

# **Dr. Peter Gerling, Dr. Franz May, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover**

## **Vorwort**

Die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe arbeitet gemeinsam mit anderen nationalen geologischen Diensten an zwei von der EU-Kommission, mit Mitteln des 5. Rahmenprogramms für Forschung, technologische Entwicklung und Demonstration geförderten Projekten zur Untersuchung von Möglichkeiten zur Untertagespeicherung von CO<sub>2</sub> aus der Verbrennung fossiler Energieträger:

- GESTCO: "European potential for geological storage of CO<sub>2</sub> from fossil fuel combustion." Das generelle Ziel dieses Projektes ist einen Beitrag zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre zu leisten und damit eine sichere und kostengünstige, gleichzeitig aber auch umweltfreundliche Möglichkeit zur Energieversorgung in Europa anzubieten. Daher wird untersucht, ob die Untertage-Speicherung von CO<sub>2</sub> ein geeignetes Verfahren für einen weitverbreiteten Einsatz ist.
- NASCENT: "Natural analogues to the storage of CO<sub>2</sub> in the geological environment." In diesem Projekt werden die Langzeitsicherheit, die Stabilität und Leckage-Raten natürlicher CO<sub>2</sub>-Lagerstätten in Europa untersucht um Informationen für die Speichersicherheit von Untertagespeichern für CO<sub>2</sub> zu erhalten.

## Allgemeine Fragen

Da diese Fragen lediglich aufgrund der begrenzten Erfahrungen und subjektiven Ansichten der Verfasser beantwortet werden können, wird auf deren Beantwortung an dieser Stelle verzichtet.

## CO<sub>2</sub>-Rückhaltung

**30. Wie beurteilt man heute die technischen Möglichkeiten der CO<sub>2</sub>-Rückhaltung aus großtechnischen Verbrennungsprozessen und die CO<sub>2</sub>-Speicherung in ausbeuteten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten sowie in tiefliegenden Aquiferen? Kann eine über Jahrhunderte dauernde Speicherung des CO<sub>2</sub> garantiert werden?**

### Separation

Die Abtrennung von CO<sub>2</sub> aus Verbrennungsabgasen, die üblicherweise überwiegend aus Stickstoff bestehen, ist sehr energieintensiv. Daher wird die Nachrüstung bestehender Kraftwerke (Retrofit) mit Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung als weniger günstige Option angesehen. Höhere Wirkungsgrade und geringere Kosten lassen sich beim Neubau von Kraftwerken mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung erreichen. Effiziente Verfahren sind die Reduzierung oder die chemische Abtrennung des Kohlenstoffs aus dem Brennstoff vor der Verbrennung, z. B. durch die Wasserstofferzeugung aus Erdgas, wobei CO<sub>2</sub> in hoher Konzentration anfällt und gespeichert werden kann, sowie die Erzeugung von Sauerstoff aus der Luft und die Verbrennung des Brennstoffs in einem Gemisch aus rückgeführtem Abgas und Sauerstoff. Bei diesen Verfahren kann das CO<sub>2</sub>-reiche Abgas direkt der Komprimierung und Speicherung zugeführt werden. Derzeit ist die Abtrennung des CO<sub>2</sub> aus Abgasen, oder aus dem Brennstoff noch recht kostenintensiv. Daher besteht Forschungsbedarf zur Weiterentwicklung bestehender Verfahren zur Abtrennung und zur preiswerten Sauerstoffproduktion. Die Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung werden je nach Verfahren und Anlagenkapazität auf 20 bis 55 € pro Tonne CO<sub>2</sub> geschätzt (z. B. Göttlicher 1999). Im Vergleich zur Abtrennung werden die Kosten für den Pipeline-Transport

1 bis 15 €/t und die Speicherung in Aquiferen (1 bis 6 €/t) relativ gering eingeschätzt. Gesamte Vermeidungskosten von 25 bis 75 €/t CO<sub>2</sub> sind wahrscheinlich.

### **Untertage Speicheroptionen**

Zur Minimierung des Energieaufwandes für den CO<sub>2</sub>-Transport zu den Speicherstandorten werden Speichermöglichkeiten in der Nähe der Emittenten gesucht. Unter den in Deutschland üblichen Druck- und Temperaturbedingungen im Untergrund ist die effektive Speicherung von CO<sub>2</sub>, als Flüssigkeit oder überkritisches Fluid hoher Dichte, nur in Tiefen von mehr als etwa 1000 m, bei mehr als etwa 80 bar möglich. Nicht in allen Regionen sind in diese Tiefe geeignete Speichergesteine vorhanden.

#### Stillgelegte Salzbergwerke

Beim Abbau von Kalisalzen sind große unterirdische Hohlräume entstanden. Das umgebende Steinsalz ist ein nahezu gasundurchlässiges Gestein. Das ehemalige Salzbergwerk Burggraf-Bernsdorf wird seit 1970 zur Erdgasspeicherung bei einem Druck von ca. 37 bar genutzt. Schachtabdichtungen die den für die CO<sub>2</sub>-Speicherung erforderlichen höheren Drücken (> 80 bar) standhalten können erscheinen in naher Zukunft technisch realisierbar zu sein (gegenwärtige Versuche der Solebeaufschlagung von Schachtabdichtungen bei 70 bar für eine Dauer von 100 Tagen). In Deutschland existieren derzeit noch zwei größere stillgelegte Kalibergwerke, für die keine anderweitige Nachnutzung vorgesehen ist. Die hervorragenden Barriere-Eigenschaften des Salzes und die Befahrbarkeit der untertägigen Hohlräume bieten gute Bedingungen für die Einlagerung fester Stoffe, mit hohem Gesundheits- und Umweltgefährdungspotenzial, so dass die Nutzung als Untertagedeponie sinnvoller erscheint als die Bergwerksspeicherung von CO<sub>2</sub>.

Stillgelegte Kohlebergwerke haben im Ruhrgebiet und im Saarrevier ebenfalls ausgedehnte tiefe Hohlräume in der Nähe großer CO<sub>2</sub>-Emittenten hinterlassen. Trotz dieses Standortvorteils kommt eine Nutzung als Untertagespeicher für CO<sub>2</sub> derzeit nicht in Betracht weil:

- In den ausgedehnten Verbundbergwerken ist es sehr aufwendig, wenn überhaupt möglich, eine hochdruckdichte Abgrenzung stillgelegter Feldesteile gegen Bereiche mit aktivem Bergbau zu errichten.
- Grubengasaustritte im Ruhrgebiet zeigen die Gasdurchlässigkeit des Deckgebirges an. Natürliche Klüfte und Störungen, aber auch durch Bergsenkung bedingte Zerrungszonen ermöglichen den Gasaufstieg. Zudem hat der Altbergbau hat viele, teilweise nicht mehr bekannten Wegsamkeiten durch das Deckgebirge geschaffen, die mitunter zu Tagesbrüchen führen.
- Die Nutzung von Grubengas aus ehemaligen Bergwerken zur Energieerzeugung, die derzeit durch die Landesinitiative Zukunftsenergien vom Land Nordrhein-Westfalen gefördert wird, ist mit der CO<sub>2</sub>-Speicherung in den Bergwerken nicht vereinbar.

### Tiefe Kohleflöze

Tiefe Kohleflöze in mehr als etwa 1500 m Tiefe sind derzeit technisch und wirtschaftlich nicht abbaubar. Die Kohle enthält adsorbiertes Grubengas (Methan). Die Eigenschaft der Kohle CO<sub>2</sub> gegenüber Methan bevorzugt zu adsorbieren, kann für die Flözgasgewinnung bei gleichzeitiger CO<sub>2</sub>-Speicherung genutzt werden. Erste Projekte die dieses Verfahren anwenden existieren in den Vereinigten Staaten und in Kanada. Besonders im Münsterland, in nördlicher Fortsetzung des Ruhr-Karbons und im Saar-Nahe-Becken sind tiefe, derzeit nicht abbaubare Kohleflöze vorhanden. Eine zukünftige Nutzung der Kohle durch neue Verfahren, oder veränderte wirtschaftliche Rahmenbedingungen kann durch eine CO<sub>2</sub>-Injektion beeinträchtigt oder verhindert werden. Kohlenflöze sind nur gering permeabel. Zudem zeigen Laborexperimente ein Schwellen der Kohle bei der CO<sub>2</sub>-Adsorption an. Hier besteht Entwicklungsbedarf für technische Maßnahmen, zur Steigerung der zu erwartenden geringen Injektionsraten.

### Ausgeförderte Ölfelder

Ehemalige Kohlenwasserstofflagerstätten sind bevorzugte Speichermöglichkeiten, in geschlossenen geologischen Strukturen, die aufgrund der vorhergehenden Nutzung gut bekannt sind und deren Speichereigenschaften nachgewiesen sind. In der Endphase der Ausbeutung, bei rückläufigen Fördermengen (tail end production), kann die Ölpro-

duktion durch die Injektion von CO<sub>2</sub> erhöht werden. Dabei wird allerdings ein Teil des CO<sub>2</sub> wieder mitgefördert, das abgetrennt und reinjiziert werden kann. Dieses Verfahren kommt in vielen Ölfeldern im Mittleren Westen der Vereinigten Staaten zum Einsatz. Obwohl sich viele der Deutschen Ölfelder in der Endphase der Produktion befinden, ist dieses Verfahren aufgrund der hohen Kosten für die Beschaffung großer Mengen von CO<sub>2</sub> bislang nicht praktiziert worden. Die Deutschen Ölfelder sind relativ klein und können nur begrenzte Mengen von CO<sub>2</sub> aufnehmen. Die Ölreserven des größten Feldes, Mittelplate, reichen voraussichtlich noch für eine Produktion von etwa 20 Jahren, so dass dort eine CO<sub>2</sub>-Speicherung vermutlich nicht in naher Zukunft in Betracht kommt.

### Ehemalige Gaslagerstätten

Die Gaslagerstätten in Deutschland haben meist höhere Speicherkapazitäten, und auch größere Reserven als die Ölfelder. Die Ausbeutesteigerung von Gaslagerstätten durch CO<sub>2</sub>-Injektion ist bislang lediglich theoretisch untersucht worden, könnte aber für die Gasfelder in der Endphase eine interessante Option darstellen, besonders dann, wenn ein Markt für den Handel mit Emissionszertifikaten besteht. Der Durchbruch von injiziertem CO<sub>2</sub> zu Gasfördersonden müsste dann nicht das wirtschaftliche Aus der Lagerstätten bedeuten.

### Tiefe saline Aquifere

Die Grundwasserleiter in den für die CO<sub>2</sub>-Speicherung geeigneten Tiefen führen meist sehr hoch mineralisiertes Salzwasser, das für eine Nutzung als Trink- und Brauchwasser nicht geeignet ist. Diese tiefen Grundwasserleiter werden oder wurden bereits für die Erdgasspeicherung oder die Injektion von Abwässern aus Bergbau und Industrie genutzt (Bandlowa et al. 1997). Derzeit ist die Nutzung der tiefen Grundwässer als Sole-Lagerstätten von geringer Bedeutung. Sie stellen aber häufig auch Lagerstätten geothermischer Energie dar, deren mögliche Nutzung in Konkurrenz mit der CO<sub>2</sub>-Injektion steht. Nach der Nutzungsdauer geothermischer Anlagen von ca. 30 Jahren, könnten bestehende Bohrungen eventuell für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung weitergenutzt werden.

Aufgrund ihrer weiten Ausdehnung und Mächtigkeit stellen Aquifere das größte Speicherpotential für CO<sub>2</sub> dar. Je nach Mineralbestand bieten Aquifere auch die Möglichkeit

CO<sub>2</sub> in langfristig stabiler Form als Karbonate zu speichern, die bei Reaktionen zwischen Grundwasser und Gesteinen gebildet werden. Diese Reaktionen sind recht träge. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf bezüglich der Reaktionsraten, wenn man geeignete Speicherbedingungen und Aquifergesteine bestimmen will die günstige Bedingungen für eine Fixierung von CO<sub>2</sub> in Karbonaten bieten.

### **Speicherdauer**

Die Höhe der Reduzierung der anthropogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Dauer für die gespeichertes CO<sub>2</sub> von der Atmosphäre ferngehalten werden muss, um befürchtete Klimakatastrophen zu verhindern oder zu mildern, ist noch sehr umstritten. Minimale Annahmen gehen von einer Speicherdauer von mindestens 40 Jahren aus, bis dass, einigen globalen Entwicklungs-Szenarien zufolge, eine Verringerung der weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionen einsetzt. Dieselben Szenarien sagen aber auch darüber hinaus noch einen weiteren Anstieg der globalen atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Konzentrationen voraus (IPPC Working Group I, 2001). Mehr konservative Ansätze verlangen, dass CO<sub>2</sub> zumindest bis zum Beginn der nächsten Eiszeit, die alleine aufgrund der Erdbahnparameter in etwa 40 000 Jahren zu erwarten ist, untertage zurückgehalten werden sollte. Angesichts des Aufwandes und des Energieeinsatzes für die CO<sub>2</sub>-Speicherung ist die konservative Annahme eher gerechtfertigt als die sehr kurzfristige Speicherung von 40 Jahren.

Die Dauer für die CO<sub>2</sub> im Untergrund zurückgehalten werden kann, hängt vom Speicherkonzept und den Anforderungen an die Speichereigenschaften ab. Verschiedene Konzepte für Speicher unterschiedlicher Qualität und Speicherkapazität sind denkbar:

- I. Geschlossene geologische Strukturen unter abdeckender Schichten mit sehr geringer Durchlässigkeit, überlagert von Reserve-Speicherhorizonten und zusätzlichen Barrieren. Öl- und Gaslagerstätten befinden sich häufig in Strukturen dieser Kategorie.
- II. Ebenfalls geschlossene Strukturen, wobei allerdings eine Leckage durch die Deckschicht nicht ganz ausgeschlossen werden kann, oder bis zu einem gewissen Grad toleriert wird.
- III. Speicherformationen die bis in Oberflächennähe reichen, ohne strukturelle Gasfallen. In diese Kategorie fallen einige ausgedehnte saline Aquifere in Sedi-

mentbecken. Diese Konzeption sieht die Einspeisung von CO<sub>2</sub> in tiefen zentralen Teilen der Formation vor. Bei dessen Ausbreitung im Aquifer geht zunehmend CO<sub>2</sub> in Lösung und wird bei Reaktionen mit dem Nebengestein umgewandelt und abgeschieden, so dass im Idealfall kein gasförmiges CO<sub>2</sub> den Rand der Formation und die Oberfläche erreicht.

Von Kategorie I zu III nimmt die Langzeitsicherheit ab, die Häufigkeit geeigneter Strukturen, bzw. deren Speichervolumen nimmt dagegen zu.

Natürliche Gaslagerstätten zeigen, dass geologische Strukturen geeignet sind Gase bis zu dreihundert Millionen Jahre zurückzuhalten. Gase die in der Erdkruste gebildet werden haben aber das Bestreben nach oben zu wandern. Daher ist Gas üblicherweise auch in den Schichten oberhalb der eigentlichen Lagerstätten vorhanden. Die Durchlässigkeit der Deckschichten und der Druckgradient bestimmt die Rate des Gasaufstiegs aus den Lagerstätten. Forschungsbedarf besteht bei der Bestimmung der Leckageraten aus natürlichen Lagerstätten der Kategorie II, zur Ableitung von Raten die bei einer CO<sub>2</sub>-Speicherung zum Klimaschutz toleriert werden können. Bei den wirtschaftlich genutzten Erdgaslagerstätten ist davon auszugehen, dass sie CO<sub>2</sub> für mehr als 40 000 Jahre zurückhalten können. Im einzelnen ist jedoch eine standortspezifische Betrachtung der Speichereigenschaften erforderlich. Kriterien für die Festlegung von Speicheranforderungen und die Entwicklung von Sicherheits- und Überwachungsrichtlinien existieren bisher nicht. Die exemplarische Untersuchung potentieller Speicher-Szenarien sollte umgehend erfolgen, mit dem Ziel, derartige Richtlinien zu erstellen, die zur Standortbewertung bezüglich Speicherkapazität und Langzeitsicherheit erforderlich sind.

Neben Lagerstätteneigenschaften wird die Dauer der CO<sub>2</sub>-Speicherung vor allem von der Qualität der technischen Barrieren bestimmt. Verschlussene Injektionsbohrungen, ehemalige Produktions- und Erkundungsbohrungen oder Bergwerkshohlräume sind Schwachstellen, bei deren Versagen der Gasaufstieg ermöglicht werden und eine vorzeitige Speicherentleerung erfolgen kann. Unkontrollierbare, katastrophale Gasaustritte mit einer raschen Entleerung des gesamten Speicherinhaltes innerhalb weniger Tage sind als GAU (Größter anzunehmender Unfall) bei Hohlraum speichern zu befürchten.

CO<sub>2</sub>-gefüllte Salzbergwerke würden etwa 7 bis 12 Mt CO<sub>2</sub> enthalten. An der Erdoberfläche würde das Volumen des spezifisch schweren Gases, das sich bei Windstille am Boden ausbreiten und in Tälern und Senken ansammeln könnte, ausreichen einen ganzen Landkreis mit einer 10 m mächtigen Schicht von CO<sub>2</sub> zu bedecken. Bei der Havarie einer Bohrung des im Vergleich zum einem Bergwerk kleinen Gas-Kavernen-Speichers bei Teutschental im Jahre 1988 musste ein 8km<sup>2</sup> großes Gebiet evakuiert werden (Katzung et al. 1996).

Die Permeabilität poröser Speichergesteine begrenzt den Gaszufluss zu Bohrungen, so dass im Falle einer havarierten Bohrung der CO<sub>2</sub>-Austritt aus Porenspeichern verzögert erfolgt und eine völlige Speicherentleerung vermutlich verhindert werden kann.

Seismotektonische Bewegungen der Erdkruste könnten ebenfalls Aufstiegswege für CO<sub>2</sub> schaffen und die Dichtigkeit von Speichern beeinträchtigen. Daher sollten erdbebengefährdete Gebiete wie der Oberrheingraben, oder die Niederrheinische Bucht besonders kritisch für ihre Eignung zur CO<sub>2</sub>-Speicherung betrachtet werden, auch wenn im Oberrheingraben bereits einige Porenspeicher für Erdgas existieren.

**31. Welche umweltschädigenden Auswirkungen (z. B. durch Veränderung von Grundwasserschichten) wären möglich? Könnten diese technisch beherrscht werden und welche zusätzlichen Kosten würden hierbei entstehen?**

Die Gefahr von Umweltschäden wächst mit dem Grad der Verunreinigung des CO<sub>2</sub>. Da überkritisches CO<sub>2</sub> ein hervorragendes Lösungsmittel für eine Vielzahl von Stoffen darstellt, ist damit zu rechnen, dass Rückstände der Verbrennung, vom ursprünglichen Brennstoff aus dem CO<sub>2</sub> abgetrennt wurde, von Schmierstoffen aus Verdichterstationen oder von Erdöl und Gas aus den Speichergesteinen das CO<sub>2</sub> verunreinigen. Daher sollte bei der Auswahl geeigneter CO<sub>2</sub>-Abscheideverfahren auf hohe Wirkungsgrade geachtet werden.

Das unbeabsichtigte Entweichen von CO<sub>2</sub> aus den Speicherformationen und dessen Eindringen in höhergelegene Grundwasserleiter, deren gering-mineralisierte Wässer als Trink- oder Brauchwasser genutzt werden können, ist vor allem bei Speichern der Kate-



gorie III, bei Unfällen während der Einspeicherung und beim Versagen von Bohrlochabdichtungen zu befürchten.

Reines CO<sub>2</sub> wird sich mit der Zeit im umgebenden Formationswasser lösen und dabei Kohlensäure bilden. In tiefen üblicherweise salinaren Formationswässern entstehen so heiße kohlensaure Salzlösungen die chemisch recht aggressiv sind und daher hohe Materialanforderungen an den Verschluss von Bohrungen stellen. Die kohlensauren Lösungen reagieren mit den gesteinsbildenden Mineralen der Aquifergesteine. Karbonate können gelöst werden, Feldspatspäte und Chlorit in Tonminerale und Karbonate umgewandelt werden. Diese Reaktionen entsprechen der Bildung natürlicher kohlensaurer Mineralwässer.

Der Aufstieg derartiger hochmineralisierter, CO<sub>2</sub>-haltiger Mineralwässer könnte an vorhandenen Störungen im Deckgebirge oder durch undichten Verfüllungen von Bohrungen erfolgen. Der Verschluss derartiger Leckagen untertage ist problematisch. Die Bildung von Mineralwässern in oberflächennahen Grundwasserleitern, durch CO<sub>2</sub>-Eintritt verursacht, oder der Zufluss von tiefen salinaren Wässern würde sich vermutlich auf die nähere Umgebung der Eintrittsstelle in diese Grundwasserleiter beschränken, so dass die Fassung, Förderung und Behandlung des belasteten Wassers möglich wäre. Der Umfang möglicher Schäden und die Behandlung der geförderten Wässer dürften mit Austritten von Bergwerkswässern vergleichbar sein. Bei gering mineralisierten Wässern könnte eine einfache Belüftung zur Ausfällung gelöster Eisen- und Manganverbindungen bereits ausreichen, die Abgabe in einen Vorfluter zu ermöglichen. Tiefe hochkonzentrierte Solen (etwa > 100 g Salz pro Liter) könnten je nach Menge und Salinität in Vorfluter eingeleitet, oder durch Injektionsbohrungen, wie bei Öl- und Gasfeldwässern oder Laugen aus der Kaliproduktion praktiziert, in den tiefen Untergrund zurückgepumpt werden werden.

Es gibt wenige Möglichkeiten zur Einflussnahme auf die Ausbreitung von CO<sub>2</sub>-Leckagen im tiefen Untergrund, die jedenfalls aufwendig und teuer sind und zudem weitere Bohrungen erfordern, die das Risiko neuer ungewollter CO<sub>2</sub>-Austritte in sich bergen. Daher sollte der Schwerpunkt auf vorbeugenden Schutzmaßnahmen liegen:

- Auswahl von Standorten mit hoher Speicherqualität und eingehende Speichererkundung, möglichst ohne Penetration der Deckschichten
- kontrollierte Injektion und Monitoring der Gasausbreitung im Speicher, damit Toleranzen der Lagerstättendrücke nicht überschritten werden und ein Entweichen des Gases über den Rand der Speicherstrukturen (spill points) hinaus verhindert wird,
- hohe Qualitätsanforderungen an Material und Technologie für Bohrungsausbau und -verschluss,
- Überwachung des Speichers durch periodische Oberflächenuntersuchungen (geophysikalische und geodätische Methoden), Grundwasserbeobachtung sowie permanente instrumentelle Überwachung potenzieller Gefahrenpunkte (Seismizität, Gasmelder).

**32. Wie groß wäre die Speicherkapazität für Deutschland anzusetzen, wenn man alle ausgebeuteten und geeigneten Lagerstätten sowie geeignete Aquifere als CO<sub>2</sub>-Speicher benutzen wollte?**

Die Größenordnungen der Speicherkapazitäten werden durch Sicherheitsanforderungen und die Auswahl der Speicherkonzepte beeinflusst. Die Abschätzung von pauschalen Speicherkapazitäten für verschiedene Speichermöglichkeiten beruht auf Annahmen und Vereinfachungen, die im Einzelfall große Fehler beinhalten können, die sich in der Gesamtsumme aber teilweise gegeneinander aufheben. Bei der ökonomischen Bewertung konkreter Standorte sind detailliertere Berechnungen der Speicherkapazität erforderlich, aber auch dabei lassen sich nicht alle Fehler ohne in-situ Injektionsversuche abschätzen. Die im Folgenden angegebenen Werte sind daher als Größenordnung aufzufassen, wobei dennoch signifikante Unterschiede in den Kapazitäten verschiedener Speicheroptionen bestehen.

Die Masse von CO<sub>2</sub>, die in einem verfügbaren Volumen gespeichert werden kann, hängt von der Dichte des CO<sub>2</sub> und diese von dessen Druck und Temperatur ab. Für eine effiziente Speichernutzung und zur Vermeidung von übermäßiger Expansion der Gasphase

nach der Injektion, sollten Druck und Temperatur des CO<sub>2</sub> möglichst den herrschenden Umgebungsbedingungen im Untergrund entsprechen, daher wird für die Berechnung der Speicherkapazitäten davon ausgegangen, dass sich Druck und Temperatur des CO<sub>2</sub> den Umgebungsbedingungen angeglichen haben. Bei der Berechnung der Speichervolumen werden lediglich die Tiefenbereiche berücksichtigt in denen CO<sub>2</sub> als Fluid hoher Dichte gespeichert werden kann. Druck und Temperatur beeinflussen die CO<sub>2</sub>-Dichte besonders bei Bergwerken und einigen Ölfeldern in geringer Speichertiefe (800 bis 1200 m), da in diesem Bereich, nahe der kritischen Zustandsbedingungen von CO<sub>2</sub>, die größten Dichte-Tiefe-Gradienten auftreten.

Die exaktesten Angaben sind für die ehemaligen Salzbergwerke möglich, deren Hohlraumvolumen aufgrund der Fördermengen recht gut bekannt sind. Das Volumen der tiefen abgebauten Kohleflöze ist aus Daten des Geologischen Dienstes Nordrhein-Westfalens bekannt (Juch 1994). In Kohlebergwerken trägt neben den Schächten und Stecken, das Restvolumen abgebauter Flöze, die verfüllt wurden oder zu Bruch gegangenen sind, mit zum Hohlraumvolumen bei. Für die Ermittlung des nach dem Abbau der Flöze insgesamt verbleibenden Hohlraumvolumens müssen pauschale Anteile, angenommen werden, die auf Einzeluntersuchungen beruhen. Darin liegt eine wesentliche Fehlerquelle für die Ermittlung von Speicherkapazitäten in ehemaligen Kohlebergwerken.

Die Volumenberechnungen für tiefe Kohlenflöze basieren auf einer geringeren Anzahl von Daten als jene für die gut untersuchten Abbaubereiche. Es gibt nicht genügend experimentelle Bestimmungen der CO<sub>2</sub> Adsorptions- und CO<sub>2</sub>/CH<sub>4</sub>-Austauschkapazität von Kohle unter Lagerstättenbedingungen. Die Extrapolation der bestehenden Daten beinhaltet große Unsicherheiten, deren Auswirkungen z. B. mit stochastischen Verfahren abgeschätzt werden. In der Praxis wird die tatsächliche Austauschkapazität vermutlich nicht die Laborwerte erreichen können. Ebenso wird es technisch nicht möglich sein alle erfassten Flöze in den mehrere hundert Meter mächtigen Schichtpaketen für die CO<sub>2</sub>-Injektion zu nutzen. Es ist davon auszugehen, dass während der Injektion von CO<sub>2</sub> in die Flöze auch überkritisches CO<sub>2</sub> in Klüfte des benachbarten Gesteins eindringt und somit zu einer Erhöhung der Speicherkapazität beiträgt. Insgesamt sind die angegebene-

nen Speicherkapazitäten in tiefen Kohleflözen recht unsicher. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf.

Die Berechnung der Speicherkapazitäten für Kohlenwasserstofflagerstätten beruht auf den bekannten akkumulierten Fördermengen und setzt voraus, dass der ehemals gas- oder ölerfüllte Porenraum wieder mit CO<sub>2</sub> gefüllt werden kann. Die förderungsbedingte Absenkung des Porendrucks kann zu irreversibler Kompaktion der Gesteine führen, wodurch sich die Speicherkapazität verringert. Wenn das geförderte Öl in der Lagerstätte durch nachfließendes Formationswasser ersetzt wurde, kann das Wasser durch CO<sub>2</sub> nicht mehr vollständig aus dem Porenraum verdrängt werden. In heterogenen Gesteinen bilden sich bevorzugte Fließwege bei der CO<sub>2</sub>-Injektion aus, wodurch Speicherbereiche umgangen werden und deren Kapazität nicht genutzt werden kann. Erfahrungswerte für die Effizienz der CO<sub>2</sub>-Injektion stammen aus der CO<sub>2</sub>-gesteigerten Ölförderung in Nordamerika. Da nicht alle Lagerstätten bis zum Rand (spill point) mit Öl oder Gas gefüllt waren, sind im Einzelnen auch höhere Speicherkapazitäten möglich.

Das Porenvolumen tiefer salinärer Aquifere übersteigt vermutlich die Speicherkapazität aller anderen Speicheroptionen erheblich (ca. 10 bis 100-fach). Es existieren bislang nur vereinzelte, unvollständige Abschätzungen dazu. Hier besteht noch erheblicher Bedarf, die Ausdehnung und die Eigenschaften poröser Gesteine im tiefen Untergrund zu erfassen, da diese nicht nur als Speicher für CO<sub>2</sub>, sondern auch als Erdgas- und Wärme/Kältespeicher, als Geothermie- und Solelagerstätten oder zur Versenkung flüssiger Abfälle genutzt werden können. Wird lediglich eine Speicherung in strukturellen Gasfallen in Betracht gezogen, verringert sich die Speicherkapazität für Aquifere erheblich. Pauschale Speicherkapazitäten für die verschiedenen Optionen sind in der folgenden Tabelle zusammengestellt.

## Übersicht über die verschiedenen Optionen zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland

Speichertyp	CO <sub>2</sub> -Speicher- kapazität	Vorteile	Nachteile
stillgelegte Salzbergwerke	Hohlraumvolu- men entspricht 30 Mt CO <sub>2</sub>	sehr dichte Barriere hohe CO <sub>2</sub> -Dichte in geringer Tiefe	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohl- raumspeicherung  Nutzungskonflikt mit Un- tertagedeponierung
stillgelegte Kohlebergwe- ke	Hohlraumvolu- men entspricht 15% der abge- bauten Flöze  ⇒ 780 Mt CO <sub>2</sub>	Nähe zu großen Emit- tenten	Sicherheitsrisiken: Schachtabdichtung, Hohl- raumspeicherung, Altberg- bau, Deckgebirge  aktiver Bergbau in Ver- bundbergwerken  Nutzungskonflikt Gruben- gasnutzung
tiefe Kohleflö- ze	Flözvolumen entspricht 21 600 ± 420 Mt  Bergbaugebiete ausgenommen 17 300 Mt  effektiv 3100 – 8300 Mt	Nähe zu großen Emit- tenten  Ausbeutesteigerung bei Flözgasproduktion	niedrige Injektionsraten in gering-durchlässiger Kohle  Beeinträchtigung der zu- künftigen Nutzung von La- gerstätten
ausgeförderte Ölfelder > 5 × 10 <sup>6</sup> t kumulati- ve Ölförderung	kumulative Pro- duktion ent- spricht 81 Mt	Steigerung der Ölaus- beute  Speicherqualität gege- ben	geringe Lagerstättengrößen andauernde Ölförderung

	einschließlich Reserven 110 Mt	Industrielle Praxis	
ausgeförderte Gasfelder > 2 × 10 <sup>9</sup> norm.m <sup>3</sup> kumulative Gasförderung	kumulative Produktion entspricht 1770 Mt einschließlich Reserven 2560 Mt	Prozent- Erhöhung der Gasförderung in der Endphase der Produktion theoretisch möglich Speicherqualität gegeben	andauernde Erdgasförderung
tiefe saline Aquifere	insgesamt groß effektiv kleiner, aber nicht bekannt	weite Verbreitung Langfristige Fixierung von CO <sub>2</sub> in Karbonaten	Nutzungskonflikt mit geothermischer Energiegewinnung

Neben den in der Tabelle angegebenen pauschalen Abschätzungen der Speicherkapazität für die verschiedenen Speicheroptionen in Deutschland, ist die Größe einzelner Speicher wichtig, da die Befüllung großer zusammenhängender Speicher wesentlich günstiger ist als die Befüllung mehrerer kleiner Strukturen (Pipelinebau, Anzahl der Injektionsbohrungen und Verdichterstationen). Elf Gasfelder haben Speicherkapazitäten von mehr als 50 Mt und bis zu 410 Mt CO<sub>2</sub>. Das Ölfeld Mittelplate besitzt eine Speicherkapazität von 30 Mt, alle anderen Ölfelder 10 Mt oder weniger.

### **Vergleich**

Unter Berücksichtigung der Speicherkapazitäten, der Speichersicherheit und der technisch-wissenschaftlichen Erfahrungen bieten Gasfelder die günstigsten Bedingungen für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung, allerdings befinden sich viele der Felder zur Zeit noch in Produktion. Die Speicherung in tiefen salinaren Aquiferen wird ebenfalls als geeignete Option zur Reduktion von Emissionen angesehen. Die Speicherkapazitäten dürften die der Gasfelder übertreffen und Wartezeiten auf die Aufgabe der Produktion entfielen. Allerdings besteht noch Handlungsbedarf zur Kartierung und Charakterisierung von Speicherstrukturen entsprechend Konzept-Kategorie I und II sowie zur Erforschung der Möglichkeiten zur Speicherung in nicht begrenzten Aquiferen entsprechend Konzept-Kategorie III.

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Ölfeldern kann auf umfassende Erfahrungen aus der Industrie zur Ausbeutesteigerung zurückgreifen. Die Kombination von Ausbeutesteigerung und CO<sub>2</sub>-Speicherung könnte unter der Voraussetzung eines Marktes für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate lokale ökologisch und wirtschaftlich erfolgreiche Injektionsprojekte ermöglichen. Die begrenzte Speicherkapazität verhindert aber einen entscheidenden Beitrag zur Reduktion der Emissionen in Deutschland.

Die Förderung von Kohleflözgas durch CO<sub>2</sub>-Injektion ist theoretisch ein erfolgversprechendes Konzept. Derzeit können aber nur grobe Angaben über die zu erwartenden Speicherkapazitäten gemacht werden und es besteht aber noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf bezüglich dieser Speicheroption.

Die Speicherung in ehemaligen Bergwerken erscheint aus Gründen der Speichersicherheit in der dicht besiedelten Bundesrepublik derzeit nicht vertretbar zu sein.

## **Quellenangaben**

- G. Duchrow (1997): Der 100-jährige "Rhönmarsch" in die Kohlensäurefelder des Südthüringischen Kalibergbaus. – Der Anschnitt 49: 123–147.
- T. Bandlowa, M. Fischer, P. Krull, P. Schulz, H. Stiewe (1997): Tiefenversenkung von Abwässern und flüssigen Abfällen in den östlichen Bundesländern. — Abschlußbericht BMBF-Forschungsvorhaben 02C 0294, Teil 1, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Berlin, 61 S.
- G. Göttlicher (1999): Energetik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken. — VDI Fortschritt-Berichte, Reihe 6 Energietechnik, Nr. 421, 187 Seiten.
- IPCC Working Group I (2001): IPCC Third Assessment Report - Climate Change 2001: The Scientific Basis. Summary for Policymakers and Technical Summary. — <http://www.ipcc.ch>, 83 Seiten.
- G. Katzung, P. Krull, F. Kühn (1996): Die Havarie der UGS-Sonde Lauchstädt 5 im Jahre 1988 – Auswirkungen und geologische Bedingungen. — Zeitschrift für Angewandte Geologie 42: 19–26.
- D. Juch (1994): Kohleninhalteerfassung in den westdeutschen Steinkohlenlagerstätten. — Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen 38:189–307.