dessen Umfang maßgeblich vom Gasdruck, vom Salzgehalt der Lösung, von der Temperatur und von den Systemgrenzen abhängt. Die Auflösung hängt weiter vom pH-Wert ab, was im nächsten Abschnitt erörtert wird.

## Säure-Base-Gleichgewichte

Das physikalisch gelöste CO<sub>2</sub> bildet zu einem geringen Anteil mit Wasser die 2-basige Kohlensäure (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), die in Abhängigkeit des pH-Wertes dissoziiert (Abbildung 44). Die relevanten Reaktionsschritte sind wie folgt:



**Abbildung 44** – Verteilung der Carbonat-Spezies als Funktion des pH-Wertes. (Konzentrationen in Mol/kg H<sub>2</sub>O, atmosphärischer CO<sub>2</sub>-Partialdruck). In natürlichen Wässern mit neutralen pH-Werten liegt die Kohlensäure überwiegend dissoziiert als Bicarbonat-Ion (HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>) vor. Quelle: Sigg (2009)

Setzt man die wässrige Lösung einem hohen CO<sub>2</sub>-Partialdruck aus, kann sich entsprechend dem Henry'schen Gesetz viel CO<sub>2</sub>-Gas lösen und eine konzentrierte Kohlensäure wird sich bilden. In CCS-Speicherformationen können dabei Kohlensäure-Konzentrationen um 1 bis 2 molal vorkommen. Dadurch sinkt der pH-Wert und das Verteilungsgleichgewicht liegt auf der undissoziierten H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>-Seite (Abbildung 44). Da das verpresste CO<sub>2</sub>, insbesondere wenn es aus Verbrennungsprozessen stammt, auch noch signifikante Mengen SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> und HCl enthalten kann, also Stoffe die starke (weitgehend dissoziierte) Säuren bilden, wird der pH-Wert des Formationswassers noch weiter gesenkt. Dies wirkt der Bildung von Hydrogencarbonat- und Carbonat-Spezies entgegen.

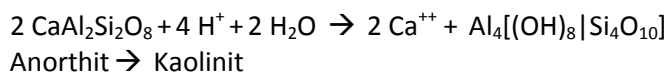
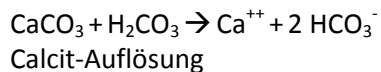
Derart konzentrierte Kohlensäurelösungen sind sehr aggressiv und greifen Metalle wie auch bestimmte Minerale des Nebengesteins an. Dies führt bei gewöhnlichen metallischen Werkstoffen zu Metall-Korrosion und im Wirtsgestein zu Gesteins-Alteration (Siehe nächster Abschnitt). Außerdem kann die Säure Zementierungen von Bohrungen angreifen, die aus ungeeigneten Zementen hergestellt sind.

## Mineralreaktionen

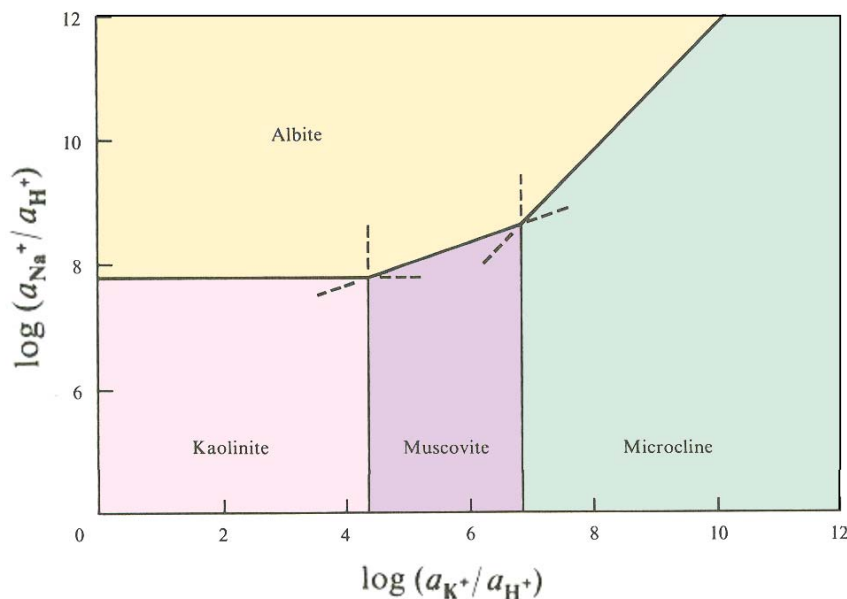
Für CCS in Frage kommende Speichergesteine sind meist mehr oder weniger reine Sandsteine. Aufgrund ihrer Entstehung als Folge von intensiven mechanischen und chemischen Verwitterungsprozessen bestehen sie überwiegend aus Quarzkörnern, während viele Silikate bereits weitgehend zersetzt wurden und die Basen dabei in Lösung gegangen sind. Für die Utsira-Formation (Sleipner-Feld) geben Chadwick et al. (2008) beispielsweise folgende Zusammensetzung an (Tabelle 5):

Mineral	Quarz	Calcit	Aragonit	Albit	Kalifeldspat	Glimmer und andere
Prozentanteil	75	3	3	3	13	3

Während sich Quarz (SiO<sub>2</sub>) gegenüber kohlesauren Lösungen inert verhält, können beispielsweise Feldspat-Körner oder calcitischer Gesteins-Zement (das natürliche Bindemittel zwischen den Sandkörnern) angegriffen werden. Zum Beispiel:



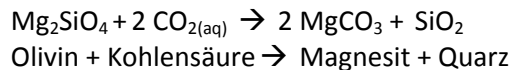
Für die Zersetzung von Albit und Kalifeldspat (Mikroclin) sind die Gleichgewichtsbeziehungen in Abbildung 45 dargestellt. Man erkennt, dass die Phasengrenzen nicht nur vom pH-Wert, sondern auch von der Konzentration des jeweiligen Kations abhängig sind. Hohe Salzkonzentrationen im Formationswasser wirken daher der Mineral-Alteration (und damit letztlich der Fixierung von CO<sub>2</sub>) entgegen.



**Abbildung 45** – Stabilitätsfelder der Feldspäte und ihrer Alterationsprodukte (25°C).  
Nach Nordström und Munoz (1986)

Die Vermutung (z.B. Chadwick et al, 2008), dass über längere Zeiträume das verpresste CO<sub>2</sub> durch Ausfällung karbonatischer Mineralphasen fixiert werden könnte, trifft nicht zu, denn durch die niedrigen pH-Werte werden kristalline Karbonat-Phasen vielmehr aufgelöst, wodurch sich das Kohlenstoff-Inventar der Lösung sogar noch erhöht (Siehe oben: Calcit-Auflösungsreaktion).

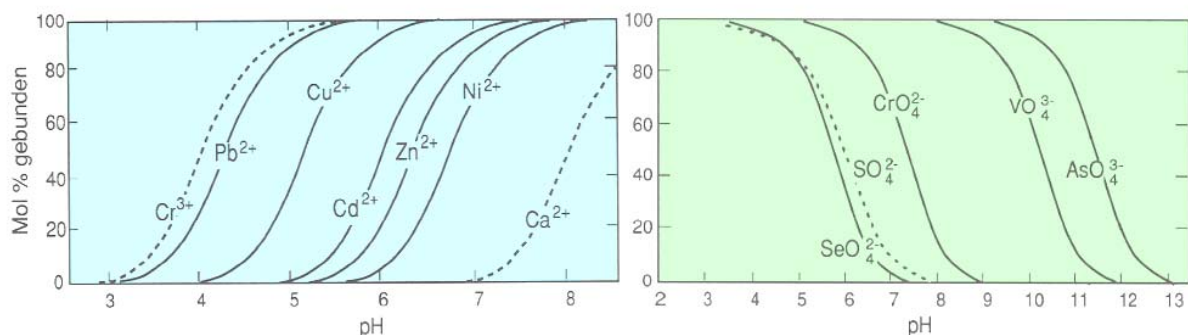
Anders zu beurteilen wäre dies allerdings, wenn als Speichersysteme nicht Quarz-Sandsteine sondern basenreiche Silikat-Gesteine gewählt würden, beispielsweise basaltische Tuffe. Dort würde eine Zersetzung der basenreichen Silikate, Alumosilikate und instabilen Glasbestandteile zu einer Neutralisation der Kohlensäure führen, bei der auf der Produktseite SiO<sub>2</sub> (das Kieselsäure-Anhydrid) ausfallen würde, z.B.:



Die Mobilisierung von im Speichergestein chemisch gebundenen Schwermetallen, die im Hinblick auf mögliche schädliche Auswirkungen relevant ist, wurde in der CCS-Literatur bisher nicht näher betrachtet. Schwermetalle können als eigene Mineralphasen, als Komponente von Mischkristallen oder sorptiv an organisches Material (Bitumen, Kerogen, Kohle) und an Mineraloberflächen gebunden vorliegen. Besonders sorbierte Schwermetalle würden vermutlich weitgehend in Lösung gehen, sobald sie in Kontakt mit stark kohlesauren Lösungen kommen.

Die Chemisorption von Lösungsspezies an Mineraloberflächen wird von der pH-abhängigen Oberflächen-Ladung auf der Mineralphase bestimmt. In wässrigen Systemen, in denen H<sup>+</sup> bzw. OH<sup>-</sup> die potentialbestimmenden Ionen sind, beobachtet man bei niedrigen pH-Werten positive, bei hohen pH-Werten negative Oberflächen-Ladungen. Als „point of zero charge“ (pzc) bezeichnet man den mineral-spezifischen pH-Wert, bei welchem die Oberflächen-Ladung null ist. Bei pH-Werten unterhalb des pzc werden besonders die negativ geladenen Lösungsspezies (Anionen) stark sorbiert, bei pH-Werten oberhalb des pzc sind es die einfachen Metall-Kationen. Jedoch ist die Sorption kein rein elektrostatisches Phänomen; vielmehr spielen auch spezifische Wechselwirkungen durch Bildung von outer-sphere und inner-sphere Oberflächen-Komplexen eine Rolle. In natürlichen und sonstigen komplex zusammengesetzten Systemen sind auch noch die Konkurrenz-Reaktionen zu beachten.

Abbildung 46 zeigt den Prozentanteil der im System verfügbaren Stoff-Spezies, die sorptiv an die Oberfläche von Eisenhydroxid gebunden sind, als Funktion des pH-Wertes. Änderungen des pH-Wertes können also zu Desorption (oder auch stärkerer Adsorption) führen.

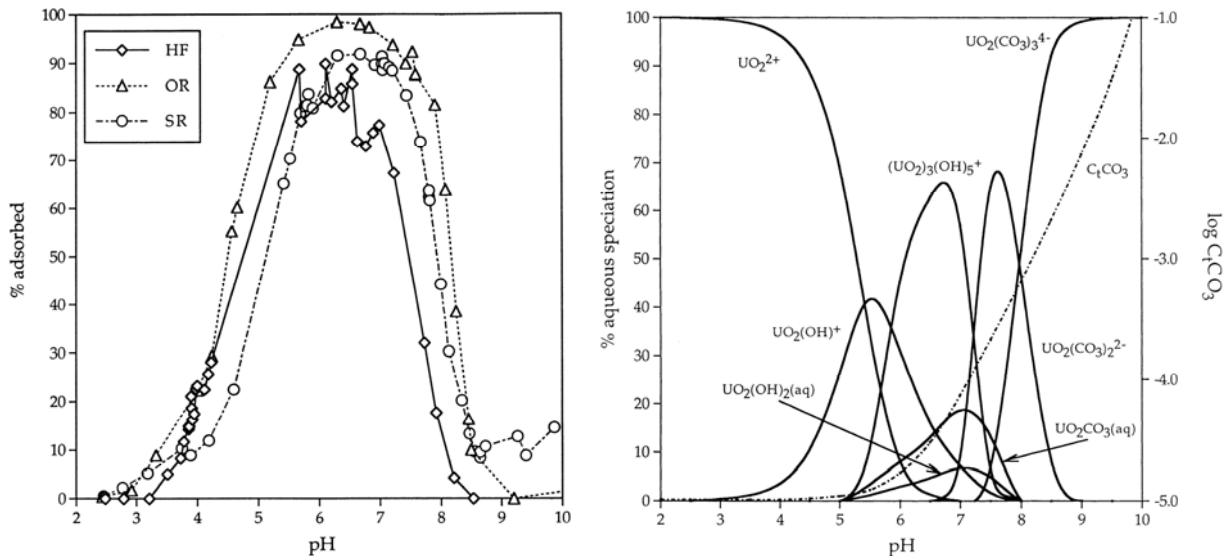


**Abbildung 46** – pH-Abhängigkeit der sorptiven Bindung von Kationen und Anionen an Fe(OH)<sub>3</sub>  
Nach Sigg (2009)

Die folgende Abbildung 47 zeigt beispielhaft das Sorptionsverhalten von Uran(VI) an natürlichen Gesteinsproben mit sorptiv wirkenden Eisenoxid-Phasen (linkes Diagramm), sowie die Verteilung

wässriger Lösungsspezies in carbonathaltigen Lösungen (rechtes Diagramm). Im neutralen pH-Bereich, in welchem ungeladene Uran-Lösungsspezies existieren, ist das Uran überwiegend sorptiv an die Eisenoxide gebunden. Mit zunehmend sauren pH-Werten findet jedoch eine vollständige Desorption statt. Eine Desorption wird aber auch im alkalischen Bereich beobachtet.

Dieses Verhalten erklärt sich elektrostatisch durch die Dominanz des 2-fach positiven Uranyl-Ions ( $\text{UO}_2^{2+}$ ) und der positiven Oberflächenladung im sauren Bereich bzw. des 4-fach negativ geladenen Carbonato-Uranyl-Komplexes und der negativen Oberflächenladung im alkalischen Milieu.



**Abbildung 47** - Linkes Diagramm: Sorptionsverhalten von Uran(VI) an 3 natürlichen Gesteinsproben mit Eisenoxid-Phasen. Rechtes Diagramm: Verteilung wässriger Lösungsspezies in Carbonat-haltigen Lösungen. Quelle: Barnett et al. (2000).

Für CCS-Projekte bedeutet dies, dass durch die Versauerung des Formationswassers und die Zunahme der Konzentration gelöster Carbonat-Spezies (gute Komplexbildner für viele Metalle, beispielsweise Uran) eine starke Mobilisierung gebundener Metalle stattfindet. Dies hat zwar keinen Einfluss auf die Einspeicherung des  $\text{CO}_2$ , kann aber über die Verdrängung von Formationswässern in Süßwasser führende Aquifere zu deren Verunreinigung führen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass für CCS-Projekte die chemischen Prozesse im Speichergestein bisher nicht ausreichend untersucht worden sind, bzw. dass die kommunizierten Vorstellungen vielfach nicht zutreffen. So sind die sukzessiven chemischen Fixierungsmechanismen:  $\text{CO}_2$ -Auflösung, Dissoziation, Karbonatmineral-Fällung bei Beachtung der Säure-Base-Gleichgewichte nicht haltbar. Ein grundsätzliches Problem bei der Modellierung solcher Aquifer-Prozesse besteht darin, dass es sich um offene Systeme mit undefiniertem Volumen und undefinierten Grenzen handelt. Die Mobilisierung und Freisetzung von Schwermetallen aus dem Aquifer, beispielsweise über Leckagen am Meeresboden, und die daraus möglicherweise resultierenden Probleme für die Umwelt, oder die Trinkwasser-Ressourcen, sind anscheinend noch nicht erkannt, jedenfalls noch nicht untersucht worden.



# Speicher-Kapazitäten

Bei der Abschätzung der Speicher-Kapazitäten werden ganz unterschiedliche Ansätze verfolgt, deren Aussagen auch entsprechend bewertet werden müssen. Am Anfang steht die Betrachtung der globalen Verbreitung von Sedimentgesteins-Becken. Innerhalb dieser Gebiete müssen Speichergesteine aber mit einer ausreichenden Mächtigkeit und lateralen Verbreitung in einer geeigneten Tiefe unter geeigneten Deckschichten liegen. Sie müssen hinreichende Porositäten und Durchlässigkeiten aufweisen, und es dürfen keine Nutzungskonflikte bestehen. Entscheidend ist dann auch das Vorhandensein von Gasfallen, also tektonischen Strukturen mit dichten Überdeckungen, aus denen das Gas nicht entweichen kann. Schließlich müssen solche Strukturen auch eine Mindestgröße (Kapazität) aufweisen und in geographischer Nähe zu den CO<sub>2</sub>-Quellen liegen.

Bei der Auswahl geeigneter Speichergesteine muss auch berücksichtigt werden, dass deren Porenraum bereits mit Formationswässern bzw. Erdgas/Erdöl gefüllt ist, und dass diese Medien durch das eingepresste CO<sub>2</sub> entweder Volumen für Volumen verdrängt werden, oder das zusätzliche Speichervolumen durch Kompression des Gesteins und des vorhandenen Porenmediums zustande kommt. Im Falle von EOR- und EGR-Projekten macht man sich den Verdrängungs-Effekt ja gezielt zunutze. Werden hingegen saline oder sonstige Formationswässer verdrängt, müssen ihr Verbleib und mögliche schädliche Folgewirkungen, insbesondere für Süßwasser-Reserven und die Umwelt, geklärt und beachtet werden.

Die Kompressibilitäten der Formationswässer und erst recht der Gesteinsmatrices sind sehr gering: Aus dem Kompressionsmodul für Wasser ( $K = 2.08E+09 \text{ Pa}$ ; 10°C; 1 atm; Wikipedia, 2010b) errechnet sich eine Volumenänderung von  $-0,48E-09 \text{ m}^3\text{Pa}^{-1}\text{m}^{-3}$ . Pro 1 bar Druckerhöhung können demnach in einem Formationswasser-Volumen von 1 km<sup>3</sup> (ist in ca. 10 km<sup>3</sup> Speichergestein mit 10 % Porosität enthalten) (nur) rund 50 000 m<sup>3</sup> oder ca. 30 000 t CO<sub>2</sub> zusätzlich gespeichert werden, und dies auch nur temporär bis zum Druckabbau.

In einem kürzlich veröffentlichten Bericht hat die BGR (2010b) die Speicherkapazität als Funktion der maximal akzeptablen regionalen Druckerhöhung untersucht, indem beispielhaft das Gebiet südlich Neutrebbin in Brandenburg modelliert wurde (Abb. 36). Unter Annahme bestimmter Modellrandbedingungen wurde berechnet, wie sich der Druck im Speicherhorizont als Folge einer vorgegebenen Injektionsrate (2,5 Mio. t/a) und Dauer (10 a) regional erhöht und in der Folgezeit auch wieder abbaut. Solche Druckerhöhungen sind in realen Systemen immer temporäre Effekte: Die aufgeprägten Druck-Gradienten setzen Strömungen im Grundwasserkörper in Gang und werden dadurch wieder ausgeglichen. Die ausgelösten Strömungen führen zu den o.g. Verdrängungseffekten.

Zuverlässige Abschätzungen lokaler oder auch nationaler oder globaler Speicherkapazitäten lassen sich nur durch Einzelfall-Betrachtung bzw. die Aufsummierung der Einzelfälle erreichen. Sofern von der Verdrängung des Formationswassers keine Beeinträchtigungen ausgehen (eher die Ausnahme), kann eine rein geometrische Volumenabschätzung erfolgen, z.B. gemäß folgendem Ansatz:

$$Q = A \cdot M \cdot \Phi \cdot \rho \cdot E,$$

mit Q – Kapazität des Speichers (kg CO<sub>2</sub>)

A – Flächenausdehnung des Speichers innerhalb der tiefsten geschlossenen Kontur-Linie (m<sup>2</sup>)

M – Nettomächtigkeit der Speicherformation (m)

Φ – Mittlere Porosität des Speichergesteins (-)

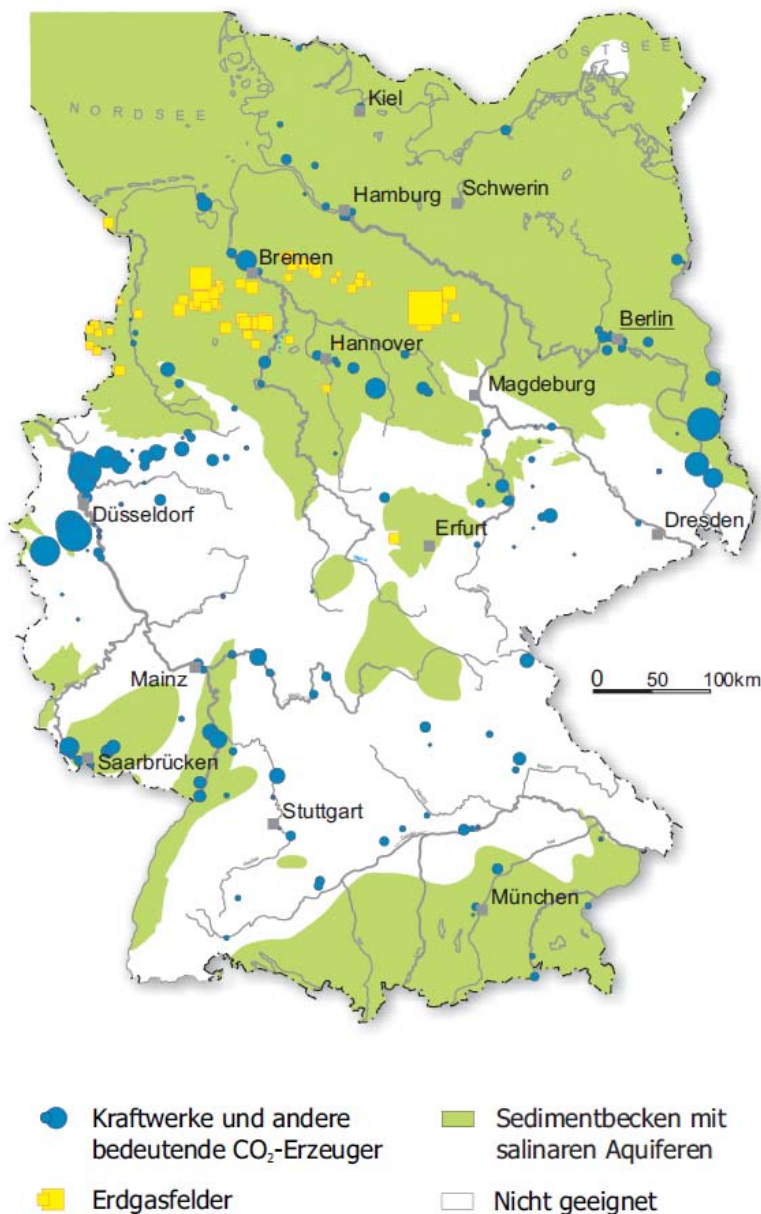
ρ – Dichte des CO<sub>2</sub> (kg/m<sup>3</sup>)

E – Flutungs-Effizienz (-)

Wenn hingegen bei einem allseits undurchlässigen Speicher (eine geologische Fiktion) der maximal zulässige Druckanstieg das Speichervolumen begrenzt, so wäre nachfolgender erweiterter Ansatz zu verwenden:

$$Q = A \cdot M \cdot \Phi \cdot \rho \cdot E \cdot (\kappa_w + \kappa_g) \cdot \Delta p,$$

mit  $\kappa_w$  - Kompressibilität des Wassers (1/Pa)  
 $\kappa_g$  - Kompressibilität der Gesteinsmatrix (1/Pa)  
 $\Delta p$  - maximal zulässige Druckerhöhung (Pa)



**Abbildung 48** – Regionale Verteilung von potentiellen Wirtsgesteinen für CCS-Speicher in Deutschland. Quelle: BGR (2010e)

Für Deutschland, inklusive des deutschen Nordsee-Sektors, hat die BGR (2010c) kürzlich eine neue Abschätzung des Speicherpotentials vorgenommen, die den derzeitigen Kenntnisstand (von den Autoren als Zwischenergebnis bezeichnet) wiedergibt. Demnach belaufen sich die deutschen Speicherpotentiale auf 2,75 Gt in Erdgasfeldern und 6,3 bis 12,8 Gt in salinen Aquiferen (davon 2,9 Mrd. Tonnen in der Nordsee; GeoCapacityProject, 2009), in Summe also ca. 10 Gt CO<sub>2</sub>. Damit wurden frühere Schätzungen auf etwa die Hälfte nach unten korrigiert. Noch genauere Ergebnisse werden nach Fertigstellung des CO<sub>2</sub>-Speicher-Katasters in Aussicht gestellt (BGR, 2010d).

Zu kritisieren ist an dieser Studie der BGR (2010c) über Speicherkapazitäten, dass bereits Strukturen in 800 m Tiefe als potentielle Speicher angesehen werden, obwohl man die Obergrenze aufgrund der Dichte-Effekte von Verunreinigungen im CO<sub>2</sub> besser erst bei ca. 1000 m Tiefe ansetzen sollte. Außerdem beruhen die Abschätzungen auf einem rein geometrischen Ansatz, der mögliche Nutzungskonflikte, insbesondere die Versalzung von Trinkwasser-Reserven durch verdrängtes Formationswasser, sowie die Möglichkeit der Nicht-Eignung von Strukturen (wie z.B. Schweinrich), außer Acht lässt.

Stellt man den von der BGR ermittelten Speicherpotentialen von rund 10 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub> – ungeachtet der gemachten Einschränkungen – die derzeitigen Emissionen deutscher Braun- und Steinkohlekraftwerke von 310 Mio. t/a (Vgl. Tabelle 3) gegenüber, so wären die kompletten Speicherkapazitäten bereits nach 32 Jahren erschöpft. Berücksichtigt man weiterhin noch, dass die CCS-Technologie einen Energie-Mehrbedarf und damit einen zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Anfall von ca. 30 % verursacht, so wären die deutschen Speicherkapazitäten bereits nach 25 Jahren aufgebraucht. Dabei sind andere CO<sub>2</sub>-Emittenten (Stahlwerke, Zement-Industrie, etc.) noch nicht berücksichtigt.

Realistisch betrachtet sind demnach die deutschen Speicher-Kapazitäten bei weitem zu gering um über einen hinreichend langen Zeitraum (eine Kraftwerks-Generation) die anfallenden CO<sub>2</sub>-Mengen zu sequestrieren. Es könnte bestenfalls ein Bruchteil des in Deutschland anfallenden CO<sub>2</sub> über CCS beseitigt werden, wodurch der Nutzen für den Klimaschutz marginal wird.

# Mögliche Risiken infolge der Anwendung von CCS

## Gefahren durch CO<sub>2</sub> Austritte

Obwohl reines CO<sub>2</sub> kein Gift im herkömmlichen Sinn darstellt, so können von ihm unter gewissen Voraussetzungen dennoch Gefahren ausgehen. CO<sub>2</sub> ist geruchlos und geschmacklos und wird deshalb nicht wahrgenommen. Bei Konzentrationen ab 4 Vol-% in der Atemluft kann nach einiger Zeit Bewusstlosigkeit eintreten. Bei Konzentrationen ab ca. 8 Vol-% besteht Erstickungsgefahr, wobei das Opfer das Erstickende nicht merkt. Ab 20 Vol-% kann plötzliche Bewusstlosigkeit und nach 5 bis 10 Minuten der Tod eintreten (Knauber Gas, 2007)

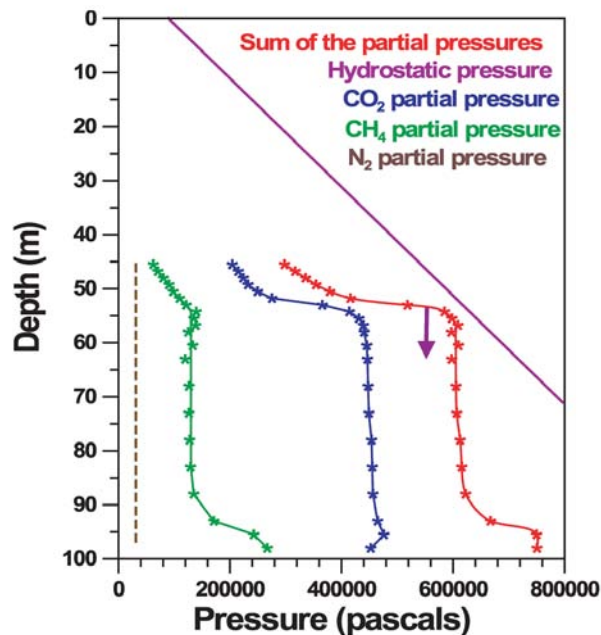
Gasförmiges Kohlendioxid hat eine Dichte von 1,98 kg·m<sup>-3</sup> (0 °C, 1 atm) und ist somit deutlich schwerer als Luft mit einer Dichte von 1,29 kg·m<sup>-3</sup> unter gleichen Bedingungen. CO<sub>2</sub>-Gas kann sich daher in schlecht gelüfteten Kellerräumen oder in Senken ansammeln und über längere Zeit verharren. Dadurch ist Erstickungsgefahr gegeben, beispielsweise bei Betriebsunfällen mit CO<sub>2</sub>-Gas, in unbewetterten Bergwerken, Brunnen, oder auch in Braukellern oder in Gebieten mit natürlichen CO<sub>2</sub>-Quellen (Mofetten).

In Bezug auf CCS ist zu beachten, dass aus Verbrennungs-, Verhüttungs- oder sonstigen technischen Prozessen stammende CO<sub>2</sub>-reiche Gase auch andere, möglicherweise wesentlich giftigere Bestandteile enthalten können. Gleichgewichtsberechnungen für einfache Gemische lassen erwarten, dass signifikante Mengen der Ballastgase bei der CO<sub>2</sub>-Verflüssigung im flüssigen CO<sub>2</sub> gelöst werden. Für die Verteilung von Stickstoffmonoxid (NO) zwischen der wässrigen und der CO<sub>2</sub>-Phase wurde das bereits durch erste Vorversuche bestätigt (BMW, 2007). Eine Gefahr durch Nebenbestandteile besteht möglicherweise auch dann, wenn Gas infolge einer Undichtigkeit aus dem Speicherkomplex entweicht und zusätzlich zu den technogenen noch weitere geogene Bestandteile wie beispielsweise Schwefelwasserstoff (H<sub>2</sub>S; sehr giftig) oder Methan (CH<sub>4</sub>; mit Luft brennbar und explosibel) enthält.

Freisetzungen von CO<sub>2</sub>-reichen Gasen können durch Betriebsstörungen oder Störfälle praktisch in jedem Stadium der CCS-Kette vorkommen. Es müssten also entsprechende Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden und die relevanten gesetzlichen Regelwerke müssten bei Einführung der CCS-Technik ergänzt werden.

In Verbindung mit CCS-Projekten werden die Naturkatastrophen des Nyos-Sees 1986 und eines ähnlichen Ereignisses am Monoun-See 1984 (beide in Kamerun) häufig als warnende Beispiele genannt. Bei der Katastrophe am Nyos-See sind nach einer spontanen Freisetzung großer CO<sub>2</sub>-Mengen aus dem Vulkansee mehr als 1700 Menschen in einem nahe gelegenen Dorf erstickt, ebenso zahlreiche Tiere.

Geologisch ist der Nyos-See ein 208 m tiefes und 1,8 km durchmessendes Maar, also ein wassergefüllter Krater der durch eine (phreatomagmatische) Wasserdampf-Explosion entstanden ist. Das Seewasser ist mehr oder weniger nahe an der Gassättigung, d.h. in einer bestimmten Tiefe entspricht die Summe der Partialdrücke der gelösten Gase (CO<sub>2</sub> und Methan) nahezu dem hydrostatischen Druck in dieser Tiefe (Halbwachs et al., 2004). Man vermutet, dass ein Hangrutsch eine Störung des Wasserkörpers verursacht hat, wodurch es zu einer Druckentlastung und heftigen Entgasung des Tiefenwassers kam (wie beim Öffnen einer Sprudel- oder Sektflasche). Es sollen dabei innerhalb kürzester Zeit ca. 0,68 km<sup>3</sup> (1,3 Mio. Tonnen) CO<sub>2</sub>-Gas ausgetreten sein (Kayzar, 2010).



**Abbildung 49** – Nyos-See, Kamerun.

Links: Tiefenprofile der Gas-Partialdrücke und hydrostatischer Druckgradient im Wasserkörper des Sees, wohlgermerkt einige Jahre nach der Gas-Eruption von 1986. Quelle: Halbwachs et al. (2004)

Rechts: Luftaufnahme des Lake Nyos. Quelle: Kayzar (2010)

Tatsächlich sind die CO<sub>2</sub>-Mengen, die bei CCS-Projekten eingespeichert werden sollen mit jenen der afrikanischen Vulkan-Seen vergleichbar. Damit es zu einer Katastrophe ähnlichen Ausmaßes kommen könnte, müssten größere Mengen CO<sub>2</sub>-Gas innerhalb kurzer Zeit freigesetzt werden. Dies ist während der Abscheidung und des Transports nicht wahrscheinlich, weil zu keinem Zeitpunkt vergleichbar große Gasmengen vorliegen.

In der geologischen Speicherformation hingegen wäre ein Potential von mehreren Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> vorhanden. Ein rasches Entweichen wäre z.B. über eine offene Bohrung nach einem Verlust des Bohrlochkopfs denkbar (beispielsweise als Folge eines unentdeckten Lecks, an dem durch den Joule-Thomson-Effekt eine Kälteversprödung des Stahls stattgefunden hat). Ob dabei die Bohrung infolge Trockeneisbildung durch den Joule-Thomson-Effekt zufrieren und sich selbst versiegeln könnte, ist fraglich. Dies hängt vor allem von der Zusammensetzung des Gasmisches (seines Joule-Thomson-Koeffizienten) und vom Wärmeübergang (isenthalp vs. isotherm) aus dem Nebengestein auf das Bohrloch-Casing ab.

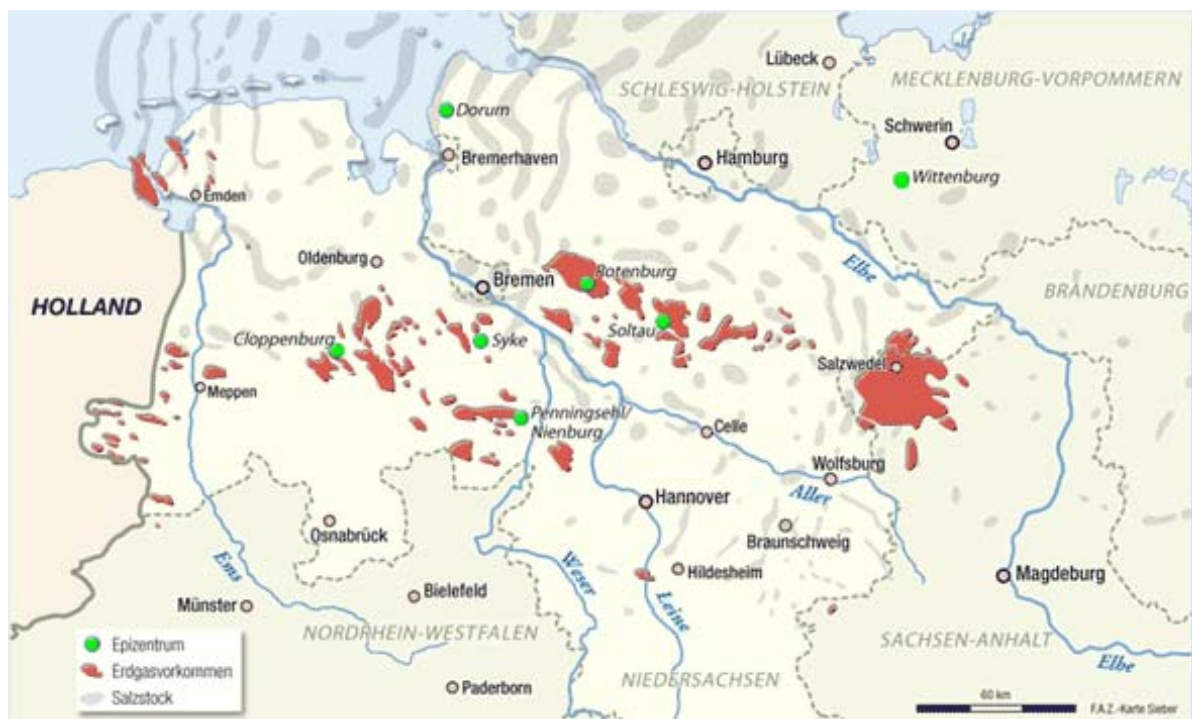
Im Jahr 1982 geriet beispielsweise eine CO<sub>2</sub>-Bohrung im Sheep Mountain Feld, Colorado außer Kontrolle. Dort wird bereits seit 1975 natürliches CO<sub>2</sub> gefördert und über eine 650 km lange Pipeline in das Permian Basin Ölfeld in Texas/New Mexico transportiert, wo es zu EOR-Maßnahmen verwendet wird. Die Sheep Mountain Bohrung havarierte am 17. März 1982 in Form eines „Blow-out“, den man nach vier fehlgeschlagenen „Kill“-Versuchen erst am 3. April 1982 unter Kontrolle bringen konnte. Friedmann (2007) berichtet über theoretische Gefahrenabschätzungen, für einen CO<sub>2</sub>-Blow-out der doppelten Stärke des Sheep Mountain Vorfalls. Nach diesen Berechnungen sollen aus einer ca. 1500 m tiefen Bohrung mit 7 Zoll (18 cm) Innendurchmesser ca. 225 kg/s CO<sub>2</sub> (ca. 113 m<sup>3</sup>/s CO<sub>2</sub> bei Atmosphärendruck) ausströmen. Über die Dauer eines Tages wären das fast 10 Mio. m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>.

Ein anderes Szenario zur kurzfristigen Freisetzung großer CO<sub>2</sub>-Mengen wäre nur denkbar, wenn es zum Bruch des abdichtenden Deckgebirges über dem CO<sub>2</sub>-Speicher kommen würde und dadurch eine tiefreichende Spalte oder ein Entgasungs-Kamin entstünde. Voraussetzung dafür wäre entweder ein starkes natürliches Erdbeben, oder ein induzierter Gebirgsschlag infolge der Gaseinspeicherung, also seismische Ereignisse.

## Gefahren durch seismische Ereignisse

Die durch die Einspeicherung von CO<sub>2</sub> in einen geologischen Speicher aufgebrauchte Energiemenge kann abgeschätzt werden: So wird für das CCS-Projekt In Salah/Algerien berichtet, dass für eine Injektionsmenge von 1 Mio. t CO<sub>2</sub>/a die Verdichter-Anlage eine Leistungsaufnahme von 24 Megawatt hat (In Salah Gas, 2010). In der Speicherformation wirkt sich die aufgewendete Energie in einer Druckerhöhung (p-V Arbeit) aus, die ihrerseits zum Aufbau mechanischer Spannungen führt, sodass nicht nur CO<sub>2</sub>, sondern auch erhebliche mechanische Energiemengen gespeichert werden. Bei einer Laufzeit der Verdichter-Anlage von beispielsweise 10 Jahren wird so eine Arbeit von 24 000 kW·87 600 h = 2,1 Mrd. kWh geleistet, äquivalent der Sprengkraft von 1810 Kilotonnen TNT. Diese Energie würde einem Erdbeben der Magnitude 6,2 auf der Richterskala entsprechen und würde daher ausreichen, größere seismische Ereignisse auszulösen.

Andererseits ist auch bekannt, dass durch Förderung von Erdgas (Druck-Entlastung) Erdbeben ausgelöst werden können. Beispielsweise verursachte die Erdgasförderung bei Rothenburg/Soltau 2004 ein Erdbeben der Stärke 4,5 auf der Richterskala (Töneböhn, 2007; FAZ, 2006; BGR, 2008).



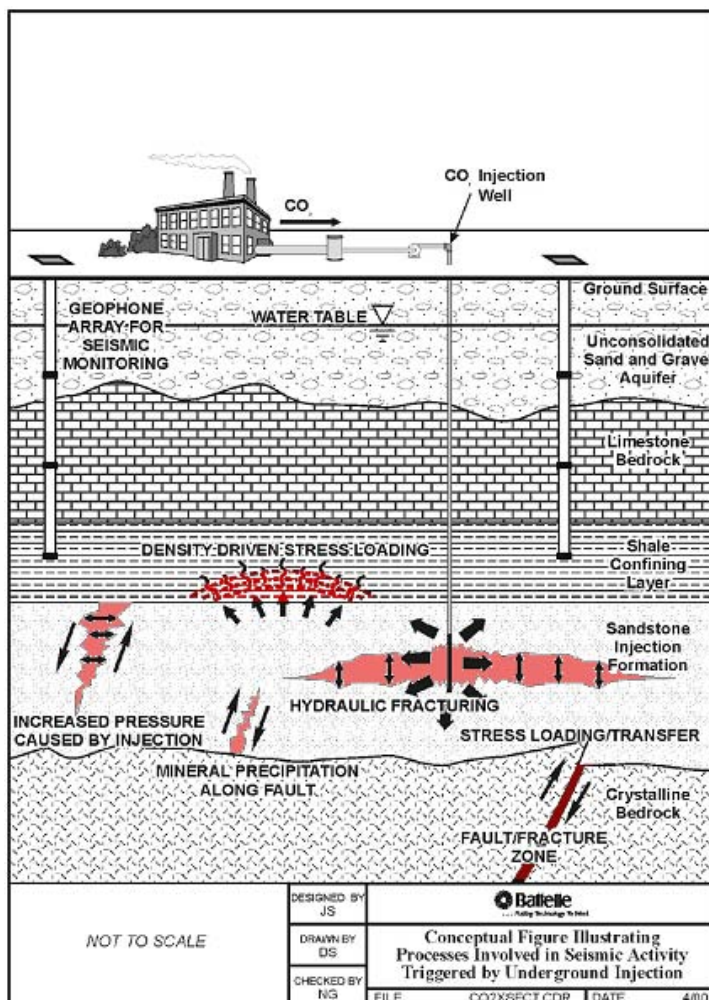
**Abbildung 50** – Epizentren norddeutscher Erdbeben, Erdgasfelder und Salzstrukturen.

Quelle: FAZ (2006)

Größere Erdbeben im Zusammenhang mit der Erdgasförderung wurden auch vom Ekofisk-Feld in der Nordsee und aus Usbekistan (Magnitude 7) berichtet (Spiegel, 2006). Eine ausführliche Bibliographie zu induzierten Erdbeben findet sich bei Cypser (2009), darunter auch zahlreiche seismische Ereignisse in Verbindung mit Injektionsbohrungen.

Betrachtungen über seismische Risiken speziell der CO<sub>2</sub>-Verpressung in tiefen salinen Aquiferen wurden von Sminchak et al. (2001) publiziert (Abbildung 51). Die Autoren haben folgende mögliche Ursachen für seismische Ereignisse (gebirgsmechanische Schädigungen) infolge CCS identifiziert:

- Erhöhung des Fluiddrucks vermindert die Reibungskräfte auf einer vorhandenen Störungsfläche.
- Spannungsumlagerungen auf existierende Störungsflächen.
- Hydraulische Rissbildung durch überhöhten Injektionsdruck.
- Auflösung von Mineralzement (natürliches Gesteins-Bindemittel), dadurch Verlust der Gesteinsfestigkeit.
- Auflösung von Mineralbelägen auf Störungsflächen.
- Drucklast auf das überlagernde Deckgebirge (Barriere-Gestein) durch Auftriebskräfte infolge einer geringeren Dichte des CO<sub>2</sub>.



**Abbildung 51** – Einige Ursachen für seismische Aktivität in Verbindung mit CO<sub>2</sub>-Injektionen.  
Quelle: Sminchak et al. (2001)

Besonders bei der Nutzung von Antiklinal-Gewölben über Salzkissen ist zu beachten, dass Salz infolge seiner geringeren Dichte bereits halokinetischen Auftriebskräften ausgesetzt ist. Wenn oberhalb der Salzkissen durch Verdrängung von schwerem Salzwasser (Dichten 1000 bis 1200 kg/m<sup>3</sup>) durch

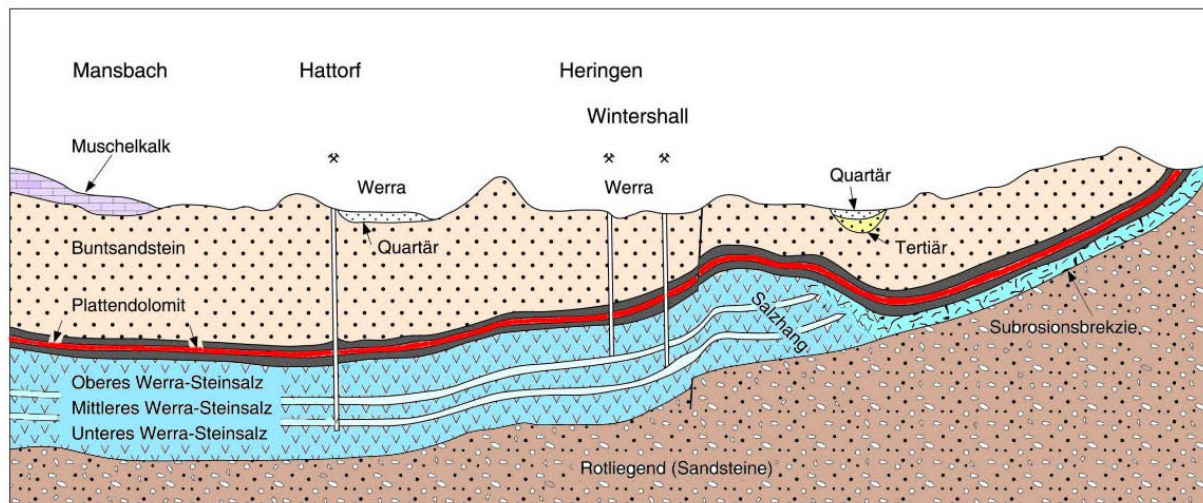
leichteres CO<sub>2</sub> (Dichten 500 bis 650 kg/m<sup>3</sup>) zusätzliche Auftriebskräfte induziert werden, so muss möglicherweise mit einer lokalen Reaktivierung der Halokinese und Salztektunik gerechnet werden.

Es ist also nicht auszuschließen, dass durch die andauernde Injektion von CO<sub>2</sub> seismische Ereignisse ausgelöst werden können, durch welche es dann im Fall, dass offene, gaswegsame Spalten aufreißen, auch zum Entweichen großer Gas-Mengen innerhalb kurzer Zeiträume kommen könnte. Katastrophale CO<sub>2</sub>-Freisetzungen in einer Dimension wie jene am Nyos-See können daher in Verbindung mit geologischen CO<sub>2</sub>-Speichern nicht völlig ausgeschlossen werden.

## Gefahren für das Trinkwasser

Bei der Einspeicherung großer Mengen von CO<sub>2</sub> in einen geologischen Speicher wird das vorhandene Formationswasser verdrängt und muss an einem anderen Ort Platz finden. Diese Verdrängung kann im Allgemeinen nur über hydraulische Wegsamkeiten in höhere Grundwasserstockwerke oder direkt zur Erdoberfläche erfolgen. Da es sich bei den salinen Formationswässern um hoch konzentrierte bis gesättigte Salzlösungen handelt, werden somit die Süßwasser-Stockwerke, die auch für die Gewinnung von Trink- und Brauchwasser und für die landwirtschaftliche Beregnung genutzt werden, gefährdet. Dabei sind außer den gelösten Salzen auch die mit dem CO<sub>2</sub> in die Speicherformation eingebrachten technogenen Nebenbestandteile und die aus der Speicherformation mobilisierten Schwermetalle und sonstigen Bestandteile als mögliche Schadstoffe relevant.

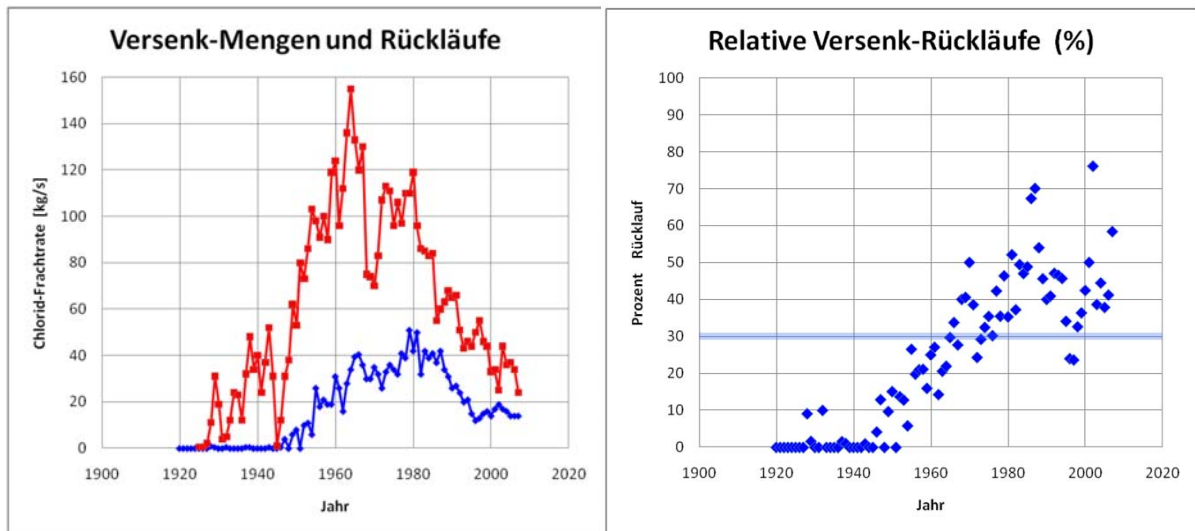
Hier kann auf die negativen Erfahrungen aus der Versenkung von Produktionsabwässern der Kali-Industrie, insbesondere in Thüringen und Hessen, verwiesen werden: Dort begann man 1925 mit der Versenkung gesättigter Salzlösungen in den Zechstein-Plattendolomit, einen ca. 20 m mächtigen geklüfteten und kavernösen dolomitischen Kalkstein mit einer Nutzporosität bis ca. 10 %. Der Plattendolomit wird im Liegenden und Hangenden von tonigen Grundwasser-Nichtleitern begrenzt (Abbildung 52), weshalb man glaubte, dass er ein dichtes Speichersystem darstelle.



**Abbildung 52** – Geologischer Schnitt durch das Werra-Salinar, Hessen/Thüringen. Rot dargestellt ist der Zechstein-Plattendolomit, in den die Kaliabwässer versenkt werden. In rosa dargestellt sind die mächtigen Schichten des Buntsandsteins, die im Allgemeinen Süßwasserspeicher sind. Weitere Erläuterungen im Text. Nach TLUG (2006)



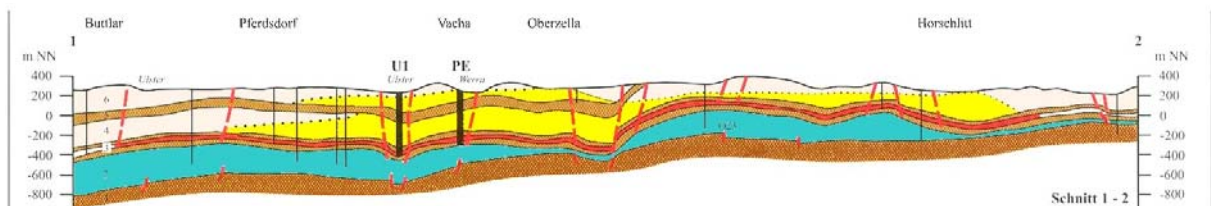
Bereits wenige Jahre nach Beginn der Kaliabwasser-Versenkung wurden die ersten Salzwasseraustritte an der Oberfläche beobachtet (Hoppe, 1964). Mit zunehmenden Versenkraten nahmen etwa 20 Jahre nach der ersten Abwasserversenkung die diffusen Chlorideinträge in die Werra deutlich zu (Abbildung 53, links). Diese „diffusen Einträge“ werden aus der Differenz der Chloridfracht in der Werra oberhalb bzw. flussabwärts des Versenkgebietes ermittelt, abzüglich der in diesem Abschnitt direkt in die Werra eingeleiteten Chlorid-Frachten. Bei den diffusen Chlorid-Einträgen handelt es sich um die verdrängten Formationswässer des Plattendolomits sowie um Mischwässer aus Formationswässern und Kaliabwässern, die zur Oberfläche drängen. Wie das rechte Diagramm in Abbildung 53 zeigt, nähern sich die Versenk-Rückläufe heute der 80 %-Marke (im zeitlichen Mittel seit Versenkbeginn ca. 30%). Seit 1925 bis heute wurden in Hessen und Thüringen insgesamt fast 1 Milliarde Kubikmeter (1 km<sup>3</sup>) Kaliabwässer versenkt.



**Abbildung 53** – Versenkte Abwassermengen und Rückläufe im Werra-Kaligebiet.

Linkes Diagramm: Die rote Kurve stellt die Versenk-Raten (in kg Cl/s) seit 1925 im Versenk-Gebiet dar, während die blaue Kurve die Chlorid-Rückläufe (in kg Cl/s) darstellt. Quelle: Nach K+S (2009).

Rechtes Diagramm: Prozentualer Anteil der Rückläufe an den versenkten Chlorid-Frachten (aus dem linken Diagramm) für den gleichen Zeitraum. Quelle: Krupp (unveröffentlicht).



**Abbildung 54** – Hydrogeologischer Schnitt durch das thüringische Werra-Kaligebiet. In den gelb markierten Bereichen hat eine Einwanderung der Kaliabwässer aus dem Plattendolomit in den Buntsandstein stattgefunden.

Nach Käbel (2006)

Da die verdrängten Formationswässer und Mischwässer auf ihrem Weg zur Oberfläche den 350 bis über 500 m mächtigen Buntsandstein durchqueren müssen (Vgl. Abb. 52), der selbst ein guter Grundwasserleiter ist, breiten sich die mineralisierten Wässer aufgrund ihrer höheren Dichte auch lateral im Buntsandstein aus und verdrängen und versalzen die dort vorhandenen Süßwasser-Vorkommen (Abbildung 54). Die Bestandsaufnahmen von Käbel (2006) in Thüringen, sowie neuere

Ergebnisse der Hessischen Behörden (HMULV, 2008) belegen, dass nur rund 40 Prozent des seit Beginn der Abwasserversenkung in den Plattendolomit injizierten Abwassers auch in dieser Ziel-Formation geblieben sind. 30 Prozent der versenkten Menge ist in den Buntsandstein eingewandert, und die restlichen 30 Prozent sind bis zur Oberfläche aufgestiegen und als diffuse Einträge in die Werra geflossen.

Durch die Erfahrungen aus der Kaliabwasser-Versenkung müssen einige falsche Annahmen korrigiert werden:

- Der Plattendolomit ist kein allseitig geschlossenes Speichervolumen, in das man beliebige Mengen Abwässer versenken kann. Es kann nur ein Volumenaustausch (Abwasser gegen Formationswasser) stattfinden. Damit das verdrängte Formationswasser den Plattendolomit verlassen kann, sind undichte Stellen sogar zwingend erforderlich.
- Der Plattendolomit ist trotz seiner tonigen Begleitschichten im Liegenden und Hangenden nicht flächendeckend dicht, sondern hat entlang von Störungszonen und in Subrosionsgebieten zahlreiche Lecks.
- Entgegen den ursprünglichen Erwartungen sind die schweren versenkten Salzabwässer großenteils nicht innerhalb des Plattendolomits in tiefere Beckenbereiche abgeflossen, sondern sind gemeinsam mit den verdrängten Plattendolomit-Wässern dem hydraulischen Gradienten und geringeren Strömungswiderstand folgend, nach oben aufgestiegen. Der Strömungswiderstand hängt nämlich nicht nur vom kf-Wert (spezifischer Durchlässigkeits-Beiwert) ab, sondern auch von der zu durchströmenden Länge und dem verfügbaren Strömungs-Querschnitt.
- Trotz der Überwachung (Monitoring) der Abwasserversenkung durch zahllose Grundwassermessstellen wurde die schleichende Versalzung des Buntsandsteins erst vor wenigen Jahren bekannt bzw. offiziell eingeräumt. – Das Monitoring-System hat hinsichtlich des Grundwasserschutzes vollkommen versagt.

Dieser Exkurs sollte deutlich machen, dass viele Annahmen in den Konzepten für CCS von den gleichen falschen Vorstellungen ausgehen wie im Fall der Kaliabwasser-Versenkung. Allerdings wurden die Versalzungsschäden im Kalibergbau durch ein verpresstes Volumen von „nur“ 1 km<sup>3</sup> über einen Zeitraum von fast einem Jahrhundert verursacht. Bei CCS rechnet man (BGR, 2010c) in Deutschland derzeit mit einer verfügbaren Speicherkapazität von rund 10 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub>, was bedeutet, dass ein Salzwasser-Volumen von rund 17 km<sup>3</sup> aus den salinen Aquiferen verdrängt werden müsste.

Die Formationswässer der norddeutschen Tiefebene haben ähnlich hohe Salzgehalte wie die Kaliabwässer. Jeder Liter einer solchen gesättigten Salzlösung hat das Potential, die 1000-fache Menge Süßwasser durch Überschreitung des Chlorid-Grenzwertes der Trinkwasser-Verordnung (250 mg/L Cl) unbrauchbar zu machen. Somit würden die durch CCS angerichteten Versalzungsschäden vermutlich jene der Abwasserversenkung des Kalibergbaus in ihrer Dimension bei weitem übertreffen. Aufgrund der chemischen Prozesse im Aquifer müsste aber zusätzlich mit Schäden durch mobilisierte Schwermetalle gerechnet werden. Eine Abförderung von salinen Formationswässern zur Raumschaffung im Aquifer (Reservoir-Management) würde zu einem kaum lösbaren Entsorgungsproblem für die zutage geförderten Salzwasser-Mengen (17 km<sup>3</sup>) führen, die dann vermutlich über eigene Rohrleitungs-Systeme ins Meer eingeleitet werden müssten.

## Weitere Nutzungskonflikte

Neben den Süßwasser-Reserven wären in bestimmten Gebieten auch weitere Nutzungen geologischer Potentiale durch CCS gefährdet, die nachfolgend abgehandelt werden:

Die Gewinnung von Sole aus salinen Aquiferen. Solen werden z.B. als Rohstoff für die Herstellung von Speisesalz und zu Kurzwecken (Solebäder, Thermalbäder, Luftkurorte) gefördert. Ein bekanntes Beispiel für die Salzgewinnung aus Sole ist die Saline Bad Reichenhall. In manchen Gebieten sind Solen auch die Rohstoffbasis für Magnesium-Produkte oder für die Gewinnung von Iod.

Bergbau auf Kupferschiefer. Der Kupferschiefer ist ein Schwarzschiefer-Horizont an der Basis des Zechsteins. Durch epigenetische Mineralisierungsprozesse kam es in bestimmten Positionen in der Randzone des marinen Zechstein-Beckens zur Bildung von Metallanreicherungen und bauwürdigen Kupfer-Silber-Lagerstätten mit Blei und Zink und weiteren Edelmetallen (Abbildung 55), sowie zur Bildung von „Kobalt-Rücken“ (Schwerspatgänge mit Kobalt-Nickel-Erzen).

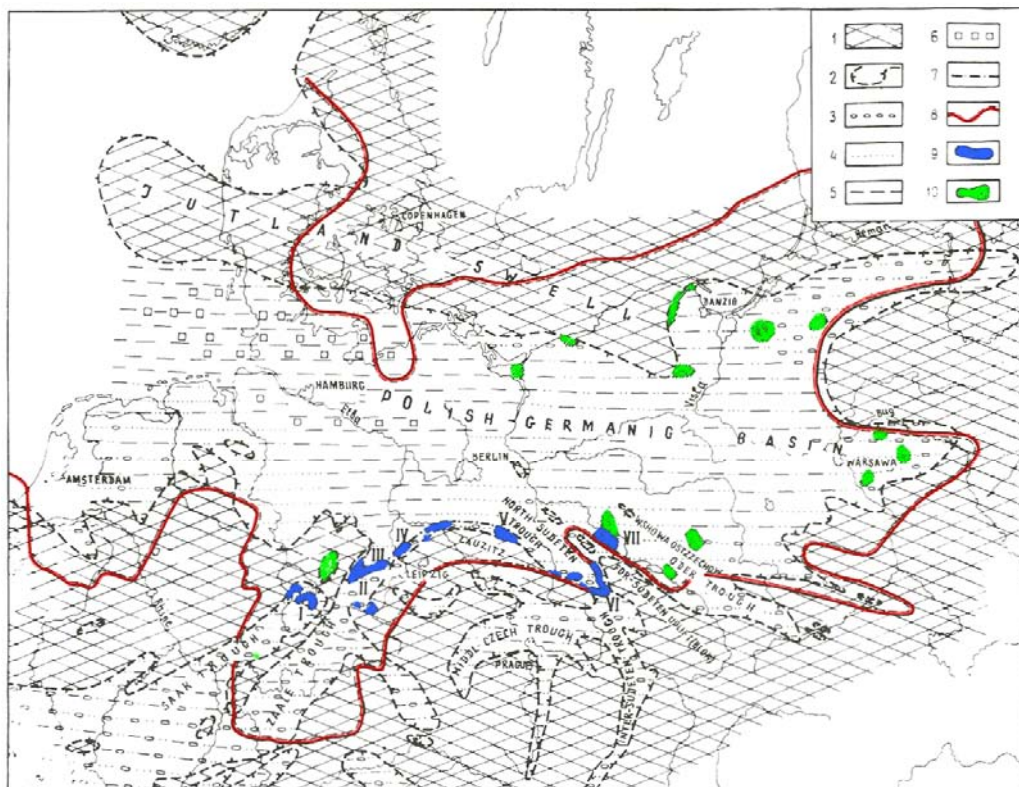


Fig. 4. Beds of Zechstein basin and position of the ore zones. 1 Source area in upper Rotliegend; 2 limits of sedimentation for regions of Upper Rotliegend; 3 – 6 rock composition of the Upper Rotliegend (3 conglomerates; 4 sandstones; 5 argillites; 6 salts); 7 boundary of replacement of psephitic rocks of Rotliegend by argillaceous rocks; 8 boundaries of the Zechstein Sea; 9 copper deposits (I Richelsdorf; II Sangerhausen; III Mansfeld; IV Edderitz; V Spremberg-Weißwasser; VI North Sudetes; VII Lubin-Sieroszowiec); 10 ore occurrences and sectors with high copper contents

**Abbildung 55** – Verbreitung bekannter Lagerstätten und Erzvorkommen des Kupferschiefers. Die rote Linie markiert die Verbreitungsgrenze des Zechstein-Meeres. Aus heutiger Sicht bauwürdige Lagerstätten sind in blau, Erzvorkommen in grün dargestellt. Nach Lur’ye (1986)

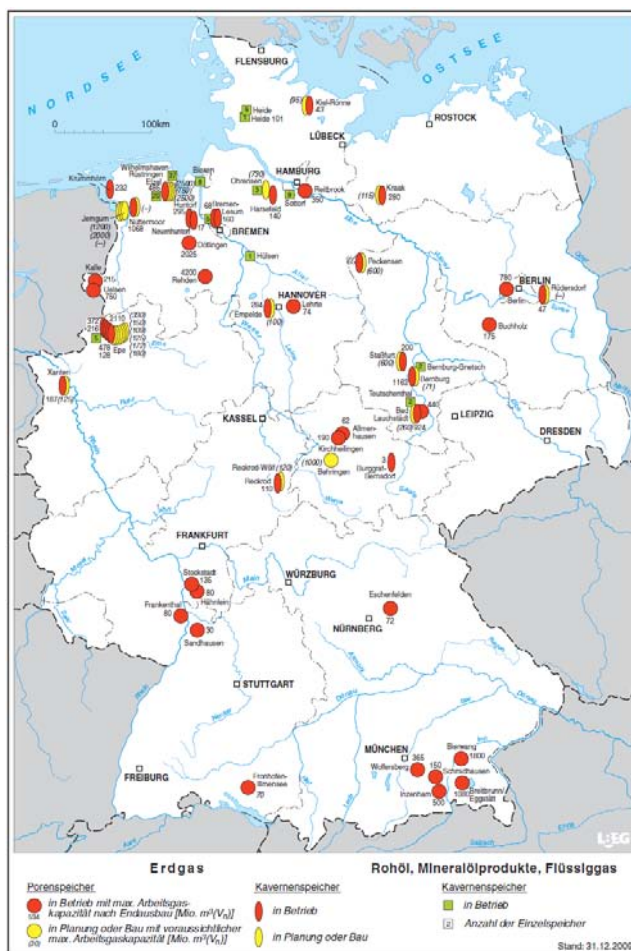
Gegenwärtig erfahren die Kupferschiefer-Vorkommen erneut ein starkes Interesse, so beispielsweise in der Lausitz im Gebiet Spremberg-Weißwasser (LBGR, 2010; Kopp et al., 2006). Da der flächenhaft

verbreitete Kupferschiefer im Liegenden der meisten potentiellen CO<sub>2</sub>-Speicherhorizonte liegt (Ausnahme: Rotliegend-Gas in der Altmark), müsste seine Erschließung durch die CO<sub>2</sub>-Speicher-Formationen hindurch erfolgen, und ein Bergbau im Kupferschiefer wäre einer zusätzlichen Gefährdung durch CO<sub>2</sub>-Gas ausgesetzt. Es wäre daher im Sinne des Lagerstättenschutzes darauf zu achten, Gebiete in denen solche Mineralvorkommen bekannt sind oder noch vermutet werden können, vor Einflüssen durch CO<sub>2</sub>-Speicherung zu schützen.

Bergbau auf Braunkohle. In Braunkohletagebauen werden ausgedehnte Flächen bis in Tiefen von 400 m unter Erdoberfläche aufgeschlossen. Die Entfernung des Grundwassers und des Deckgebirges bewirkt ein massives Massendefizit in dem gesamten Abbau-Gebiet, wodurch die hydrostatischen und lithostatischen Drücke im Untergrund stark abgesenkt werden. Im Bereich der Abbauränder werden massive Gebirgsspannungen induziert. Braunkohle-Revier scheiden daher als Gebiete für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinen Aquiferen grundsätzlich aus, weil die Dichtheit der betroffenen Gesteinskomplexe nicht mehr gegeben ist.

Bergbau auf Steinsalz und Kalisalze; Kavernenspeicher. Nach Ablagerung des Kupferschiefers kam es im marinen Zechstein-Becken (Vgl. Abb. 55) zur Ausscheidung mächtiger Salzablagerungen mit sehr bedeutenden Kalisalz-Vorkommen. Auch diese Rohstoffe befinden sich im Liegenden der potentiellen CO<sub>2</sub>-Speicherformationen, sodass ihre weitere Gewinnung durch zusätzliche Gefahren aus den CO<sub>2</sub>-Speichern erschwert oder verhindert würde.

In diesem Zusammenhang muss auch die Nutzung von Salzstrukturen zur Anlage von Kavernenspeichern angesprochen werden (Siehe Abbildung 56).

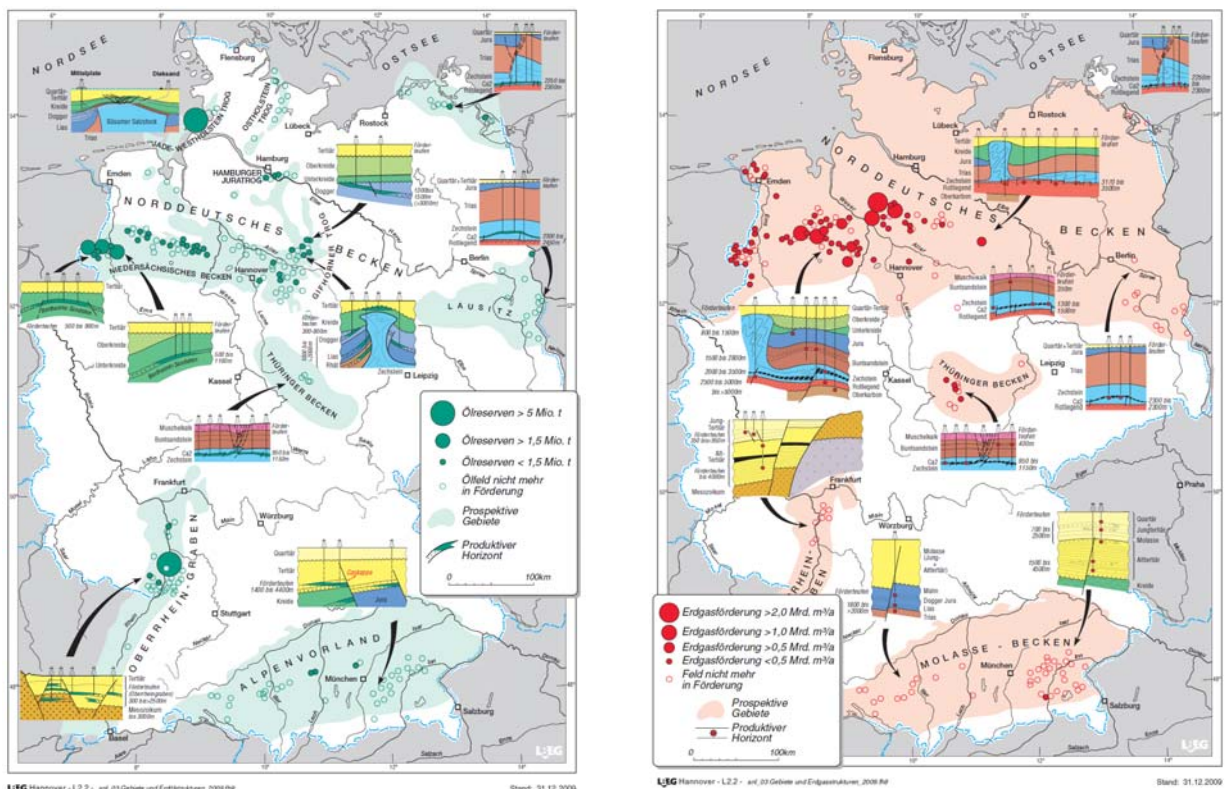


**Abbildung 56 – Erdgas- und Erdöl-Speicher in Deutschland.**  
Quelle: LBEG (2010a)

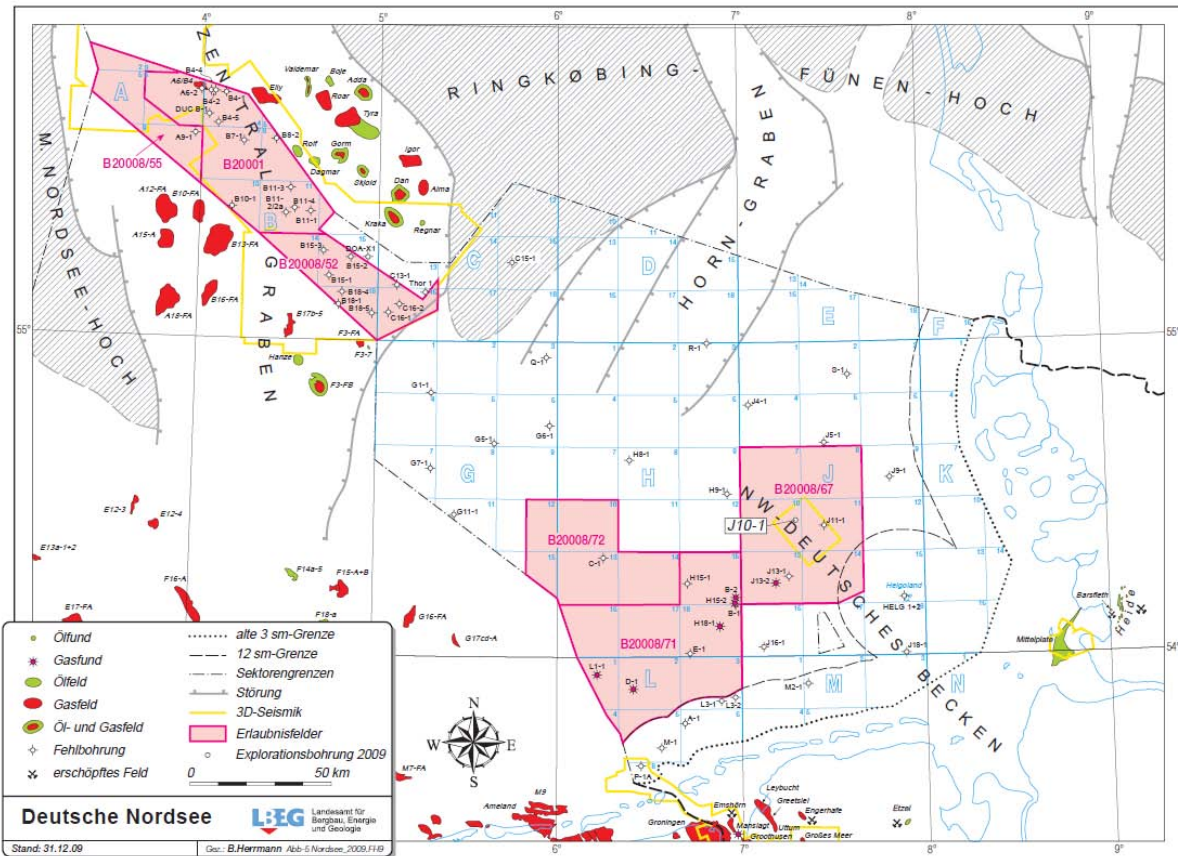
Solche Kavernenspeicher werden durch Aussolung von Hohlräumen in Salzstöcken oder Salzkissen hergestellt und dienen der Gasspeicherung. Kavernen werden bislang hauptsächlich als Erdgasspeicher verwendet, haben aber möglicherweise zukünftig auch eine Bedeutung als Druckluft- oder Wasserstoff-Speicher in Verbindung mit Erneuerbaren Energien. Die Ein- und Ausspeicherung des Gases erfolgt innerhalb eines bestimmten Druck-Intervalls. Die Druckverhältnisse im Hangenden (oberhalb) der Kavernenanlagen würden durch die CO<sub>2</sub>-Einspeicherung in salinen Aquiferen auch über größere Distanzen hinweg beeinflusst. Die Interferenzen der Druckauswirkungen müssten dabei berücksichtigt werden, was wahrscheinlich zu einer Nutzungseinschränkung des Kavernenspeicherbetriebes führen würde.

Durch Konvergenz der Kavernen kommt es im Deckgebirge zu Spannungsumlagerungen, die hinsichtlich der Dichtheit der salinen Aquiferspeicher zu bewerten wären. Zu betrachten wäre dabei auch die Zeit nach der Stilllegung der Kavernenanlagen, die eine Nutzungsdauer von einigen Jahrzehnten haben. Andererseits sind die Probleme der langzeitsicheren Stilllegung von Kavernen bis heute nicht gelöst. So ist es gebirgsmechanisch unmöglich eine konvergierende, flüssigkeitsgefüllte Kaverne dauerhaft druckfest zu verschließen.

Gewinnung von Erdöl und Erdgas. Bei der Gewinnung von Erdöl und Erdgas kann im Rahmen von EOR und EGR-Projekten die Injektion von CO<sub>2</sub>-Gas in die Lagerstätte genutzt werden um die Ausbeute zu erhöhen. Allerdings können bei einer Vermischung von CO<sub>2</sub> mit Erdgasen auch eine Wertminderung und damit eine Vernichtung von Lagerstätten und Ressourcen stattfinden. Aus den gleichen Gründen sollten CCS-Vorhaben auch nicht in der Umgebung von Erdgas-Porenspeichern erfolgen (Vgl. Abb. 56). Der im Bergrecht vorgeschriebene Lagerstättenschutz ist also bei allen CCS-Vorhaben unbedingt zu beachten. Im Grunde genommen dürften nur solche Gebiete für CCS in Frage kommen, in denen entweder Rohstoff-Ressourcen nachweislich nicht vorkommen (Abbildung 57, 58), oder in denen CCS- als EOR- oder EGR-Projekte durchgeführt werden.



**Abbildung 57 – Erdöl- und Erdgas-Vorkommen auf dem deutschen Festland.**  
Quelle: LBEG (2010b)



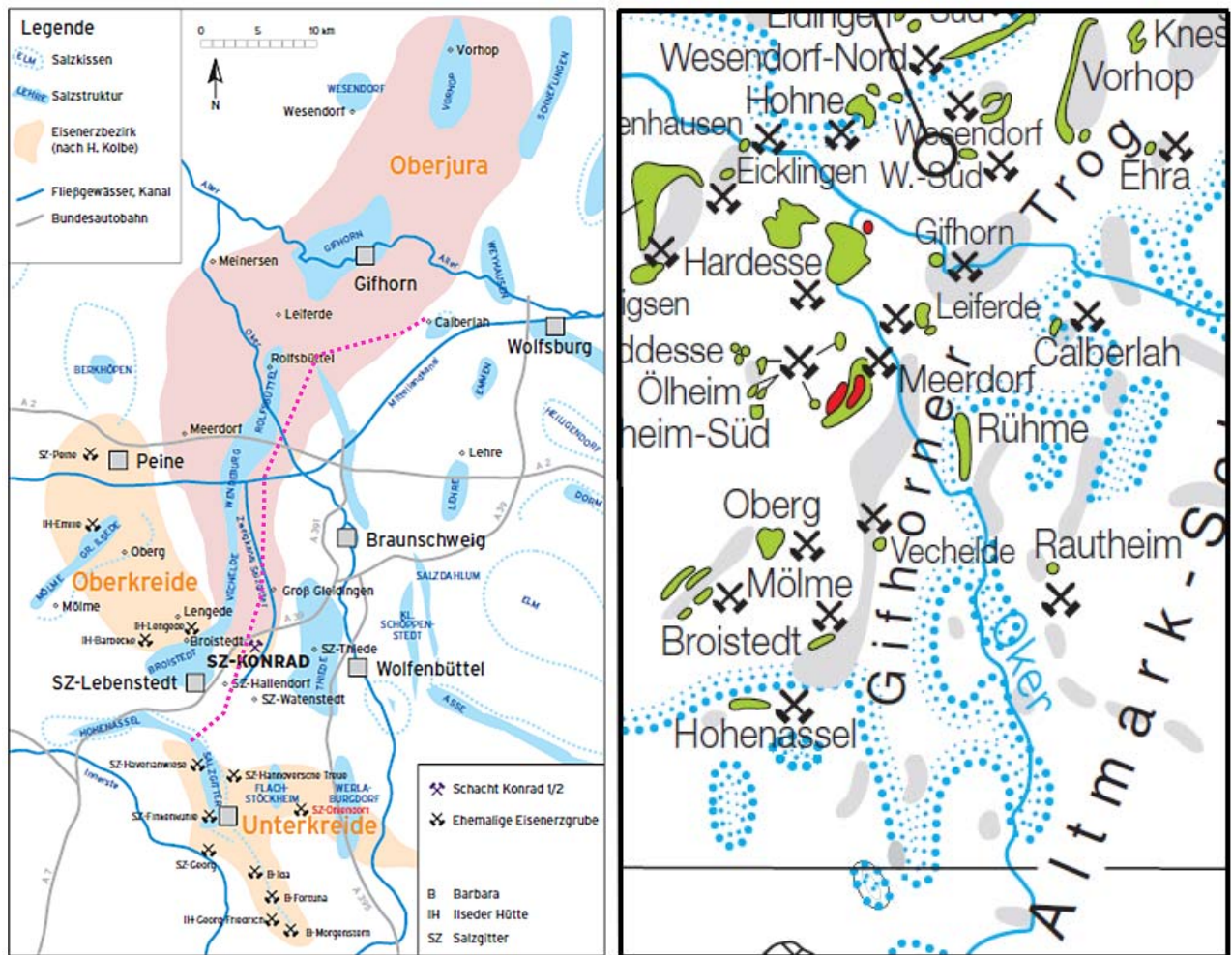
**Abbildung 58** – Erdöl- und Erdgas-Vorkommen und Bewilligungsfelder in der deutschen Nordsee.  
Quelle: LBEG (2010b)

Bezüglich möglicher Beeinträchtigungen von Kohlenwasserstoff-Lagerstätten ist gerade auch an Vorkommen zu denken, die aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen bisher nicht ausgebeutet worden sind, aber in Zukunft grundsätzlich als Rohstoff-Quellen in Frage kommen könnten. Als Beispiel seien hier die Kohlenwasserstofflagerstätten des Zechstein-Karbonats (Ca<sub>2</sub>) in Brandenburg und im benachbarten Polen genannt (LBGR, 2010). Ein Überblick über die deutschen Erdöl- und Erdgas-Reserven und die hoffigen Gebiete findet sich in LBEG (2010b). Siehe Abbildungen 57 und 58.

Fachleute halten Deutschland bezüglich seines Kohlenwasserstoff-Potentials für unterexploriert (Spiegel Online, 2008). Nach Angaben des LBEG (2010b) sind von dem in deutschen Lagerstätten vorhandenen Erdöl (oil in place) erst 32,4 % gewonnen worden, weitere 4,6% zählen zu den sicheren und wahrscheinlichen Reserven; 63% gelten jedoch als zur Zeit nicht gewinnbar. Dies kann sich aber ändern, und zwar erstens durch weiter steigende Rohöl-Preise und zweitens durch bessere Fördertechnik, wie beispielsweise EOR. Bei den Erdgasvorkommen sieht die Ausbeute etwas besser aus, indem 66,5% der bekannten Lagerstätten-Vorräte bereits gewonnen sind, 11,2 % zu den sicheren und wahrscheinlichen Reserven gerechnet werden, und 22,3 % derzeit als nicht gewinnbar gelten.

**Nukleare Endlager.** Das genehmigte und in der Herrichtung befindliche Endlager für schwach- und mittel-radioaktive Abfälle, Schacht Konrad, ist ein Sonderfall, da es in einem Salzwasser führenden Eisenerz-Horizont, dem oberjurassischen Eisen-Oolith, angelegt wird. Sofern CCS-bedingte Druckauswirkungen in einem salinen Aquifer oder einer Kohlenwasserstoff-Lagerstätte sich bis ins

Umfeld des Endlagers auswirken, könnte dadurch eine Grundwasserströmung durch die eingelagerten radioaktiven Abfälle hindurch ausgelöst oder beschleunigt werden. Dieses Szenario ist insofern nicht unwahrscheinlich als Schacht Konrad im Bereich des Gifhorner Trogs gelegen ist, eines der bedeutendsten Erdöl-Gebiete in Deutschland (Vgl. Abbildung 59). Diese erst zum Teil ausgebeuteten Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten wären wahrscheinlich als EOR-Projekte geeignet. Hier wäre auch aus Gründen der nuklearen Sicherheit von Schacht Konrad eine komplexe hydrogeologische Neubewertung erforderlich.



**Abbildung 59** – Geologische Strukturen und Erdöl-Vorkommen im Umfeld von Schacht Konrad.

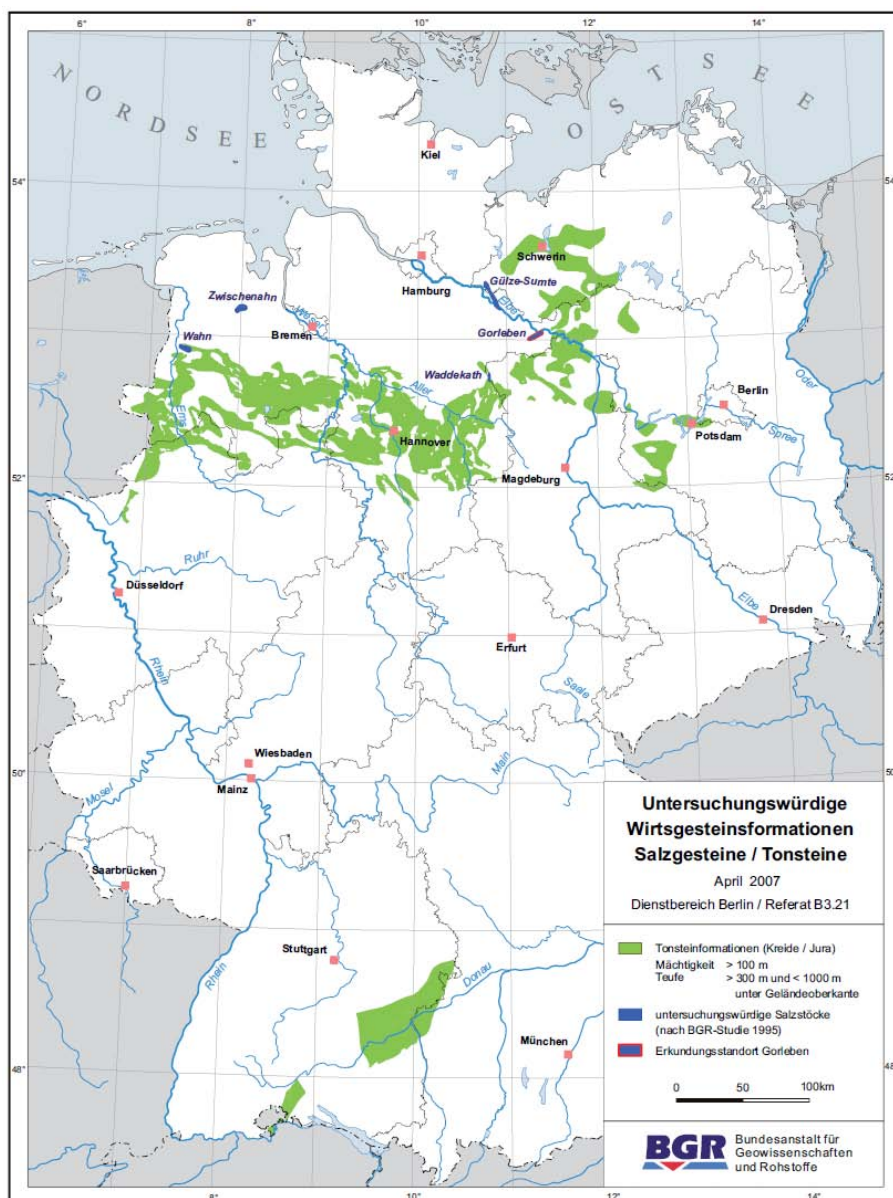
Linkes Bild: In dunkelrosa ist die Verbreitung des Oberjura-Eisenerzes (= Wirtsgestein Schacht Konrad) dargestellt, das im Gifhorner Trog zur Ablagerung kam. In der Oberkreide wurde das Konrad-Erzlager von den aufsteigenden Salzstöcken von Broistedt-Vechelde-Wendeburg-Rolfsbüttel und Gifhorn durchschlagen und an den Salzkontakten hoch geschleppt. Damit bestehen an den Salzstock-Flanken wahrscheinlich auch kurze hydraulische Wegsamkeiten vom Endlager Schacht Konrad bis in die Biosphäre. Die Ausbreitung von Radionukliden wurde von der BGR (1990-1998) allerdings entlang der sachwidrigen, langen, rot punktierten Profillinie modelliert, wodurch man zu sehr langen Radionuklid-Wanderzeiten gekommen ist. – Nach BfS (2008) (Zusammengezeichnet aus Abbildungen S. 10 und S. 29)

Rechtes Bild: Ölfelder im Gifhorner Trog. (Gleicher Kartenausschnitt wie Bild links).

Quelle: Ausschnitt aus LBEG (2010; Anlage 1).

Ein Ende für die Standort-Suche für ein Endlager für hoch-radioaktive Abfälle ist noch nicht absehbar. Neben Salz wird auch in Deutschland eine Endlagerung in geeigneten Tonstein-Formationen diskutiert. Eine Studie der BGR (2007) hat auf Grundlage von petrographischen Eigenschaften, Schicht-Mächtigkeiten und Tiefenlagen endlager-höfliche Tonstein-Formationen identifiziert und in Kartenform bereitgestellt (Abbildung 60).

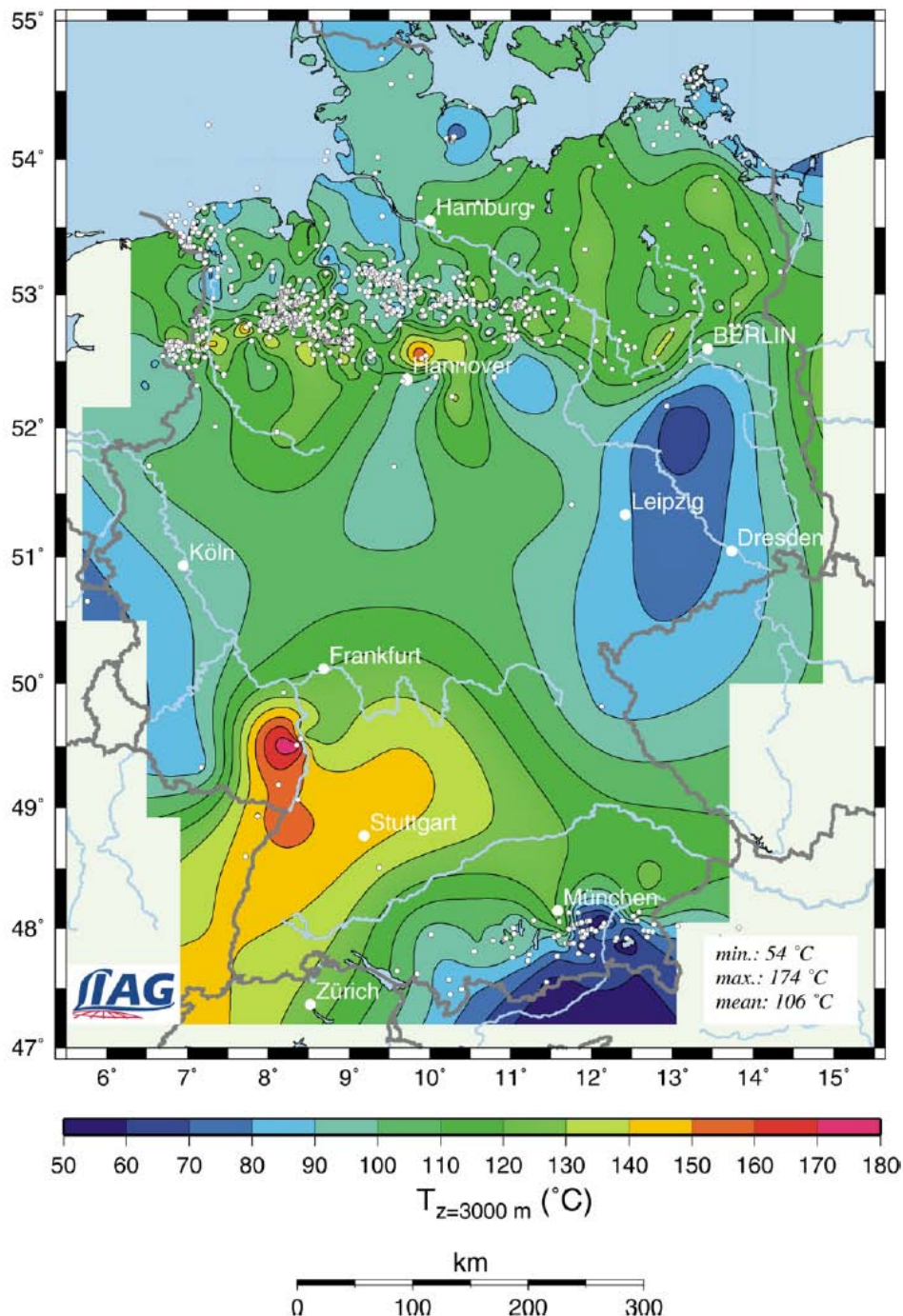
Auch in Bezug auf diese potentiellen Endlager-Wirtsgesteine wäre zu überprüfen welche Gefahren durch CO<sub>2</sub>-Verpressungen gegeben sein könnten. Da überkritisches CO<sub>2</sub> unter gewissen Voraussetzungen (Kapillar-Eindringdruck; s.o.) auch Tonsteine durchdringen kann, besteht hier Klärungsbedarf. Außerdem müssten die gebirgsmechanischen Konsequenzen hinsichtlich der Barriere-Integrität für nukleare Endlager beurteilt werden.



**Abbildung 60** – Untersuchungswürdige Wirtsgesteine für ein Endlager für hoch-radioaktive Abfälle. Die grün dargestellten Gebiete markieren die Verbreitung geeigneter Tonstein-Formationen.  
 Quelle: BGR (2007)



Gewinnung geothermischer Energie. Die Gewinnung geothermischer Energie aus tiefen geologischen Formationen erfordert den Aufschluss der warmen Tiefenwässer durch Bohrungen. Zur Verbesserung der unterirdischen Wärmeübertragung werden durch hydraulische Rissbildung ausgedehnte Kontaktflächen erzeugt. Nach zutage-Förderung des Thermalwassers erfolgt in Wärmetauschern eine Übertragung der Wärme auf einen Sekundär-Kreislauf, und das abgekühlte Formationswasser wird an anderer Stelle wieder injiziert.



**Abbildung 61** – Geothermie-Potentiale in Deutschland. 3000m-Tiefenschnitt. Ab ca. 60°C ist eine Wärmenutzung möglich, ab ca. 110°C kann auch eine Erzeugung von Strom aus Erdwärme erfolgen. Quelle: LIAG (2008)

Geothermie-Projekte würden die gleichzeitige Nutzung eines Aquifers zur CO<sub>2</sub>-Speicherung deshalb ausschließen, weil dies zu Korrosion in den Geothermie-Bohrungen und den Wärmetauschern und zu unerwünschten Entmischungen von gelöstem CO<sub>2</sub>-Gas im Thermalwasser-Strom führen könnte. Umgekehrt würden CCS-Projekte die Nutzung geothermischer Potentiale verhindern, weil sich Maßnahmen zur hydraulischen Rissbildung verbieten, weil die Druckverhältnisse durch die CO<sub>2</sub>-Einspeicherung gestört würden, und weil das eingespeicherte CO<sub>2</sub> über die Geothermie-Bohrungen wieder entweichen könnte, bzw. an einem anderen, für CO<sub>2</sub>-Speicherung vielleicht nicht geeigneten Ort zusammen mit den abgekühlten Tiefenwässern re-injiziert würde.

Aufgrund der weiten Verbreitung geothermisch nutzbarer Heißwasser-Vorkommen ist ein besonders hohes Konflikt-Potential mit CCS gegeben.

## Dichtheitsnachweise für den Speicher, Monitoring

Eine Grundvoraussetzung für das CCS-Konzept ist, dass die geologischen Speicherkomplexe dicht sind, auch über längere Zeiträume (mindestens Jahrtausende). Ein solcher Nachweis müsste in jedem Fall vor der Genehmigung eines CCS-Projektes erbracht werden. Die Vorstellung, dass ein CCS-Projekt genehmigt werden könnte, ohne dass zuvor ein ingenieurmäßiger Dichtigkeits- und Sicherheitsnachweis geführt worden ist, wäre völlig neu und auch nicht akzeptabel. Die bisherigen CCS-Forschungsprojekte und Veröffentlichungen lassen aber den Schluss zu, dass die Dichtheit von CCS-Speichern erst während und nach der CO<sub>2</sub>-Einspeicherung durch Monitoring-Programme untersucht werden soll.

### Dichtheitsnachweis vor Genehmigung

„Dicht“ bedeutet in der Technik in der Regel, dass eine bestimmte maximal zulässige Leckage-Rate unterschritten wird. Es existieren unterschiedliche Modell-Ansätze: Bezieht man die Leckage-Rate auf das Anfangs-Inventar, dann wären bei einer konstanten Leckage-Rate von beispielsweise 1 Prozent pro Jahr nach 100 Jahren 100% des CO<sub>2</sub>-Inventares entwichen. Bezieht man hingegen die Leckage-Rate auf das zeitlich schwindende Rest-Inventar, ergibt sich ein exponentieller Modell-Ansatz (van der Zwaan, 2007), nach welchem (bei einer Leckage von 1%/a) nach 100 Jahren noch 37 % der Anfangsmenge im Reservoir vorhanden wären.

Leckage-Raten der genannten Größenordnung (1%/a) sind gemessen an der Zielsetzung von CCS offensichtlich nicht akzeptabel, werden aber dennoch gelegentlich diskutiert. (Die für das Sleipner-Feld errechneten Differenzen zwischen eingespeichertem und wieder gefundenem CO<sub>2</sub> liegen beispielsweise in dieser Größenordnung.) Die EU-Kommission hält in einem Artikel (EU-DG ENV, 2008) eine Leckage-Rate von 0,5 %/a bereits für zielführend. – Derartige theoretische Betrachtungen sind zwar zum Verständnis der Problematik hilfreich, helfen in der Praxis jedoch nicht weiter. Dort muss eine Leckage-Rate von null angestrebt werden, und dazu müssen alle geologischen Voraussetzungen dafür vorliegen.

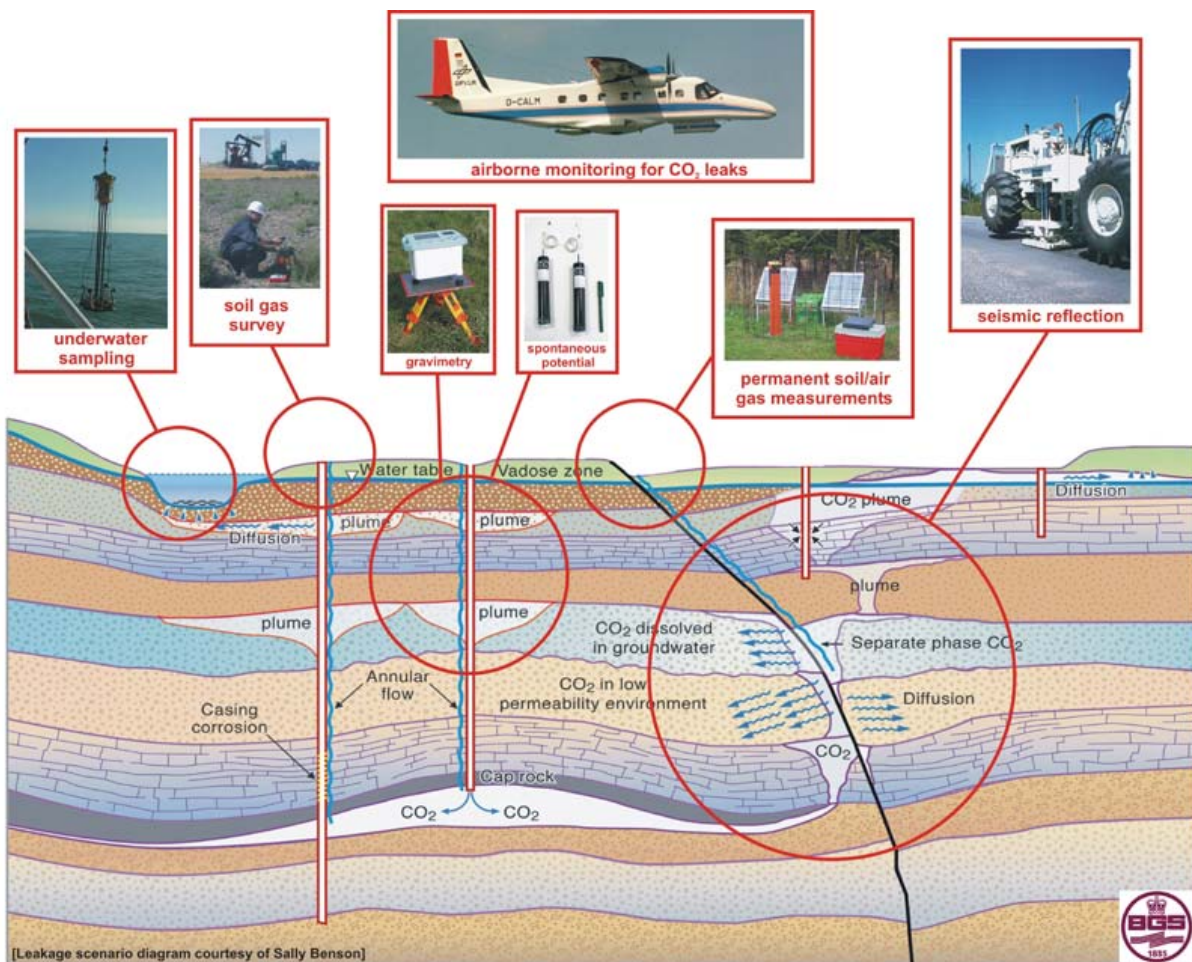
Ein Dichtheits-Nachweis kann bestenfalls für Erdöl- und Erdgas-Lagerstätten geführt werden, weil dort Gase über geologische Zeiträume in Fallenstrukturen gefangen waren, so dass die geologischen Voraussetzungen soweit vorliegen mussten. Inwieweit diese geologischen Barrieren jedoch durch Bohrtätigkeit oder induzierte seismische Ereignisse beschädigt worden sein könnten, wäre im Einzelfall zu untersuchen.

Für saline Aquifere kann ein direkter Dichtheits-Nachweis vor Einspeicherung von CO<sub>2</sub>-Gas nach derzeitigem Kenntnisstand nicht geführt werden. Nach Einspeicherung kann allenfalls eine Leckage nachgewiesen werden, und bei deren Ausbleiben indirekt eine Dichtheit vermutet werden. Jedoch muss man sich hier auch der Grenzen der Nachweis-Methoden für austretende Gase bewusst sein. Vermutlich ist keine der bislang diskutierten Methoden (Abbildung 62) in der Lage, Leckagen von weniger als 1 Prozent pro Jahr zu erkennen, insbesondere wenn die Austritte diffus erfolgen. Somit ist die Einhaltung der oben erörterten, maximal hinnehmbaren Verlust-Raten  $\ll 0,5\%/a$  weder vor noch nach Auffüllung des Speichers zu beweisen.

Es ist also festzuhalten, dass noch nicht einmal Ansätze für schlüssige Konzepte zum Nachweis der Dichtheit von Speicherkomplexen vor ihrer Inbetriebnahme existieren. Nach gegenwärtigem Stand müssten demnach Genehmigungen auf Grundlage mehr oder weniger begründeter Hoffnungen erteilt werden, die sich auf den geologischen Kenntnisstand und darauf basierenden Modellen stützen. Dies gilt insbesondere für saline Aquifere.

Rechenmodelle sind allerdings kein Ersatz für einen physischen Dichtheitsnachweis. Es sind Programm-Algorithmen die grundsätzlich nur die eingespeisten Daten aufgrund theoretischer Vorgaben umrechnen und darstellen können. Sie können daher niemals die Wirklichkeit abbilden, sondern bestenfalls die in den Rechenprogrammen und Datensätzen implementierten wissenschaftlichen Erkenntnisse, Vermutungen oder auch Irrtümer. Rechenmodelle sollten daher als (sehr nützliche) Hilfsmittel zum besseren Verständnis eines Systems angesehen werden (z.B., was passiert, wenn ich Parameter X verändere?), aber als Beweismittel sind sie nicht geeignet.

Alle bisherigen Bemühungen konzentrieren sich vor allem auf die Verifizierung der Platznahme des CO<sub>2</sub>-Gases im Speichergestein und auf das Monitoring der Anlage während und nach der Betriebsphase.

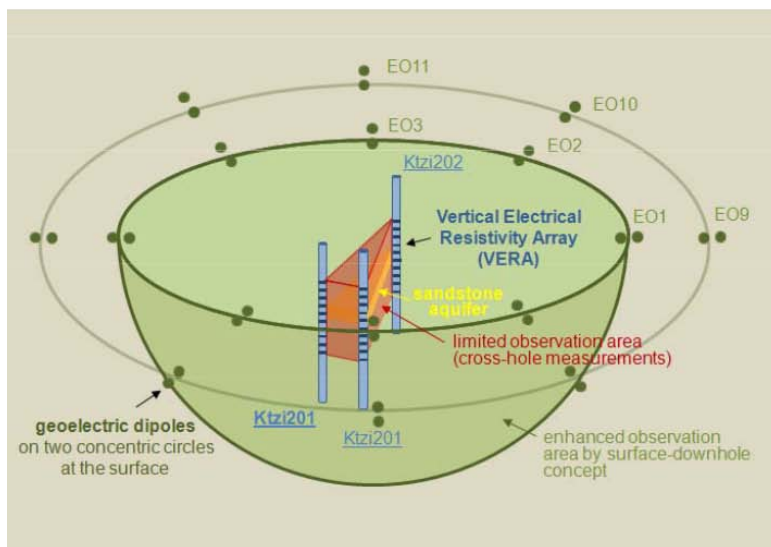


**Abbildung 62** – Zusammenstellung gegenwärtig diskutierter Nachweis- bzw. Überwachungs-Methoden für CCS-Speicher.  
Quelle: British Geological Survey

## Verifizierung während der Betriebsphase

Zur Verifizierung der Platznahme des CO<sub>2</sub> im Speichergestein wurden spezielle reflexionsseismische Verfahren mit einigem Erfolg eingesetzt, auf die bei der Darstellung des Sleipner-CCS-Projektes bereits hingewiesen wurde. Im Sleipner-Feld laufen auch Versuche, die CO<sub>2</sub>-Platznahme durch gravimetrische Wiederholungsmessungen am Meeresgrund und darauf basierenden Modellrechnungen nach zu verfolgen.

In dem CO<sub>2</sub>Store Projekt in Ketzin wird versucht mithilfe wiederkehrender reflexionsseismischer und geoelektrischer Widerstandsmessungen (Siehe Abbildungen 63 und 64) die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> zu modellieren.



### (i) Crosshole measurements

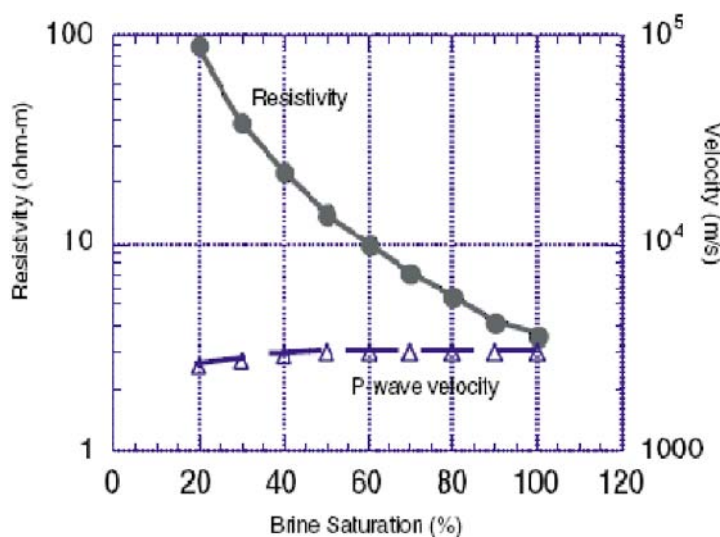
45 electrodes in the wells distance: 10 m depth: 590 – 735 m

### (ii) Large-scale measurements

16 dipoles at the surface  
Dipole length: 150 m  
 $r_1 = 800$  m,  $r_2 = 1500$  m

**Abbildung 63** – Messanordnungen zwischen Injektionsbohrung und Beobachtungsbohrungen, sowie zwischen der Geländeoberfläche und den Bohrungen. Mit Hilfe von Inversionsverfahren werden aus den geoelektrischen Messungen scheinbare Widerstände im Gebirge berechnet.

Quelle: Martens (2010)

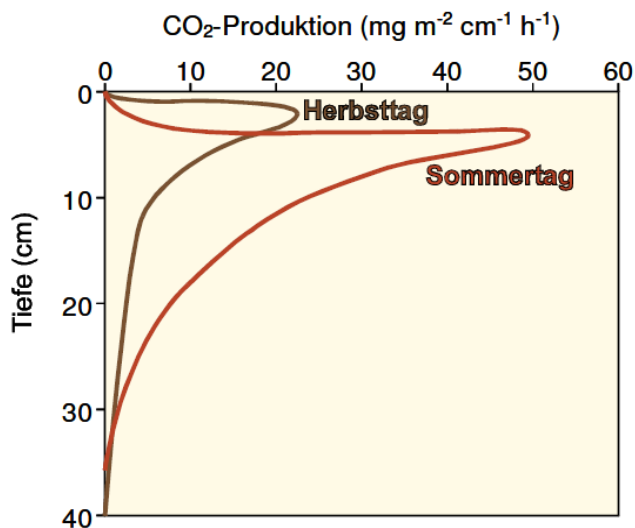


**Abbildung 64** – Variation der seismischen Geschwindigkeit (velocity) und des spezifischen elektrischen Widerstandes (resistivity) mit der Salzlösungs-Sättigung (bzw. Gassättigung) im Porenraum. Quelle: Schilling (2010)

## Monitoring während der Betriebs- und Nachbetriebsphase

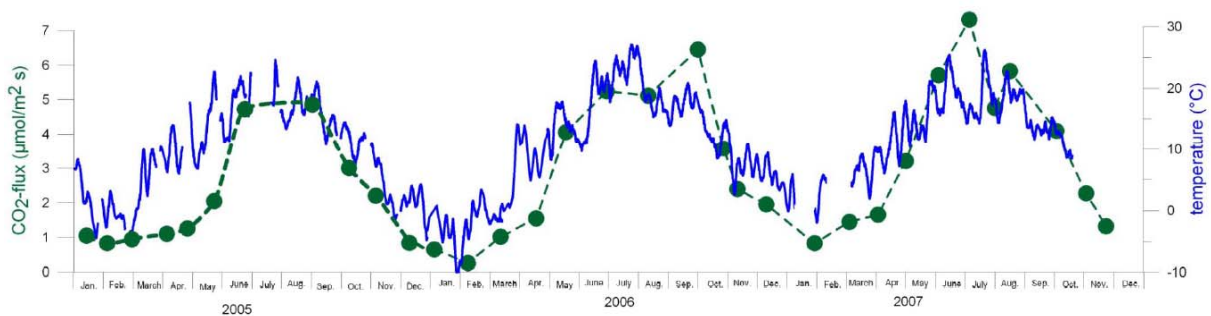
Die Überwachung von CO<sub>2</sub>-Speichern während und nach der Betriebsphase würde in der Praxis dadurch erschwert, dass die abdichtende Deckschicht (cap rock) über dem Speichergestein in einer Tiefe von 1000 m und mehr liegt, so dass austretendes CO<sub>2</sub>-reiches Gas auf seinem Weg zur Erdoberfläche (bzw. zum Meeresboden und zur Wasseroberfläche) ausgeprägten Dispersions-Effekten unterliegen könnte. Eine Unterscheidung leakage-bedingter CO<sub>2</sub>-Anomalien von CO<sub>2</sub>-Freisetzungen aus der Bodenluft, die mehrere Vol-% CO<sub>2</sub> enthält, bei einem atmosphärischem CO<sub>2</sub> Hintergrund von 390 ppm, dürfte daher nur bei hohen Verlust-Raten möglich sein (Vgl. auch Abbildungen 65 und 66). Analog gilt für eine Überwachung auf dem Meeresgrund, dass gelöstes, aus Leckagen stammendes CO<sub>2</sub> und Hydrogenkarbonat von natürlichen Carbonat-Spezies im Meerwasser nicht ohne weiteres zu unterscheiden ist. Hier könnte zwar ggf. eine Blasenbildung die Auffindung von entweichendem CO<sub>2</sub> erleichtern, doch ist die Bildung von Gasblasen druckabhängig und damit abhängig von der Wassertiefe.

Weitere Probleme bestehen in der enormen Größe der zu überwachenden Gebiete, die bereits für einen einzelnen Speicherkomplex viele 10-er km<sup>2</sup> beträgt, sowie in der Zeitdauer von mehreren Jahrzehnten, über welche ein solches Monitoring erbracht werden müsste.



**Abbildung 65** – Biogene CO<sub>2</sub>-Produktion (Atmung) in Abhängigkeit von der Tiefe in einer Parabraunerde aus Löss unter Ackernutzung.

Quelle: Kögel-Knabner (2007)



**Abbildung 66** – Jährliche Variation des natürlichen CO<sub>2</sub>-Flusses aus dem Boden (grüne Symbole) und der Temperatur (blau).

Quelle: Stroink et al. (2009)

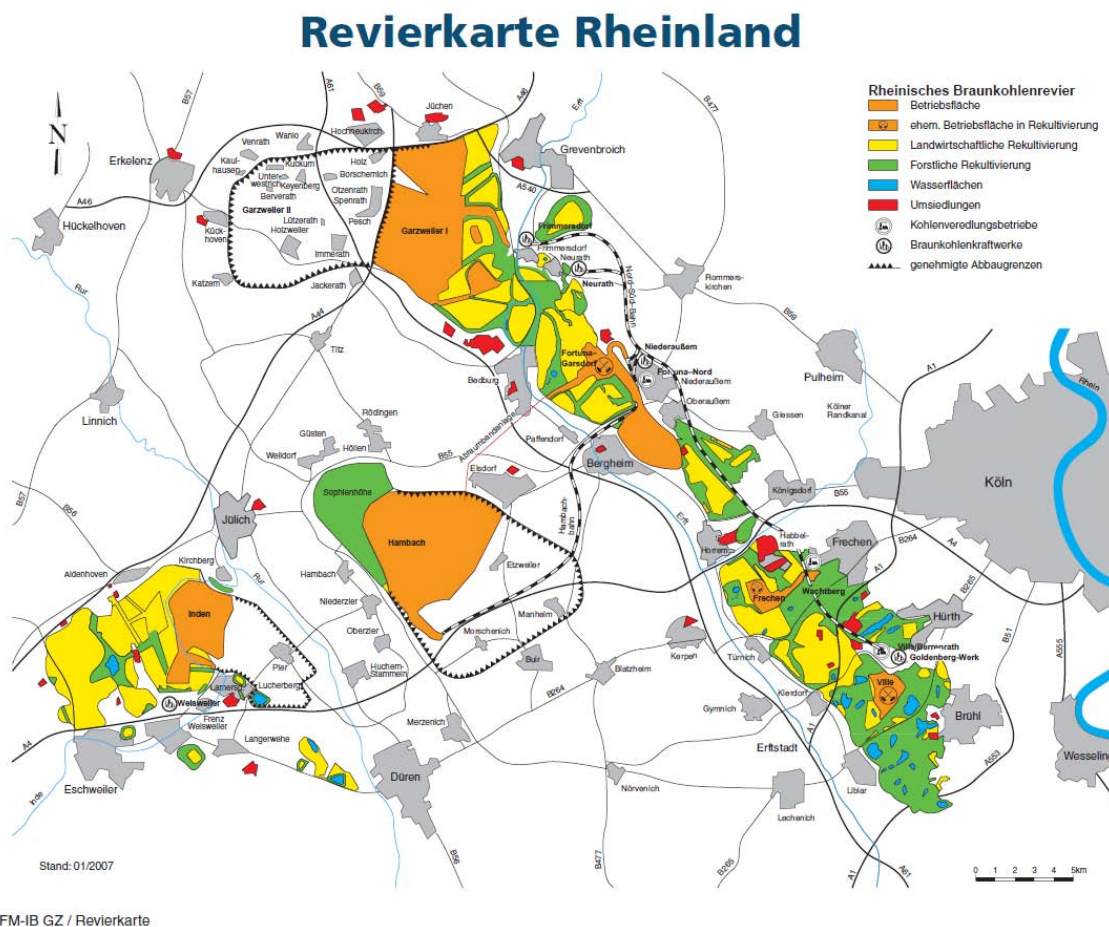
# Technikfolgen, Kollateralschäden, Umweltverträglichkeit

CCS erfordert erhebliche Investitionen, einen sehr erheblichen zusätzlichen Eigenbedarf an Energie, sowie neue Eingriffe in Natur, Landschaft und Ökosysteme.

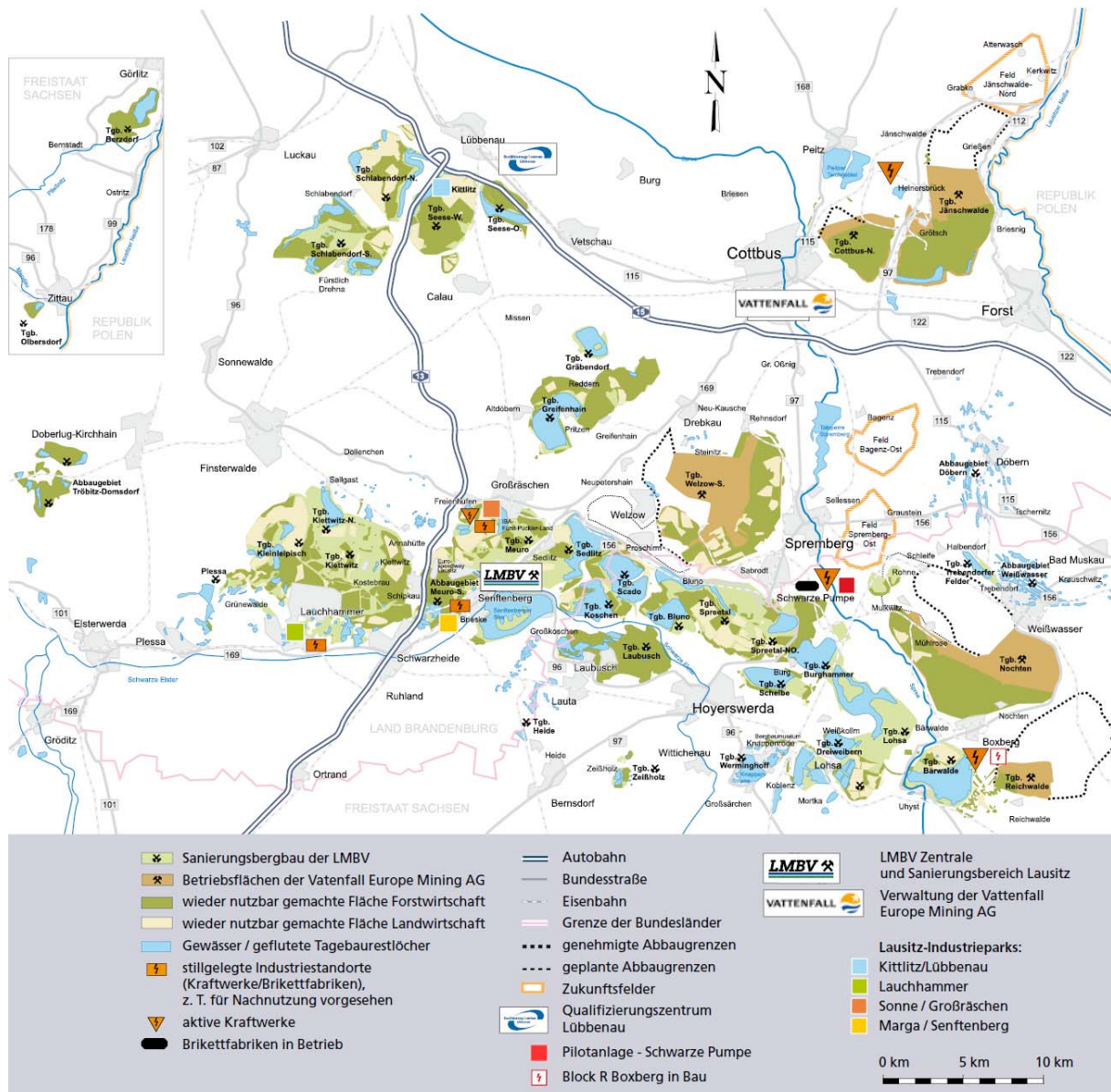
## Zusätzlicher Energieverbrauch und die Folgen

Abscheidung, Verdichtung, Transport und Verpressung von CO<sub>2</sub> erfordern zum Ausgleich von Wirkungsgrad-Verlusten einen Mehrbedarf von etwa 30% und mehr an hochwertiger Energie (Strom), wobei der genaue Mehrbedarf u.a. von der jeweiligen Abscheide-Technik, dem geforderten Reinheitsgrad des CO<sub>2</sub> und der erforderlichen Verdichtung (Tiefe des Speichers) abhängt. Um drei Kraftwerke mit CCS zu betreiben, müsste ein viertes Kraftwerk gebaut werden, nur um den Energie-Mehrbedarf der ersten drei abdecken zu können.

Der Mehrbedarf an hochwertiger Energie (Strom) erfordert auch einen proportionalen Mehrbedarf an Primärenergie. Da CCS zumindest in Deutschland hauptsächlich in Verbindung mit Braunkohle-Kraftwerken eingesetzt werden soll, würde dies auch eine Ausweitung der Braunkohleförderung um mindestens 30% nach sich ziehen. Soweit dabei auf qualitativ schlechtere Braunkohle zurückgegriffen werden müsste, würde sich dies in einem noch höheren Mehrbedarf niederschlagen.



**Abbildung 67** – Revierkarte des Rheinischen Braunkohle-Reviers. Quelle: DEBRIV (2010c)



**Abbildung 68** – Revierkarte des Braunkohle-Reviers in der Lausitz.

Quelle: DEBRIV (2010c)

Dies bedeutet, dass auch die Braunkohle-Tagebaue und die beanspruchten Flächen um rund 30% schneller wachsen und am Ende 30% größer werden, mit der Folge der Devastierung weiterer Ortschaften und Landschaften. Zum Flächenverbrauch des Braunkohle-Bergbaus siehe Abbildungen 67 und 68.

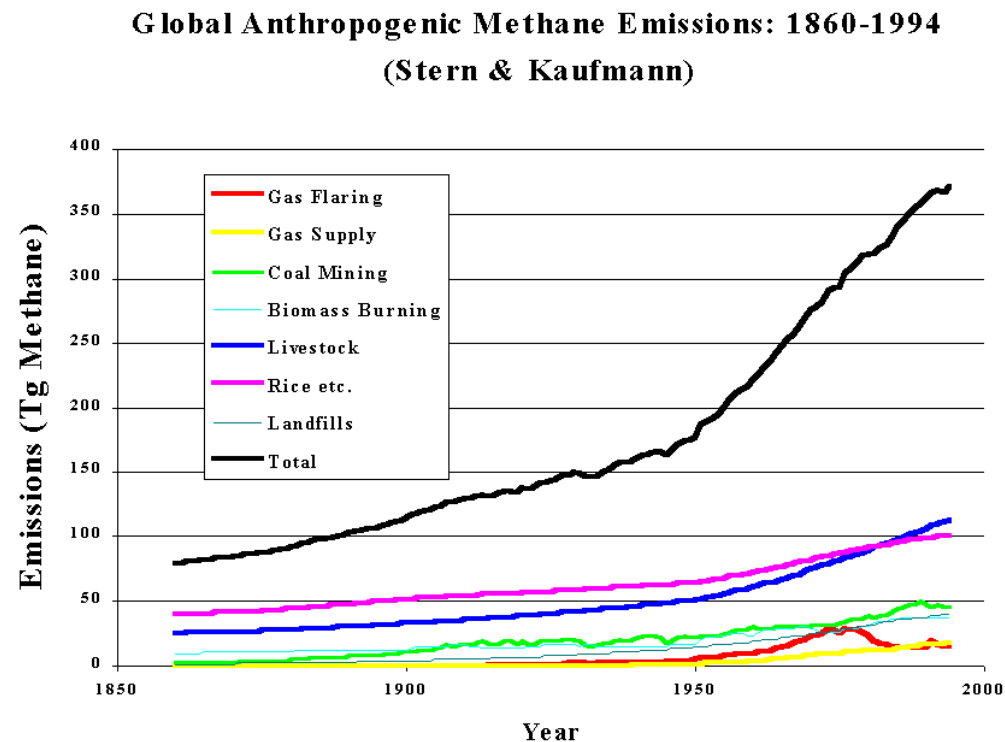
Ebenso würden die Eingriffe in den Grundwasser-Haushalt an Intensität zunehmen und die Versauerung des Grundwassers und der Oberflächengewässer infolge der Oxidation von Pyrit würde sich ausweiten. Die Versauerung des Grundwassers zieht ihrerseits eine Mobilisierung von Schwermetallen und deren Anreicherung nach sich, zunächst im Kippen-Grundwasser, später dann auch im Grundwasser der durchströmten angrenzenden Regionen (Schöpcke, 1999).

Der Aufschluss von Braunkohle und erst Recht von Steinkohle (z.B. USA, Australien, Südafrika) im Tagebau führt auch zur Freisetzung von in der Kohle enthaltenem Methangas, welches ein 25-fach



höheres Treibhaus-Potential als CO<sub>2</sub> hat und einen erheblichen Anteil am Treibhaus-Effekt hat. Siehe Abbildung 69.

Es sind nur wenige und teilweise sehr widersprüchliche quantitative Angaben zu den Methan-Emissionen von Braunkohle-Tagebauen verfügbar: Für Lignit-Abbaue in Indien werden 3 - 4 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/t Lignit berichtet (Pandey, 2003). Für westeuropäische Tagebaue errechnen sich 19 m<sup>3</sup>/t (Weisser, 2007), bzw. 0,016 m<sup>3</sup>/t (Kirchgessner, et al., 2000); für USA 0,2 m<sup>3</sup>/t (Weisser, 2007).



**Abbildung 69** – Weltweite jährliche Emissionen des Treibhausgases Methan. Man beachte, dass der Kohlebergbau einen erheblichen Anteil hat. Quelle: Stern und Kaufmann (1998).

Der Treibhaus-Effekt von 1 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub> ist äquivalent einer CO<sub>2</sub>-Emissions von 47,5 kg CO<sub>2</sub>eq. Unter Annahme des Höchstwertes für Methan-Emissionen (Weiser, 2007) würde die Förderung einer Tonne westeuropäischer Braunkohle demnach bereits vor ihrer Verbrennung allein durch Methan-Emissionen im Tagebau einen Treibhaus-Effekt entsprechend 19 · 47,5 kg = 902,5 kg CO<sub>2</sub>eq pro Tonne geförderter Braunkohle bewirken.

Die Methan-Emissionen durch den Tagebaubetrieb sind durch CCS nicht vermeidbar. Eine Beschleunigung der Braunkohle-Verbrennung um 30% würde auch bei den abbaubedingten CH<sub>4</sub>-Emissionen proportional zu Buche schlagen. In Deutschland werden aber auch große Mengen importierter Steinkohle verfeuert, die in den Förderländern in Tagebauen gewonnen wird. Auch die dort verursachten Methan-Emissionen müssen bei deutschen energiepolitischen Überlegungen berücksichtigt werden.

Kohle enthält immer auch Spuren der radioaktiven Elemente Uran, Thorium und Kalium, sowie der radioaktiven Uran- und Thorium-Zerfallsprodukte. Die Gehalte an Uran und Thorium liegen je nach Lagerstätte zwischen wenigen ppm und 80 ppm, teilweise auch darüber. Für Steinkohlen sind einige summarische Angaben in Tabelle 6 zusammen gestellt. Die Radionuklidgehalte deutscher Braunkohlen sollen etwa um das 2 bis 3-fache niedriger liegen als die in Steinkohlen.

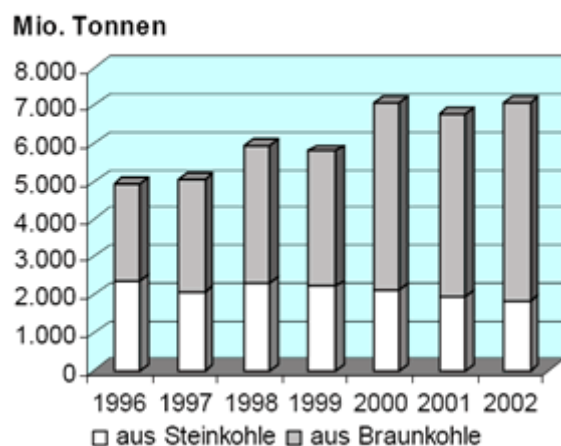
Bei der Verfeuerung der Kohle werden die Radionuklide zusammen mit anderen Spurenelementen in der Asche etwa um den Faktor 10 angereichert. Bei Braunkohle-Kraftwerken wird der größte Teil der Aschen durch die Filteranlagen zurück gehalten und zur Verfüllung der Braunkohle-Tagebaue verwendet (96 % der Braunkohle-Flugaschen) (Deutscher Bundestag, 2008). Nach Flutung der Tagebaue werden diese Aschen ausgelaugt und die Schadstoffe, einschließlich der mobilen Radionuklide, werden ins Grundwasser eingetragen. Zur Radioaktivität aus Kohlekraftwerken liegt auch ein Hintergrund-Papier des BUND (2008) vor, auf welches verwiesen wird.

<b>Tabelle 6 - Spezifische Aktivität von Steinkohlen unterschiedlicher Herkunft [kBq/t]</b>			
<i>Steinkohle</i>	<i>U-238-Reihe</i>	<i>Th-232-Reihe</i>	<i>Kalium-40</i>
Deutschland	32	21	225
Polen	38 (2 bis 140)	30 (7 bis 110)	290 (40 bis 800)
Südafrika	30	20	110
Russland	28	25	120
Australien	30 bis 48	30	40
Datenquelle: Deutscher Bundestag (2008)			

Folgen hätte CCS auch auf den Verbrauch von Hilfsstoffen, beispielsweise bei der Rauchgas-Reinigung, oder bei der Stahlerzeugung für Pipelines etc.. Durch den CCS-bedingten Energie-Mehrbedarf fallen etwa 30% mehr SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> und CO<sub>2</sub> an, als ohne CCS.

Die Verbrennung von Braunkohle und Steinkohle führt in Deutschland zur Entstehung von 7 Mio. Tonnen REA-Gips pro Jahr (BVK, 2004) wofür rund 2,3 Mio. Tonnen Branntkalk (CaO) verbraucht werden, die aus 4 Mio. Tonnen Kalk (CaCO<sub>3</sub>) hergestellt werden. Beim Kalkbrennen wird CO<sub>2</sub> freigesetzt, einerseits durch die „Entsäuerung“ des Kalkes, andererseits aus dem Brennstoff (zusammen ca. 2 Mol CO<sub>2</sub> pro 1 Mol CaO). Daraus ergeben sich CO<sub>2</sub> Emissionen von ca. 3.5 Mio. t/a für die Branntkalk-Erzeugung. Eine CCS-bedingte 30-prozentige Steigerung des Primärenergie-Verbrauchs würde also größenordnungsmäßig 1 Mio. t/a zusätzliche CO<sub>2</sub>-Emissionen allein aus der Branntkalk-Herstellung bedeuten. Ähnliche Betrachtungen könnten auch für die Herstellung des Ammoniaks für die DeNO<sub>x</sub>-Anlagen angestellt werden.

### REA - Gips - Aufkommen (Quelle VGB)



**Abbildung 70** – Anfall von REA-Gips aus Entschwefelungsanlagen.  
Quelle: BVK (2004)

# Thesen und Schlussfolgerungen

## Abscheidungs-Techniken und Reinheit des Gases

- Für die unterschiedlichen Abscheide-Techniken ist bisher nicht geklärt, ob oder inwieweit die CO<sub>2</sub>-Abscheidung mit Rauchgasreinigungsanlagen kompatibel ist, bzw. wie weit auf solche Rauchgasreinigungsanlagen verzichtet werden soll oder kann.
- Bei den verschiedenen Konzepten zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung bestehen noch zahlreiche, im Detail ungeklärte Fragen bezüglich der Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms und der daraus erwachsenden Konsequenzen, z.B. für das Phasenverhalten, das Korrosionsverhalten, oder für die toxischen Wirkungen des abgeschiedenen Gases.
- Von der Zusammensetzung des Gases hängen auch dessen Wechselwirkungen im Aquifer ab, insbesondere die Auflösung des CO<sub>2</sub> im Formationswasser, Mineralreaktionen (Alteration), sowie die Mobilisierung von Schwermetallen.

## Speicherkapazitäten

- Die zu Beginn der CCS-Debatte verbreiteten Vorstellungen über die verfügbaren geologischen Speicherkapazitäten waren vollkommen überzogen. Bei genauerer Analyse und Betrachtung der Einzelfälle kommt man zu realistischeren Einschätzungen, welche die ursprünglichen Erwartungen oft um mehrere Größenordnungen untreffen.
- Für den CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutscher Kohlekraftwerke würden die Speichermöglichkeiten auf Grundlage jüngster Kapazitäts-Schätzungen (inklusive dem deutschen Nordsee-Sektor) für höchstens 27 Jahre ausreichen, sofern man konkurrierende Nutzungen unberücksichtigt lässt.
- Auch bei diesen Abschätzungen ist man noch unrealistischer Weise davon ausgegangen, dass alle Speicher-Strukturen geeignet sind. Man hat außerdem nur 800 m Minimaltiefe angenommen, realistischer wären jedoch 1000 m, wodurch weitere Abstriche bei den Kapazitäten notwendig werden.
- Es ist also bereits heute absehbar, dass bei einer breiten Anwendung von CCS die verfügbaren Speicherkapazitäten deutlich unter dem notwendigen Bedarf liegen.
- Da keine ausreichenden Speicherkapazitäten für CO<sub>2</sub> verfügbar sind, muss bereits die Entstehung von CO<sub>2</sub> verhindert werden.
- Die Injektivitäten, die notwendig wären um den kontinuierlich anfallenden CO<sub>2</sub>-Strom aus Kraftwerken einspeichern zu können, sind technisch kaum realisierbar. Es wäre eine exzessive Anzahl von (in der Speicherformation horizontal abgelenkten) Injektionsbohrungen erforderlich.

## Dichtheit der Speicher

- Auch bei häufig zitierten Projekten wie In Salah oder Sleipner existieren Hinweise für Leckagen. Bei salinen Aquiferen kann dies die Folge natürlicher unerkannter Undichten sein. Es finden sich

jedoch auch Hinweise darauf, dass durch Anwendung zu hoher Injektions-Drücke und -Raten künstliche Leckagen infolge hydraulischer Rissbildung erzeugt worden sind.

- Ein weiteres potentiell Leckage-Risiko sind Alt-Bohrungen, für die nicht bekannt ist, ob sie hinreichend gasdicht und korrosionsfest verfüllt worden sind.
- Selbst wenn man akzeptieren wollte, dass das eingespeicherte CO<sub>2</sub> sehr langsam wieder entweichen kann, so müssten Leckage-Raten weit unter 0,1 %/a gefordert werden, damit überhaupt ein klimawirksamer Nutzeffekt erwartet werden kann. Derart geringe Leckage-Raten sind durch die bisher bekannten Überwachungs-Methoden nicht sicher zu erfassen.
- CCS wird (unter anderem Namen) seit Jahrzehnten im Rahmen von EOR- und EGR-Projekten eingesetzt. CCS ist hier eher zu verantworten, weil das injizierte CO<sub>2</sub> dabei einem sinnvollen Zweck dient und verwertet wird, und weil die betreffenden Öl- und Gasspeicher über geologische Zeiten hinweg dicht waren. Der Dichtheitsnachweis künftiger (EOR und EGR) CCS-Projekte könnte sich dann möglicherweise auf die korrosionsfeste Abdichtung von Alt-Bohrungen konzentrieren.

#### Verdrängung saliner Formationswässer

- Die Verdrängung saliner Formationswässer durch CO<sub>2</sub> würde zwangsläufig zu ausgedehnten Versalzungen höherer Süßwasser-Stockwerke führen. Die Versalzungs-Problematik hätte eine weitaus größere Dimension als beispielsweise die von der Kaliabwasser-Versenkung verursachten Versalzungsschäden.
- Eine Umgehung dieses unkontrollierten Verdrängungs-Problems durch ein „Aquifer-Management“, d.h. die Platzschaffung für das CO<sub>2</sub> durch Förderung von Formationswasser, würde zu sehr massiven Entsorgungsproblemen für das geförderte Salzwasser führen.
- Die verbreitete Vorstellung, dass das injizierte CO<sub>2</sub> sich im Formationswasser auflöse und durch Mineralreaktionen als Karbonat-Phasen fixiert würde, hält einer näheren Prüfung nicht stand. Die sich bildenden kohlesauren Lösungen würden im Gegenteil vorhandene Karbonat-Mineralien auflösen. Durch Mineralreaktionen würden geogen vorhandene Schwermetalle und Radionuklide in Lösung gebracht und mobilisiert.

#### Nutzungskonflikte

- CCS in salinen Aquiferen führt zwangsläufig zu massivsten Versalzungsproblemen in höheren Grundwasserstockwerken und gefährdet die zukünftige Versorgung mit Trink- und Brauchwasser. Wasserrechtliche Schutzvorschriften stehen dem entgegen.
- CCS ist mit vielen anderen Nutzungen des Untergrundes, insbesondere Bergbau (unter und über Tage), Sole-Gewinnung, Erdöl- und Erdgas-Gewinnung, Geothermie, nukleare Endlager und Gasspeicher nicht kompatibel. Insbesondere der im Bergrecht verankerte Lagerstättenschutz steht einer Nutzung zahlreicher potentieller CO<sub>2</sub>-Speicher entgegen.

## Risiken

- Die durch längere Verpressung in den Aquifer eingebrachte Druck-Volumen-Arbeit hat eine Größenordnung die ausreicht stärkere Erdbeben zu verursachen oder zu „triggern“. Es existieren zahlreiche Publikationen über seismische Aktivitäten infolge von Injektions-Maßnahmen.
- Unter ungünstigen Umständen ist nicht auszuschließen, dass bei ausgelösten Erdbeben Spalten entstehen über welche auch gefährliche Mengen CO<sub>2</sub> in relativ kurzer Zeit freigesetzt werden könnten. Intensive CO<sub>2</sub>-Austritte könnten besonders in topographischen Senken oder geschlossenen Räumen eine Erstickungsgefahr herbeiführen.

## Kollateralschäden

- Durch den erhöhten Eigenenergiebedarf von Kraftwerken mit CCS, der von der Abscheidetechnik, der erforderlichen Verdichtung des Gasstroms sowie von der geforderten Reinheit des CO<sub>2</sub> abhängt, wäre ein Mehrverbrauch primärer Energie-Rohstoffe von größenordnungsmäßig ca. 30 Prozent erforderlich. Dadurch würden auch die Kollateralschäden durch die Gewinnung der fossilen Energieträger um ca. 30 Prozent zunehmen.
- In Deutschland wären dies insbesondere die Kollateralschäden durch den Braunkohle-Bergbau (Devastierung von Ortschaften, Landschaftsverbrauch, Grundwasser-Absenkungen, Versauerung des Grundwassers, bergbaubedingte Methan-Emissionen, etc.), die um ca. 30 Prozent zunehmen. Im Ausland würden durch die deutschen Importe von Steinkohle analoge Schäden verursacht.

## Genehmigungsvoraussetzungen und Sicherheitsnachweise

- Alle bisher publizierten Untersuchungsverfahren dienen der Verifizierung der Platznahme des CO<sub>2</sub> im Speicher und dem Monitoring des Speichers während und nach der Betriebsphase.
- Für saline Aquifere und Kohleflöze sind bisher keine brauchbaren Konzepte dafür zu erkennen, wie ein Dichtheits-Nachweis für einen Speicherkomplex vor dessen Genehmigung und Inbetriebnahme erbracht werden könnte. Stattdessen wollen die Antragsteller extensiv von Rechenmodellen zur Nachweisführung Gebrauch machen, die jedoch kaum Beweiskraft haben.
- Die umfangreiche Verwendung numerischer Rechenmodelle und Computer-Graphiken in der „Nachweisführung“ täuscht häufig einen Kenntnis- bzw. Wissensstand vor, der nicht wirklich vorhanden ist. Die publizierten Ergebnisse derartiger Modelle beruhen oft auf nicht dokumentierten Annahmen und sind im Regelfall nicht validierbar und nicht verifizierbar.
- Dieser auf Modell-Rechnungen beruhende Ansatz birgt große Gefahren: Während beispielsweise Brücken oder Hochhäuser gut berechenbare, durch konstruktive Auslegung anpassungsfähige, geometrisch genau definierte Gebilde aus exakt bekannten Materialien darstellen, die wenigen und einfach definierbaren Lastfällen ausgesetzt sind, handelt es sich bei geologischen CO<sub>2</sub>-Speichern um das genaue Gegenteil: Von der Natur vorgegebene, geometrisch ungenau bekannte Strukturen aus heterogenen Materialien mit sehr variablen Stoff-Eigenschaften, offene und mit ihrer Umgebung in Wechselwirkungen stehende Systeme, die komplexen physikalischen und chemischen Belastungen ausgesetzt werden sollen. Modell-Berechnungen sind daher bestenfalls so zuverlässig wie die zugrunde gelegten Vereinfachungen und Annahmen.

- Die vorgesehene Strategie zum „Eignungs-Nachweis“ bedeutet nichts anderes, als dass CCS-Speicher genehmigt und in Betrieb genommen werden sollen und erst während bzw. lange nach der Betriebsphase feststehen würde, ob eine dauerhafte und gefahrlose Speicherung überhaupt möglich ist, bzw. war. Diese Vorgehensweise würde jeder ingenieurmäßigen Sicherheits-Philosophie widersprechen.

Im Ergebnis muss somit der Schluss gezogen werden, dass CCS nicht in der Lage ist die CO<sub>2</sub> Problematik zu lösen. Vielmehr bringt CCS erhebliche neue Risiken mit sich und führt auf anderen Sektoren zu einer nicht hinnehmbaren Zunahme von Umweltschäden. Dies gilt insbesondere für Deutschland mit seiner stark auf Braunkohle basierenden Stromproduktion.

## Bibliographie und Internet-Quellen

Arts R, Chadwick A, Eiken O (2010) Thirteen years' experience of monitoring CO<sub>2</sub> injection in the Utsira Sand at Sleipner, offshore Norway. TNO, Bochum, 19 March 2010.

[http://www.ccs-workshop.dmt.de/download/Arts\\_CCS\\_at\\_Sleipner.pdf](http://www.ccs-workshop.dmt.de/download/Arts_CCS_at_Sleipner.pdf)

Bandlowa T, Fischer M, Krull P, Schulz P und Stiewe H (1997) Tiefversenkung von Abwässern und flüssigen Abfällen in den östlichen Bundesländern. Teil 5: Tiefversenkung von Salzabwässern der Kaliindustrie. – BGR Archiv-Nr. 0115896.

Barnett O, Jardine P, Brooks S and Selim H (2000) Adsorption and Transport of Uranium(VI) in Subsurface Media. Soil Science Society of America Journal, 64:908-917 (2000)

<http://soil.scijournals.org/cgi/content/full/64/3/908>

Bickle, Chadwick, Huppert, Hallworth, Lyle (2007) Modelling carbon dioxide accumulation at Sleipner: Implications for underground carbon storage. Earth and Planetary Science Letters, 255 (2007) 164-176.

BfS (2008) Endlager Konrad. Wissen schafft Vertrauen. Bundesamt für Strahlenschutz, Postfach 100149, 38201 Salzgitter.

[http://www.endlager-konrad.de/cln\\_153/nn\\_1073436/SharedDocs/Downloads/DE/konrad-experten,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/konrad-experten.pdf](http://www.endlager-konrad.de/cln_153/nn_1073436/SharedDocs/Downloads/DE/konrad-experten,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/konrad-experten.pdf)

BGR (1990-1998) Endlagerung Konrad: Grundwasserbewegung im Umfeld der Schachtanlage.

[http://www.bgr.bund.de/cln\\_116/nn\\_324878/DE/Themen/Wasser/Projekte/Berat\\_Info/Konrad/konrad\\_fb.html](http://www.bgr.bund.de/cln_116/nn_324878/DE/Themen/Wasser/Projekte/Berat_Info/Konrad/konrad_fb.html)

BGR (2006) CO<sub>2</sub>STORE Saline Aquifere in Nordost-Deutschland.

[http://www.bgr.bund.de/cln\\_116/nn\\_1039004/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Projekte/Abgeschlossen/CO<sub>2</sub>Store.html](http://www.bgr.bund.de/cln_116/nn_1039004/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Projekte/Abgeschlossen/CO2Store.html)

BGR (2007) Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland. Untersuchung und Bewertung von Regionen mit potenziell geeigneten Wirtsgesteinsformationen.

[http://www.genesys-hannover.de/nn\\_324940/DE/Themen/Geotechnik/Downloads/BGR\\_wirtsgest\\_dtl,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/BGR\\_wirtsgest\\_dtl.pdf](http://www.genesys-hannover.de/nn_324940/DE/Themen/Geotechnik/Downloads/BGR_wirtsgest_dtl,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/BGR_wirtsgest_dtl.pdf)

BGR (2008) Seismologische Untersuchung des Standortes Gorleben

[http://www.geozentrum-hannover.de/nn\\_322852/DE/Themen/Geotechnik/Projekte/Endlagerstandorte/Gorleben.html](http://www.geozentrum-hannover.de/nn_322852/DE/Themen/Geotechnik/Projekte/Endlagerstandorte/Gorleben.html)

BGR (2009) Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung – was ist das eigentlich? Broschüre, Dezember 2009.

ISBN : 978-2 -7159-2456-7. [http://www.bgr.bund.de/cln\\_145/nn\\_329330/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Downloads/CO<sub>2</sub>Geonet-broschuere.html?\\_nn=true](http://www.bgr.bund.de/cln_145/nn_329330/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Downloads/CO2Geonet-broschuere.html?_nn=true)

BGR (2010) CCS Technologie – Häufig gestellte Fragen.

[http://www.bgr.bund.de/nn\\_1038778/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Bilder/faq\\_1\\_g.html](http://www.bgr.bund.de/nn_1038778/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Bilder/faq_1_g.html)

BGR (2010b) Projekt CO<sub>2</sub>-Drucksimulation Regionale Druckentwicklung bei der Injektion von CO<sub>2</sub> in saline Aquifere. Abschlussbericht A-0602015.A.

[http://www.bgr.bund.de/nn\\_329330/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Downloads/CO<sub>2</sub>-drucksimulation-abschlussbericht.html?nnn=true](http://www.bgr.bund.de/nn_329330/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Downloads/CO2-drucksimulation-abschlussbericht.html?nnn=true)

BGR (2010c) Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen. Stefan Knopf, Franz May, Christian Müller und Johannes Peter Gerling.

Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 2010, Heft 4

[http://www.bgr.bund.de/cln\\_144/nn\\_1933780/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/ET-knopf-2010.pdf](http://www.bgr.bund.de/cln_144/nn_1933780/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/ET-knopf-2010.pdf)

BGR (2010d) Speicher-Kataster.

[http://www.bgr.bund.de/cln\\_144/nn\\_1038746/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html](http://www.bgr.bund.de/cln_144/nn_1038746/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Projekte/Laufend/speicherkataster.html)

BGR (2010e) Wo kann CO gespeichert werden?

[http://www.bgr.bund.de/nn\\_1933780/DE/Themen/Geotechnik/CO<sub>2</sub>-Speicherung/Downloads/faktenblatt-wo-kann-CO<sub>2</sub>-gespeichert-werden,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/faktenblatt-wo-kann-CO<sub>2</sub>-gespeichert-werden.pdf](http://www.bgr.bund.de/nn_1933780/DE/Themen/Geotechnik/CO2-Speicherung/Downloads/faktenblatt-wo-kann-CO2-gespeichert-werden,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/faktenblatt-wo-kann-CO2-gespeichert-werden.pdf)

BGR (2010f) Energy Resources 2009: Reserves, Resources, Availability. Part 3: Energy Resources in Germany, Availability of Energy Resources.

[http://www.bgr.bund.de/nn\\_330718/EN/Themen/Energie/Produkte/energyresources\\_2009.html](http://www.bgr.bund.de/nn_330718/EN/Themen/Energie/Produkte/energyresources_2009.html)

Biello D (2009a) Enhanced Oil Recovery: How to Make Money from Carbon Capture and Storage Today. Scientific American, April 9, 2009.

<http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=enhanced-oil-recovery>

Biello D (2009b) How Fast Can Carbon Capture and Storage Fix Climate Change? Scientific American, April 10, 2009.

<http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=how-fast-can-carbon-capture-and-storage-fix-climate-change>

Biello D (2009c) What does Carbon Capture and Storage Look Like ? Scientific American, April 7, 2009.

[http://www.scientificamerican.com/slideshow.cfm?id=what-does-carbon-capture-and-storage-look-like&photo\\_id=6DC9D54E-CFD2-726D-E8642757BD579C53](http://www.scientificamerican.com/slideshow.cfm?id=what-does-carbon-capture-and-storage-look-like&photo_id=6DC9D54E-CFD2-726D-E8642757BD579C53)

BVK (2004) REA-Gips Aufkommen. Bundesverband Kraftwerksnebenprodukte e.V.

[http://www.bvk-online.com/bvk\\_smartm/html/f/205/rea\\_aufkommen.html](http://www.bvk-online.com/bvk_smartm/html/f/205/rea_aufkommen.html)

BMBF/DFG Programm „Geotechnologien“, Freiberg, 31.03.2008, Bergakademie Freiberg, Gasttechnologisches Institut.

[http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5\\_Veroeffentlichungen/Forschungsberichte/2008/080414\\_GTI\\_ab\\_Experimentsystem\\_CO<sub>2</sub>-Bohrungsintegritaet\\_uhu.pdf](http://www.dbi-gti.de/fileadmin/downloads/5_Veroeffentlichungen/Forschungsberichte/2008/080414_GTI_ab_Experimentsystem_CO2-Bohrungsintegritaet_uhu.pdf)

BMWI (2007) Leuchtturm COORETEC - Der Weg zum zukunftsfähigen Kraftwerk mit fossilen Brennstoffen. Forschungsbericht Nr. 566. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Juni 2007.

<http://www.cooretec.de/index.php/index.php?path=publikationen&file=34>



BP (2006) CO<sub>2</sub> Geological Storage: Lesson Learned from In Salah (Algeria).  
Iain Wright ( CO<sub>2</sub>Project Manager, BP Group Technology), SBSTA Meeting Bonn, May 20th 2006.  
[http://unfccc.int/files/meetings/sb24/in-session/application/pdf/sbsta\\_may\\_20th\\_in\\_salah\\_wright.pdf](http://unfccc.int/files/meetings/sb24/in-session/application/pdf/sbsta_may_20th_in_salah_wright.pdf)

BUND (2007) Umweltdumping durch „EBS“-Anlagen? BUNDposition Juli 2007.  
[http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF\\_Dateien/Themen\\_und\\_Projekte/Abfallpolitik/BUNDposition\\_EBS\\_072007.pdf](http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Abfallpolitik/BUNDposition_EBS_072007.pdf)

BUND (2008) Radioaktivität aus Kohlekraftwerken. Autor: Dirk Jansen. BUND-Hintergrund November 2008.  
[http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF\\_Dateien/Themen\\_und\\_Projekte/Energie\\_und\\_Klima/Kohlekraftwerke/BUNDhintergrund\\_Radioaktivitaet\\_aus\\_Kohlekraftwerken\\_11\\_2008.pdf](http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Energie_und_Klima/Kohlekraftwerke/BUNDhintergrund_Radioaktivitaet_aus_Kohlekraftwerken_11_2008.pdf)

BVK (2004) Aufkommen von REA-Gips. Bundesverband Kraftwerksnebenprodukte e.V.  
[http://www.bvk-online.com/bvk\\_smartm/html/f/205/rea\\_aufkommen.html](http://www.bvk-online.com/bvk_smartm/html/f/205/rea_aufkommen.html)

Chadwick A, Arts R, Bernstone C, May F, Thibeau S, Zweigel P (2008) Best practice for the storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers - observations and guidelines from the SACS and CO<sub>2</sub>STORE projects. Nottingham, UK, British Geological Survey, 267pp. (British Geological Survey Occasional Publication, 14).  
[http://www.ngu.no/FileArchive/91/CO2STORE\\_BPM\\_final\\_small.pdf](http://www.ngu.no/FileArchive/91/CO2STORE_BPM_final_small.pdf)

(CLEAN, 2010) CO<sub>2</sub> Large-Scale Enhanced Gas Recovery in the Altmark Natural Gas Field.  
[http://www.clean-altmark.org/front\\_content.php?idcat=1482](http://www.clean-altmark.org/front_content.php?idcat=1482)

CRL Energy Ltd (2004) Location of sites where activities relevant to CO<sub>2</sub> storage are planned or underway.  
<http://www.crl.co.nz/events/Petercook.asp>

CO<sub>2</sub>GeoNet (2008) What does CO<sub>2</sub> geological storage really mean? September, 2008.  
<http://www.CO2geonet.com/NewsData.aspx?idNews=44&ViewType=Actual&IdType=18>

CO<sub>2</sub>QUALSTORE - Guideline for the Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>  
[http://www.dnv.com/binaries/CO2QUALSTORE\\_guideline\\_tcm4-412142.pdf](http://www.dnv.com/binaries/CO2QUALSTORE_guideline_tcm4-412142.pdf)

Cypser D (2009) Induced Earthquake Bibliography.  
<http://www.nyx.net/~dcypser/induceq/induceq.html>

Dakota Gasification Company (2010a) CO<sub>2</sub> Pipeline.  
[http://www.dakotagas.com/Gas\\_Pipeline/CO2\\_Pipeline/index.html#purpose](http://www.dakotagas.com/Gas_Pipeline/CO2_Pipeline/index.html#purpose)

Dakota Gasification Company (2010b) Video-Clips  
<http://basin03.basinelectric.com/player/player.php?gallery=9&topic=3&video=176>  
<http://basin03.basinelectric.com/player/player.php?gallery=9&topic=3&video=232>

DEBRIV (2009) Braunkohle. Sonderdruck aus BWK 4 (2009)  
[http://www.braunkohle.de/tools/download.php?filedata=1239980784.pdf&filename=BWK\\_Braunkohle\\_2008.pdf&mimetype=application/pdf](http://www.braunkohle.de/tools/download.php?filedata=1239980784.pdf&filename=BWK_Braunkohle_2008.pdf&mimetype=application/pdf)

DEBRIV (2010) Unsere Braunkohle

<http://www.braunkohle.de/pages/layout3sp.php?page=580>

DEBRIV (2010b) Braunkohle Wissen. Ausgabe 2010.03 / Die Ressource Braunkohle

Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.

<http://www.braunkohle-wissen.de/bwissen01.html>

DEBRIV (2010c) Revierkarten.

<http://www.braunkohle.de/pages/grafiken.php?page=256>

Deutscher Bundestag (2008) Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell, Bärbel Höhn, Sylvia Kötting-Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Drucksache 16/9032 16. Wahlperiode, 05. 05. 2008

<http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/16/090/1609032.pdf>

DLR (2008) Video über InSAR

<http://www.youtube.com/watch?v=SPZV2xzU5kA>

Dodds K (2009) In Salah CO<sub>2</sub> JIP: Status and Overview. 5<sup>th</sup> IEA Monitoring Meeting, Tokyo, Japan, June 2-3 2009.

<http://www.>

[CO2captureandstorage.info/docs/monitoring/5mtg/IEA%20June%203%20In%20Salah%20Kevin%20Dods.pdf](http://www.CO2captureandstorage.info/docs/monitoring/5mtg/IEA%20June%203%20In%20Salah%20Kevin%20Dods.pdf)

EEG (2007) The Altmark Gas Field – Investigating CCS Potential under an EGR Project. Colloque CO<sub>2</sub> 2007 - Heinz Wendel, Erdgas Erdöl GmbH

[http://www.colloque\\_CO2.com/presentations2007/Colloque\\_CO2-2007\\_Session2\\_6-Wendel.pdf](http://www.colloque_CO2.com/presentations2007/Colloque_CO2-2007_Session2_6-Wendel.pdf)

European Commission (2007) Carbon capture & Storage: what it is and why we need it. Stakeholder Consultation Meeting, 8 May 2007. Scott Brockett, C5 Energy & Environment, European Commission, DG Environment

EU-DG ENV (2008) Carbon capture and storage: how much leakage is acceptable? European Commission DG ENV, News Alert Issue 105, 2 May 2008.

<http://ec.europa.eu/environment/integration/research/newsalert/pdf/105na3.pdf>

FAZ (2006) Rätselhafte Erdbeben in Norddeutschland. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 5.4.2006

<http://www.faz.net/s/Rub2542FB5D98194DA3A1F14B5B01EDB3FB/Doc~EDA26DE13F7634F528B22C74291BEDFF4~ATpl~Ecommon~Scontent.html>

Finkenwirth A (1964) Die Versenkung der Kaliabwässer im hessischen Anteil des Werra-Kalireviers. Z.d.Geol.Ges. 115, 215-230.

Friedmann S (2007) Carbon Management Program. Lawrence Livermore National Laboratory under Contract DE-AC52-07NA27344

<http://www.ccs-education.net/downloads/friedmann.pdf>

GAZPROM Germania GmbH (2009) GAZPROM Germania beendet Erkundung zum Erdgasspeicher Schweinrich. Umfassende Sicherheit hat Vorrang. Presseinformation, Berlin, 10.08.2009

[http://www.gazprom-germania.de/fileadmin/news/Aktuelle\\_Bilder\\_Version\\_2009/Presse/Pressemitteilungen/2009-08-10\\_PM\\_Schweinrich\\_beendet.pdf](http://www.gazprom-germania.de/fileadmin/news/Aktuelle_Bilder_Version_2009/Presse/Pressemitteilungen/2009-08-10_PM_Schweinrich_beendet.pdf)

GeoCapacityProject (2009) Assessing European Capacity for Geological Storage of CO<sub>2</sub>. D16 WP2 Report - Storage Capacity.

<http://www.geology.cz/geocapacity/publications/D16%20WP2%20Report%20storage%20capacity-red.pdf>

Gerling (2009) Strategien zur Vermeidung und Entsorgung von festen und flüssigen Rückständen in den Kaliwerken an Fulda und Werra. Kali und Steinsalz Heft 2/2009, S. 16-27  
[http://www.runder-tisch-werra.de/show\\_image.php?id=919&download=1](http://www.runder-tisch-werra.de/show_image.php?id=919&download=1)

GESTCO (2004) Geological Storage of CO<sub>2</sub> from Combustion of Fossil Fuel. Summary Report, 2nd Edn. November 2004

GCP (2010) The Global Carbon Project

<http://www.globalcarbonproject.org/index.htm>

Global CCS Institute (2010) The Status of CCS Projects Interim Report 2010

[http://www.globalccsinstitute.com/general\\_information/reports\\_papers\\_documents.html](http://www.globalccsinstitute.com/general_information/reports_papers_documents.html)

Greenpeace (2008) Leakages in the Utsira formation and their consequences for CCS policy. Greenpeace Briefing, 081201.

<http://static.greenpeace.org/int/pdf/081201BRUtsira.pdf>

Greenpeace (2009) Reality check on carbon storage. Recent developments in the Sleipner project and Utsira formation. May 2009.

<http://www.greenpeace.org/raw/content/norway/press/reports/reality-check-on-carbon-storag.pdf>

Gunter W (2010) CO<sub>2</sub> Storage: Capacity, Injectivity & Containment. Dr. William Gunter, Alberta Research Council, Edmonton, Alberta, Canada

[http://www.unb.ca/research/ors/news/supporting\\_docs/NB\\_Carbon\\_Workshop\\_Package\\_02Apr09/G234%20CCS-%20Capacity%20Injectivity%20Containment.pdf](http://www.unb.ca/research/ors/news/supporting_docs/NB_Carbon_Workshop_Package_02Apr09/G234%20CCS-%20Capacity%20Injectivity%20Containment.pdf)

Gupta R, Shim J (2007) Solubility in supercritical carbon dioxide. CRC Press, 909 Seiten

Halbwachs M, Sabroux J, Grangeon J, Kayser G, Tochon-Danguy J, Felix A, Béard J, Villeveille A, Vitter G, Richon P, Wüest A, Hell J (2004) Degassing the "Killer Lakes" Nyos and Monoun, Cameroon. EOS, Transactions, American Geophysical Union, 85 (30), 281–288, 2004.

[http://www.eawag.ch/research\\_e/apec/research\\_e/Scripts/Halbwachs\\_EOS\\_Nyos.pdf](http://www.eawag.ch/research_e/apec/research_e/Scripts/Halbwachs_EOS_Nyos.pdf)

Haugan P (2010) Effects of CO<sub>2</sub> Capture and Storage on Ocean Acidification. Geophysical Institute, University of Bergen, Bergen Marine Research Cluster.

[http://www.scor-int.org/High\\_CO2\\_II/Presentations/Haugan.pdf](http://www.scor-int.org/High_CO2_II/Presentations/Haugan.pdf)

HMULV (2008) Aktuelle Probleme der Versenkung von Salzabwässern in den Plattendolomit im hessischen Werra-Kali-Gebiet. 7. Sitzung des Runden Tisches Gewässerschutz Werra/Weser und Kaliproduktion, 12. November 2008. Bericht von Wenzel Mayer, Abteilungsleiter Wasser und Boden, Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz.

[http://www.runder-tisch-werra.de/show\\_image.php?id=568&download=1](http://www.runder-tisch-werra.de/show_image.php?id=568&download=1)

Holland H und Malinin S (1979) The Solubility and Occurrence of Non-Ore Minerals. In H.L. Barnes (1979) Geochemistry of Hydrothermal Ore Deposits. John Wiley and Sons, New York.

Hoppe, W. (1964) Grundlagen, Auswirkungen und Aussichten der Kaliabwässerversenkung im Werra-Kaligebiet. Geologie 11(9), 1059-1089.

Hoth P, Seibt A, Kellner T (1997) Geowissenschaftliche Bewertungsgrundlagen zur Nutzung hydrogeothermaler Ressourcen in Norddeutschland. GFZ-Potsdam, STR97/15, Geothermie Report 97-1, gtr02A4.pdf  
<http://edoc.gfz-potsdam.de/gfz/get/1469/0/0939d03e17f140e071b6f3acf4fce20e/9715-5.pdf>

IEA (2010a) Putting Carbon Back Into The Ground. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, February 2001 (compiled by J. Davison, P. Freund, and A. Smith)  
ISBN 1 898373 28 0  
[http://www.ieaghg.org/docs/general\\_publications/putcback.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/general_publications/putcback.pdf)

IEA (2010b) Energy Technology Initiatives. Implementation through Multilateral Co-operation. International Energy Agency. 9 rue de la Fédération, 75739 Paris Cedex 15, France.  
<http://www.ieaghg.org/>

IEA (2010c) [http://www.ieaghg.org/docs/general\\_publications/4.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/general_publications/4.pdf)

In Salah Gas (2010) In Salah Gas Project.  
[http://www.insalahCO2.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=44&Itemid=53&lang=en](http://www.insalahCO2.com/index.php?option=com_content&view=article&id=44&Itemid=53&lang=en)

IPCC (2007) IPCC Fourth Assessment Report (AR4) Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Observations: Surface and Atmospheric Climate Change  
[http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/publications\\_ipcc\\_fourth\\_assessment\\_report\\_wg1\\_report\\_the\\_physical\\_science\\_basis.htm](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/publications_ipcc_fourth_assessment_report_wg1_report_the_physical_science_basis.htm)

IPCC (2005) Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Edward Rubin, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA. Presentation to the U.S. Climate Change Science Program Workshop, Washington, DC. November 14, 2005.  
[http://www.climatechange.gov/workshop2005/presentations/breakout\\_2ARubin.pdf](http://www.climatechange.gov/workshop2005/presentations/breakout_2ARubin.pdf)

IPCC (2005b) IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.  
[http://www.CO2sink.org/publications/srccs\\_wholereport.pdf](http://www.CO2sink.org/publications/srccs_wholereport.pdf)

Käbel H (2006) Grundwasserstockwerke im thüringischen Werra-Kaligebiet und Folgen der Salzabwässerversenkung bis 1980. Geologische Jahrbuch, Sonderheft, Reihe C, 3-114.

Kayzar T (2010) The Lake Nyos Disaster.  
[http://www.geo.arizona.edu/geo5xx/geos577/projects/kayzar/html/lake\\_nyos\\_disaster.html](http://www.geo.arizona.edu/geo5xx/geos577/projects/kayzar/html/lake_nyos_disaster.html)

Knauber Gas (2007) Sicherheitsdatenblatt. Kohlendioxid (Kohlensäure, CO<sub>2</sub>)  
[http://www.knauber-energie.de/fileadmin/user\\_upload/pdf/datenblatt\\_kohlendioxid.pdf](http://www.knauber-energie.de/fileadmin/user_upload/pdf/datenblatt_kohlendioxid.pdf)

Kirchgessner D, Piccot S, Masemore S (2000) An Improved Inventory Of Methane Emissions From Coal Mining In The United States

<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/ch14/related/mine.pdf>

Kögel-Knabner I (2007) Vorlesungen Bodenkunde - Gasphase. Lehrstuhl für Bodenkunde an der TU München - Wissenschaftszentrum Weißenstephan

[http://www.wzw.tum.de/bk/pdfs/vorlesungen/bk1\\_ws/gasphase.pdf](http://www.wzw.tum.de/bk/pdfs/vorlesungen/bk1_ws/gasphase.pdf)

Kopp J, Simon A, Göthel M (2006) Die Kupfer-Lagerstätte Spremberg-Graustein in Südbrandenburg. Brandenburgische Geowissenschaftliche Beiträge 13, 117-132.

<http://www.lbgr.brandenburg.de/sixcms/media.php/4055/Ver%C3%B6ffKoppSimonG%C3%B6thelSpremerbergnk.pdf>

Kretzschmar, Lubenau, Müller-Syring (2008) Schlussbericht: Expertensystem CO<sub>2</sub>-Bohrungsintegrität für das Projekt „COSMOS-Technologie der CO<sub>2</sub>-Speicherung, Überwachung und Sicherheit“ im Kyoto-Protokoll (1997) Das Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, unterzeichnet am 11. Dezember 1997.

<http://www.unfccc.int/resource/docs/convkp/kpger.pdf>

Krooß B, May F (2005) Speicherung Von CO<sub>2</sub> in geologischen Formationen: Potenziale und Herausforderungen. STE/gste-Tagung, FZ Jülich, 10 bis 11. November 2005.

[http://www.google.de/url?sa=t&source=web&cd=5&ved=0CCoQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.fz-juelich.de%2Fief%2Fief-ste%2Fdatapool%2Fpdf%2FKrooss-May.pdf&ei=mOhTTLTSGo\\_OdPijI0E&usq=AFQjCNF3Ymo55q9xJCOeBma9V9EFu50plw](http://www.google.de/url?sa=t&source=web&cd=5&ved=0CCoQFjAE&url=http%3A%2F%2Fwww.fz-juelich.de%2Fief%2Fief-ste%2Fdatapool%2Fpdf%2FKrooss-May.pdf&ei=mOhTTLTSGo_OdPijI0E&usq=AFQjCNF3Ymo55q9xJCOeBma9V9EFu50plw)

LBEG (2010a) Untertage-Erdgasspeicherung in Deutschland.

<http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/26361>

LBEG (2010b) Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2009.

Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie, Hannover 2010.

<http://www.lbeg.niedersachsen.de/download/33578>

LBGR (2010) Tiefliegende Lagerstätten. Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe (LBGR)

<http://www.lbgr.brandenburg.de/cms/detail.php/bb2.c.426591.de>

LBGR (2010b) Geplante geologische Untersuchungen im Amtsbereich Scharmützelsee. Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe. Dr.-Ing. Klaus Freytag, Präsident. CCS-Bürgerinformation in Bad Saarow, 03. Juni 2010

LBGR (2010c) Aufsuchungsarbeiten im Erlaubnisfeld „Birkholz-Beeskow“. Landesamt für Bergbau, Geologie und Rohstoffe. Dr.-Ing. Klaus Freytag, Präsident. 17. Juni 2010, Beeskow

LBGR (2010d) CCS - Erkundung und Forschung.,

<http://www.lbgr.brandenburg.de/cms/detail.php/bb1.c.187480.de>

LIAG (2008) Karten des Temperaturfeldes im Untergrund Deutschlands.

Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik.

<http://www.liag-hannover.de/methodenforschung-sektionen/geothermik-informationssysteme/forschungsfelder/temperaturfeld-des-tieferen-untergrundes/karten-des-temperaturfeldes-im-untergrund-deutschlands.html>

Leuschner U (2009) Erdgasspeicher wäre nicht dicht - Gazprom bläst die Erkundung ab. August 2009, 090806, ENERGIE-CHRONIK  
<http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/090806.htm>

Lur'ye (1986) Formation Conditions of Copper-Sandstone and Copper-Shale Deposits; pp. 477-491. In: G. Friedrich et al. (1986) Geology and Metallogeny of Copper Deposits., Springer Verlag.

Martens S (2010) The First European On-Shore CO<sub>2</sub> Storage Project at Ketzin (Germany) - Status and Perspective - GFZ German Research Centre for Geosciences. Academic Research Strategy Meeting for UK Geologic Storage and Monitoring of CO<sub>2</sub>. Edinburgh – 7 July 2010.  
<http://www.geos.ed.ac.uk/ccs/Meetings/storage-7july2010/Ketzin.pdf>

Michel J (2008) Status and Impacts of the German Lignite Industry. Air Pollution and Climate Series. Second printing, February 2008. Originally published in April 2005 by the Swedish NGO Secretariat on Acid Rain. ISBN: 91-973691-9-5, ISSN: 1400-4909  
<http://www.airclim.org/reports/APC18SE.pdf>

MIT (2010) Carbon Dioxide Capture and Storage Projects.  
[http://sequestration.mit.edu/tools/projects/in\\_salah.html](http://sequestration.mit.edu/tools/projects/in_salah.html)

MPI (2006) Kohlekraftwerke. Max Planck Institut für Plasmaphysik.  
[http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200601/bilder/0106\\_kohle\\_2\\_dia.html](http://www.ipp.mpg.de/ippcms/ep/ausgaben/ep200601/bilder/0106_kohle_2_dia.html)

MUNLV (2005) Leitfaden zur energetischen Verwertung von Abfällen in Zement-, Kalk- und Kraftwerken in Nordrhein-Westfalen. Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen.  
[http://www.umwelt.nrw.de/umwelt/abfall/energetische\\_verwertung/index.php](http://www.umwelt.nrw.de/umwelt/abfall/energetische_verwertung/index.php)

NASA (2003) Defense Meteorological Satellite Program (DMSP) Special Sensor Microwave Imager (SSM/I) Recent Warming Of Arctic May Affect Worldwide Climate  
<http://www.nasa.gov/centers/goddard/news/topstory/2003/1023esuite.html#addlinfo>

NOAA (2010) Trends in Atmospheric Carbon Dioxide. U.S. Department of Commerce. National Oceanic and Atmospheric Administration, Earth System Research Laboratory  
[http://www.esrl.noaa.gov/news/2007/50Year\\_CO2Record.html](http://www.esrl.noaa.gov/news/2007/50Year_CO2Record.html)

Nordström K und Munoz J (1986) Geochemical Thermodynamics. Blackwell Scientific Publications. ISBN 0-86542-319-9.

Onuska F und Terry K (1989) Supercritical fluid extraction of 2,3,7,8-tetrachlorodibenzo-p-dioxin from sediment samples. Journal of High Resolution Chromatography, Volume 12 Issue 6, Pages 357 – 361  
<http://www3.interscience.wiley.com/journal/110450253/abstract?CRETRY=1&SRETRY=0>

Pandey J (2003) Methane Mitigation in Indian Coal Mining.  
<http://www.coalinfo.net.cn/coalbed/meeting/2203/papers/coal-mining/CM041.pdf>

Pester S, Schellschmidt R, Schulz R (2007): Verzeichnis geothermischer Standorte - Geothermische Anlagen in Deutschland auf einen Blick - Geothermische Energie 56/57: 4-8.

Piri M, Prévost J and Fuller R (2005) Carbon Dioxide Sequestration in Saline Aquifers: Evaporation, Precipitation and Compressibility Effects. Department of Civil and Environmental Engineering,

Princeton University, Princeton, NJ 08544. Fourth Annual Conference On Carbon Capture And Sequestration Doe/Netl, May 2-5, 2005.

[http://www.princeton.edu/~dynaflow/pub\\_conf\\_pdf\\_files/CO2SequestrationSalineAquifers.pdf](http://www.princeton.edu/~dynaflow/pub_conf_pdf_files/CO2SequestrationSalineAquifers.pdf)

Regierungspräsidium Kassel (2007) Pilotprojekt Werra-Salzabwasser, Endbericht Januar 2007, Projektdurchführung: Dezernat 31.1, Bad Hersfeld

[http://www2.hmuelv.hessen.de/imperia/md/content/internet/wrrl/6\\_extranet/gremien/2007/veranstaltungen/pilotprojekt\\_werra\\_endbericht\\_070223.pdf](http://www2.hmuelv.hessen.de/imperia/md/content/internet/wrrl/6_extranet/gremien/2007/veranstaltungen/pilotprojekt_werra_endbericht_070223.pdf)

RWE (2009) CO<sub>2</sub>-Wäsche - Modernster Klimaschutz für Kohlenkraftwerke. RWE Power AG, Juli 2009.

<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/345926/data/345778/43150/rwe/innovationen/services/infothek-forschung-entwicklung/infothek-downloadbereich/CO2-Waesche-Modernster-Klimaschutz-fuer-Kohlekraftwerke.pdf>

RWE (2009b) CCS-Planung: Kriterien für einen CO<sub>2</sub>-Speicher im nördlichen Schleswig-Holstein. Dipl.-Ing. Heiko Oppermann, Leiter CO<sub>2</sub>-Projekt. Anhörung zum Thema CO<sub>2</sub>-Sequestrierung im Kreis Nordfriesland – Chancen und Risiken, Kreishaus Husum, 03. Juni 2009.

[http://www.nordfriesland.de/media/custom/45\\_6591\\_1.PDF?loadDocument&ObjSvrID=45&ObjID=6591&ObjLa=1&Ext=PDF&ts=1244196471](http://www.nordfriesland.de/media/custom/45_6591_1.PDF?loadDocument&ObjSvrID=45&ObjID=6591&ObjLa=1&Ext=PDF&ts=1244196471)

RWE (2009c) Warum CCS? Jörg Kerlen, RWE Power AG, Energiepolitik.

[http://www.google.de/url?sa=t&source=web&cd=2&ved=0CBgQFjAB&url=http%3A%2F%2Fbasis.gruene.de%2Fbag.energie%2Fag%2Fressourcen%2F091016\\_Joerg\\_%2520Kerlen\\_RWE\\_Vortrag\\_CCS.pdf&ei=G99uTLK2M5C6OPa46OQK&usg=AFQjCNHpME1YkZeCawwjpxEMQxK53yAm9g](http://www.google.de/url?sa=t&source=web&cd=2&ved=0CBgQFjAB&url=http%3A%2F%2Fbasis.gruene.de%2Fbag.energie%2Fag%2Fressourcen%2F091016_Joerg_%2520Kerlen_RWE_Vortrag_CCS.pdf&ei=G99uTLK2M5C6OPa46OQK&usg=AFQjCNHpME1YkZeCawwjpxEMQxK53yAm9g)

RWE (2008a) Standort Niederaussem – Das Innovationszentrum Kohle. RWE Power AG, November 2008.

<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/345878/data/345778/3818/rwe/innovationen/services/infothek-forschung-entwicklung/infothek-downloadbereich/Broschuere-Niederaussem.pdf>

RWE (2008b) Programm Klimaschutz. IGCC-Kraftwerk mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und –Speicherung. RWE Power AG, November 2008.

<http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/345914/data/345778/17239/rwe/innovationen/services/infothek-forschung-entwicklung/infothek-downloadbereich/programm-klimaschutz.pdf>

Schilling F (2010) A risk assessment for CO<sub>2</sub>Sink@Ketzin, a “double blind approach” + some news from the project. [http://www.](http://www.CO2captureandstorage.info/docs/risk/Presentations%20Mtg%204/2009%2004%2017%20Risk%20Assessment%20CO2SINK%20Ketzin%20for%20www.pdf)

[CO2captureandstorage.info/docs/risk/Presentations%20Mtg%204/2009%2004%2017%20Risk%20Assessment%20CO2SINK%20Ketzin%20for%20www.pdf](http://www.CO2captureandstorage.info/docs/risk/Presentations%20Mtg%204/2009%2004%2017%20Risk%20Assessment%20CO2SINK%20Ketzin%20for%20www.pdf)

Schmidt-Hattenberger C (2009) CO<sub>2</sub>Sink – CO<sub>2</sub>Storage by Injection into a natural saline aquifer at Ketzin (Germany). IEA-GHG 5<sup>th</sup> Monitoring Network Meeting, June 2-4, 2009, Tokyo.

[http://www.CO2captureandstorage.info/docs/monitoring/5mtg/2009\\_06\\_02-CSH-Tokyo-CO2SINK%20Ketzin%20Overview.pdf](http://www.CO2captureandstorage.info/docs/monitoring/5mtg/2009_06_02-CSH-Tokyo-CO2SINK%20Ketzin%20Overview.pdf)

Schöpke (1999) Erarbeitung einer Methodik zur Beschreibung hydrochemischer Prozesse in Kippengrundwasserleitern. Dissertation Universität Cottbus. Schriftenreihe

Siedlungswasserwirtschaft und Umwelt, Heft 2. ISBN 3-934294-01-4

[http://www.tu-cottbus.de/wassertechnik/aktuell/Heft\\_2.pdf](http://www.tu-cottbus.de/wassertechnik/aktuell/Heft_2.pdf)

Schulz R, Agemar T, Alten A, Kühne K, Maul A, Pester S, Wirth W (2007): Aufbau eines geothermischen Informationssystems für Deutschland. - Erdöl Erdgas Kohle 123, 2: 76-81; Hamburg."

Schwendig F (2005) Braunkohletrocknung, ein Grundbaustein für CO<sub>2</sub>-arme Kraftwerkstechnik. Konventionelle Kraftwerke –Techniktrends und zukünftige Entwicklungen, Nürnberg, 27. Oktober, 2005.

[http://bayern-innovativ.de/ib/site/documents/media/c7cab90a-a848-ed41-5316-4dc45e1a2d0b.pdf/Vortrag\\_Schwendig.pdf](http://bayern-innovativ.de/ib/site/documents/media/c7cab90a-a848-ed41-5316-4dc45e1a2d0b.pdf/Vortrag_Schwendig.pdf)

Sigg L (2009) Vorgänge an Grenzflächen feste Phasen / Wasser. Vorlesung Chemie aquatischer Systeme. 11. 11. 2009

[http://homepages.eawag.ch/~sigg/vorlesung/Grenzflaechen\\_09.pdf](http://homepages.eawag.ch/~sigg/vorlesung/Grenzflaechen_09.pdf)

Skowronek F, Fritsche J, Aragon U, Rambow D (1999) Die Versenkung und Ausbreitung von Salzabwasser im Untergrund des Werra-Kaligebietes. Geologische Abhandlungen Hessen, 105, 83 S.

Sminchak J, Guptam N, Bryer C, Bergman P (2001) Proceedings of First National Conference on Carbon Sequestration (2001).

[http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon\\_seq/p37.pdf](http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/p37.pdf)

SPE (2009) Overview of active, large-scale CO<sub>2</sub>storage projects. Iain Wright (BP), Philip Ringrose (Statoil), Allan Mathieson (BP), Ola Eiken (Statoil). 2009 SPE International Conference on CO<sub>2</sub> Capture, Storage, and Utilization, San Diego, California, USA, 2 - 4 November 2009.

[http://www.spe.org/events/CO2/2009/documents/sess%207\\_127096\\_Wright.pdf](http://www.spe.org/events/CO2/2009/documents/sess%207_127096_Wright.pdf)

Spiegel (2006) Brisante Daten. Gasförderung soll Erdbeben in Deutschland ausgelöst haben. Spiegel-online, 21.03.2006. Autor: Axel Bojanowski.

<http://www.spiegel.de/wissenschaft/natur/0,1518,407061,00.html>

Spiegel Online (2008) Hohe Rohstoffpreise. Ölbohrfirmen nehmen Deutschland ins Visier

<http://www.spiegel.de/wirtschaft/0,1518,550094,00.html>

Stevens S, Pearce J, Rigg A (2001) Natural Analogs for Geologic Storage of CO<sub>2</sub>: An Integrated Global Research Program. First National Conference on Carbon Sequestration. U.S. Department of Energy. National Energy Technology Laboratory. May 15-17, 2001, Washington, D.C.

[http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon\\_seq/6a1.pdf](http://www.netl.doe.gov/publications/proceedings/01/carbon_seq/6a1.pdf)

SRU (2010) 100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Stellungnahme Nr. 15, Mai 2010. ISSN 1612-2968

[http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04\\_Stellungnahmen/2010\\_05\\_Stellung\\_15\\_erneuerbareStromversorgung.html](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2010_05_Stellung_15_erneuerbareStromversorgung.html)

Statoil (2008) In Salah

<http://www.statoil.com/en/EnvironmentSociety/Sustainability/2007/Environment/Climate/CarbonCapture/Capture/Pages/InSalah.aspx>

Statoil (2007) Sleipner

<http://www.statoil.com/en/EnvironmentSociety/Sustainability/2007/Environment/Climate/CarbonCapture/Capture/Pages/SleipnerVest.aspx>

Stern D and Kaufmann R (1998) Annual Estimates of Global Anthropogenic Methane Emissions: 1860-1994.

<http://cdiac.ornl.gov/trends/meth/ch4.htm>



- Stroink L, Gerling P, Kühn M, Schilling F (2009) Die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> – Aktuelle Forschungsergebnisse und Perspektiven. Geotechnologien Science Report No. 14. ISSN 1619-7399  
[http://izk10.wegewerk.org/w/files/studien/geotechnologien\\_sr14.pdf](http://izk10.wegewerk.org/w/files/studien/geotechnologien_sr14.pdf)
- TLUG (2006) Umweltdaten 2006 – Wasserwirtschaft. Thüringer Landesamt für Umwelt und Geologie.  
[http://www.tlug-jena.de/umweltdaten/umweltdaten2006/wasser/wasser\\_01.html](http://www.tlug-jena.de/umweltdaten/umweltdaten2006/wasser/wasser_01.html)
- Töneböhn R (2007) Erdbeben durch Erdgasförderung? Technology Review, 17.07.07  
<http://www.heise.de/tr/artikel/Erdbeben-durch-Erdgasfoerderung-280063.html>
- van der Zwaan B (2007) Geological CO<sub>2</sub> Storage and Leakage. Conference on the Economics of Climate Change and Sustainable Development, Chia (Sardinia), Italy, 27-28 September 2007.  
[http://www.transust.org/docs/TranSust-Sardinia\\_VanderZwaan.pdf](http://www.transust.org/docs/TranSust-Sardinia_VanderZwaan.pdf)
- Vattenfall (2005) IEA WHG Workshop on Oxyfuel. Vattenfall's Activities. Cottbus, 29-30th November. Autor: Lars Strömberg.  
<http://www.CO2captureandstorage.info/docs/oxyfuel/w1/06W1Stromberg.pdf>
- Vattenfall (2006) CO<sub>2</sub> free Power Plant Discussion on the development process of carbon Capture and Storage. OECD Global Science Forum, Paris, 17th May 2006. Author: Lars Strömberg.  
<http://www.oecd.org/dataoecd/13/38/36746412.pdf>
- Weisser D (2007) A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. Energy, Volume 32, Issue 9, September 2007, Pages 1543-1559.  
[http://www.iaea.or.at/OurWork/ST/NE/Pess/assets/GHG\\_manuscript\\_pre-print\\_versionDanielWeisser.pdf](http://www.iaea.or.at/OurWork/ST/NE/Pess/assets/GHG_manuscript_pre-print_versionDanielWeisser.pdf)
- Wikipedia (2010) Kohlekraftwerk.  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Kohlekraftwerk>
- Wikipedia (2010b) Kompressionsmodul.  
<http://de.wikipedia.org/wiki/Kompressionsmodul>
- WRI (2010) World Greenhouse Gas Emissions: 2005. World Resources Institute, Washington D.C.  
<http://www.wri.org/chart/world-greenhouse-gas-emissions-2005>
- Wuppertal Institut (2007) Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption. Technologien, Konzepte, Perspektiven. Autoren: Manfred Fishedick, Andrea Esken, Hans-Jochen Luhmann, Dietmar Schüwer, Nikolaus Supersberger. Wuppertal 2007, ISBN 978-3-929944-73-0 (Wuppertal Spezial Nr. 35)  
[http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wibeitrag/ws35.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wibeitrag/ws35.pdf)
- Wuppertal Institut (2010) RECCS plus – Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Abschlussbericht 6. April, 2010.  
[http://www.wupperinst.org/uploads/tx\\_wiprojekt/RECCSplus\\_Endbericht.pdf](http://www.wupperinst.org/uploads/tx_wiprojekt/RECCSplus_Endbericht.pdf)
- WWF (2007) Dirty Thirty. Ranking of the most polluting power stations in Europe. World Wide Fund For Nature, May 2007.  
[http://assets.panda.org/downloads/european\\_dirty\\_thirty\\_may\\_2007.pdf](http://assets.panda.org/downloads/european_dirty_thirty_may_2007.pdf)