

Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS¹-Technologien in Deutschland

Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung

19. September 2007

1.	Energie- und klimapolitischer Hintergrund.....	2
2.	Effiziente Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger	4
3.	CCS–Technologien	5
3.1	Beitrag zur Emissionsminderung und mögliche Anwendungsfelder.....	5
3.2	Technologien und Potenziale der CO ₂ -Abtrennung	6
3.3	Optionen für den CO ₂ -Transport.....	8
3.4	Technologie der CO ₂ -Speicherung.....	8
4.	Speicherpotenziale und Rückhaltekapazitäten.....	9
5.	Umweltrisiken	12
6.	Pilot- und Demonstrationsprojekte.....	13
6.1	Geplante Anlagen zur Abtrennung von Kohlendioxid	14
6.2	Speicherung von CO ₂ in geologischen Formationen	14
7.	Rechtliche Rahmenbedingungen für die CCS-Technologien.....	15
8.	Gesellschaftliche Akzeptanz	18
9.	Wirtschaftliche, technische und ökologische Gesamtbewertung	20
10.	Forschungsförderung und Perspektiven	22
11.	Handlungsempfehlungen	24

¹ CCS: Carbon [Dioxide] Capture and Storage - Abtrennung und Speicherung/Ablagerung von Kohlendioxid

1. Energie- und klimapolitischer Hintergrund

Die ansteigende CO₂-Konzentration in der Erdatmosphäre stellt eine ernsthafte Gefährdung unserer Umwelt dar. Um den anthropogen bedingten Temperaturanstieg auf maximal 2°C zu begrenzen, müssen die CO₂-Emissionen schnell und deutlich reduziert werden. Die Beschlusslage zum Klimaschutz sieht deshalb auf deutscher und auf EU-Ebene deutliche Minderungen der Treibhausgasemissionen bis 2020 vor. Gegenüber 1990 wird eine 30%ige Reduzierung der Treibhausgasemissionen in Europa angestrebt, wenn auch andere Industriestaaten vergleichbare Reduktionsverpflichtungen eingehen. In jedem Fall sollen die Emissionen um 20% reduziert werden². Der deutsche Beitrag zum EU-Ziel bedeutet eine Reduktion der Treibhausgasemission bis 2020 um mehr als 30 %. Wegen des langfristig steigenden Energiebedarfs in den Schwellenländern müssen die CO₂-Emissionen der Industriestaaten bis 2050 sogar um 60-80% verringert werden (EU-Rat vom 8./9. März 2007, G8-Gipfel vom 7. Juni 2007).

Diese hochgesteckten Zielsetzungen sind nur mit einem Bündel von Maßnahmen zu erreichen. Wesentliche Bedeutung haben dabei die Steigerung von Energieeffizienz und Energieproduktivität, die Verringerung des Energiebedarfs, der beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Entwicklung und industrielle Umsetzung CO₂-armer Kraftwerkstechnologien. Gleichzeitig sind ambitionierte europäische und nationale Ziele im Bereich der Erneuerbaren Energien (auf EU-Ebene Anstieg von gegenwärtig ca. 6,5% auf 20% Anteil am gesamten Europäischen Energieverbrauch) und Effizienz (EU-weite gemittelte Effizienzsteigerung über alle Sektoren um 20%, in Deutschland Verdoppelung der Energieproduktivität im Vergleich zu 1990, was einer jährlichen Steigerung der Energieproduktivität um 3% entspricht) bis 2020 zu realisieren. Dies unterstreicht die besondere Bedeutung einer Strategie zur Minderung von CO₂-Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger.

Die weltweiten Trends beim Energiebedarf gehen derzeit in eine andere Richtung als die Klimaschuttszenarien. Es ist in den nächsten Jahrzehnten mit einem weltweit ansteigenden Energiebedarf zu rechnen. Besonders stark wird der Stromverbrauch ansteigen; bis zum Jahr 2030 soll er sich nahezu verdoppeln.

Die Szenarien der Internationalen Energieagentur (IEA) gehen davon aus, dass auch bei einem starken Ausbau der regenerativen Energien und einem signifikanten Anstieg der Energieeffizienz die fossilen Energieträger im Jahr 2050 rund 70% des Weltenergiebedarfs decken (vergleiche „World Energy Outlook 2006“ der IEA, Nov. 2006). Für das Jahr 2030 wird in der EU von einem Anteil fossiler Energieträger an der Stromerzeugung von etwa 60% ausgegangen.

² European Council: Presidency Conclusions, 8/9 March 2007, Brussels (7224/1/07)
http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/93135.pdf

Auch in Deutschland werden fossile Energieträger in den nächsten Jahrzehnten weiterhin einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung leisten. Obwohl nach den im Rahmen des Energiegipfelprozesses vorgelegten Studien von EWI/Prognos die Stromnachfrage bis 2020 von gegenwärtig 610 TWh auf 550 TWh sinkt, steigt der Anteil fossiler Energieträger für die Stromerzeugung aufgrund der starken Reduzierung der Kernenergie sogar um über 10% auf 70% im Jahr 2030 an. Dabei wird je nach Höhe der Öl- und Gaspreise ein Kohleanteil zwischen 38 und 60% prognostiziert. Dies unterstreicht die besondere Bedeutung einer Strategie zur Minderung von CO₂-Emissionen aus der Nutzung fossiler Energieträger. Wegen seiner hohen spezifischen Emissionen wird der Energieträger Kohle langfristig nur dann eine Zukunft haben, wenn durch die CO₂-Abscheidung- und -Speicherung eine deutliche Netto-Reduzierung der CO₂-Emissionen der Kohle erreicht werden kann.

CCS kann, sofern sich die bisherigen Prognosen zur technologischen Machbarkeit, zu Potenzialen, Wirtschaftlichkeit, Sicherheit, Umwelt- und Klimaverträglichkeit der CCS-Technologien als belastbar erweisen, ein grundlegender Bestandteil einer weltweiten und nationalen „Clean Fossil Fuel Strategie“ sein. Aus deutscher Sicht muss diese auf ein mehrstufiges Konzept auf der Grundlage des laufenden 5. Energieforschungsprogramms mit folgenden Schwerpunkten setzen:

- Effizienzsteigerung in Kraftwerken mit fossilen Brennstoffen und Reduzierung von Treibhausgasemissionen durch die Modernisierung bestehender und den Bau neuer Anlagen gemäß dem Stand der Technik.
- Entwicklung hocheffizienter Kraftwerke mit dem Ziel, den Ressourceneinsatz zu minimieren und die CO₂-Emissionen weiter zu senken.
- Entwicklung von CCS und anderen neuen Technologien zur Minderung von CO₂-Emissionen in Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger.
- Evaluierung von Möglichkeiten zur Komplettierung von Neubaukraftwerken mit Anlagenkomponenten zur CO₂-Abscheidung („capture ready“ Anlagen im Sinne der IEA³).

Die technische CO₂-Abscheidung in Kraftwerken ist nicht Stand der Technik, sondern befindet sich noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase. Bekannte Abscheideverfahren und entsprechende Kraftwerkstechnologien müssen aufgrund ihrer hohen Kosten und Energieverluste optimiert und erprobt werden. Die CO₂-Speicherung in geologischen Strukturen des tiefen Untergrundes wird in verschiedenen nationalen und internationalen Projekten untersucht, wobei nach ersten wissenschaftlichen Abschätzungen und den Erfahrungen aus der CO₂-

³ IEA Greenhouse Gas R&D Programme, „CO₂ capture ready plants“, 2007/4, May 2007.

Injektion für die Erdöl- und Erdgasgewinnung von der langfristig sicheren Speicherung des CO₂ ausgegangen wird.

Die EU-Kommission hat in ihrem am 10. Januar 2007 veröffentlichten Energie- und Klimapaket darauf hingewiesen, dass rund ein Viertel der gesamten Treibhausgasemissionen der EU aus Kohlekraftwerken stammen. Sie hat deshalb vorgeschlagen, die Technik zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ ab dem Jahr 2020 obligatorisch einzuführen. Der Europäische Rat hat im März 2007 den Bau von bis zu 12 CCS-Demonstrationskraftwerken als nächsten Schritt zur Einführung dieser Technologien unterstützt. Die Bundesregierung wird durch geeignete Rahmenbedingungen und der Förderung von FuE ihren Beitrag leisten, damit CCS bis 2020 am Markt zur Verfügung stehen kann.

Der Bericht stellt eine erste Bewertung des Entwicklungsstandes und des Potenzials der CCS-Technologien in Deutschland durch die Ressorts dar. Aufgrund des frühen Entwicklungsstadiums der Technik und des schnell fortschreitenden technischen und wissenschaftlichen Erkenntnisgewinns im Bereich CCS wird dieser Bericht einer fortlaufenden Aktualisierung bedürfen.

2. Effiziente Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger

Die Entwicklung hocheffizienter Kohle- und Gaskraftwerkstechnologien ist die erste Option zur schrittweisen Reduzierung der CO₂-Emissionen aus den Kraftwerken. Allein bei einem weltweiten Ersatz alter und ineffizienter Steinkohlekraftwerke (mittlerer Wirkungsgrad derzeit 30%) durch modernste Anlagen mit einem Wirkungsgrad von 46% (Stand der Technik) könnten die Emissionen aus der weltweiten Steinkohleverstromung um 35% reduziert werden. Die Emissionsminderungen sind erreichbar durch die Stilllegung von Altanlagen und den Ersatz durch Neuanlagen. In diesem Fall leistet die Steigerung der Wirkungsgrade der Kraftwerke einen wichtigen Beitrag

- zur Ressourcenschonung
- zu einer höheren Stromerzeugung bei gleichem Brennstoffeinsatz
- und zur Reduzierung der anfallenden CO₂-Mengen

Die konsequente Weiterführung von FuE zur Ausschöpfung des vorhandenen Effizienzpotenzials im Kraftwerksbereich ist daher energiepolitisch unverzichtbar. Gleichzeitig ist sie wegen des zu minimierenden Energieeigenbedarfs der CO₂-Abscheidung und Speicherung eine Grundvoraussetzung für den sinnvollen Einsatz von CCS und somit ein wesentlicher Schritt auf dem Weg zu CO₂-armen Kohle- und Gas-Kraftwerken. Mit dem laufenden BMWi-Forschungsprogramm COORETEC (CO₂-Reduktionstechnologien) hat die Bundesregierung ein Förderinstrument initiiert, das die notwendigen Anreize für FuE unter anderem zur Steigerung der Kraftwerkseffizienz gibt. Unter finanzieller Eigenbeteiligung der Wirtschaft werden FuE-

Vorhaben in Verbundprojekten durchgeführt, in die neben Energieversorgern und Komponentenherstellern von Kraftwerkstechnik auch Forschungsinstitute sowie Klein- und Mittelständische Unternehmen eingebunden sind. Im Rahmen der Hightech-Strategie der Bundesregierung werden zusätzliche Forschungsfördermittel bereitgestellt. Der Bereich „emissionsarme Verbrennungsverfahren und Kraftwerkstechniken“ wird mit ca. 26 Mio. € in 2007 gefördert. Eine Steigerung der Effizienz der FuE-Fördermaßnahmen im Kraftwerksbereich konnte mit der Einrichtung des „Leuchtturm-COORETEC“ gewährleistet werden, in dem verschiedene Entwicklungslinien zusammengefasst sind. Das hohe Synergiepotenzial insbesondere bei der Erforschung und Qualifizierung hochtemperaturfester Werkstoffe oder der Weiterentwicklung von Turbomaschinen mit höchsten Wirkungsgraden ist dadurch wesentlich besser nutzbar.

Seitens der Industrie gibt es ehrgeizige Projekte, die das Spitzenniveau der Kraftwerkstechnologie in Deutschland demonstrieren und vorantreiben. Die Firma E.ON hat den Bau eines 700°C-Kohlekraftwerkes mit einem Wirkungsgrad von über 50% angekündigt. RWE strebt mit der Weiterentwicklung im Bereich von Dampfkraftwerken ebenfalls Wirkungsgrade größer 50% an. Siemens plant zusammen mit E.ON am Standort Irsching das weltweit erste Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD) mit einem Wirkungsgrad von über 60% zu bauen.

3. CCS–Technologien

3.1 Beitrag zur Emissionsminderung und mögliche Anwendungsfelder

Die EU-Kommission und die IEA erwarten von den CCS-Technologien einen maßgeblichen Beitrag für die globale Emissionsminderung. Diese Erwartungen basieren auf optimistischen Annahmen bezüglich der Zeithorizonte, der Entwicklungsfortschritte und der Speicherpotenziale. Der Klima-Forschungsgipfel am 3. Mai 2007 in Hamburg und der Energiegipfel am 3. Juli 2007 in Berlin sowie die Eckpunkte des integrierten Energie- und Klimaprogramms räumen den CCS-Technologien ebenfalls einen hohen Stellenwert zum Erreichen der klima- und energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung ein. Bisher ist CCS allerdings eine Zukunftsoption, deren Entwicklung sich im Kraftwerks- und im Speicherbereich in der Versuchs- und Entwicklungsphase befindet. Das Einsparpotential wird für 2030 auf weltweit etwa 2 Gigatonnen CO₂/Jahr geschätzt (IEA-Energy Technology Perspectives 2006).

CCS zielt primär auf großtechnische Anlagen und bietet deshalb vor allem die Option, CO₂-Emissionen aus Großkraftwerken signifikant zu reduzieren. Die CO₂-Minderung im Abgas des Kraftwerks beträgt zwischen 75% und über 90%. Lebenszyklusanalysen von CCS kommen unter Einbeziehung der vor- und nach gelagerten Treibhausgasemissionen auf Minderungen in

der Größenordnung von 65% bis 80%.⁴ Derzeit wird davon ausgegangen, dass sich der Nettowirkungsgrad von Kohlekraftwerken durch CCS bei heutiger Technik um ca. 8-15 Prozentpunkte verringert, d.h. der Energieeigenbedarf der Kraftwerke erhöht sich um 12-30 % (bei Kraftwerken mit einem Wirkungsgrad von 50 – 60%). Durch neu zu entwickelnde Technologien, insbesondere den Einsatz von Gas-Trennmembranen, werden zukünftig geringere Einbußen erwartet. Bezüglich der Umweltbelastungen durch andere Luftschadstoffe – etwa SO₂, NO_x, Staub, Schwermetalle – müssen die in Deutschland gültigen hohen Standards beibehalten werden.

Neben dem Kraftwerksbereich kommen auch Zement- und Stahlwerke, Raffinerien und andere chemische Anlagen als weitere große Punktquellen für den Einsatz von CCS-Technologien in Betracht. Teilweise liegen hier aufgrund der höheren CO₂-Konzentrationen im Abgas sogar günstigere technische Randbedingungen für die CO₂-Abscheidung vor. Durch die Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern, z.B. mittels Kohlevergasung, kann CCS auch eine wichtige Rolle im Bereich mobiler Anwendungen oder der chemischen Industrie spielen.

3.2 Technologien und Potenziale der CO₂- Abtrennung

Bei den CCS-Technologien handelt es sich um einen dreistufigen Prozess. Dieser beinhaltet die CO₂-Abtrennung aus Kraftwerken und Industrieanlagen sowie auch aus CO₂-reichen Gasfeldern, den nachfolgenden Transport und die anschließende Speicherung bzw. Einlagerung im tiefen geologischen Untergrund. Für die Abtrennung des CO₂ aus dem Kraftwerksprozess wird die Weiterentwicklung der folgenden drei aussichtsreichen Verfahren verfolgt:

CO₂-Abtrennung aus dem Rauchgasstrom (CO₂-Rauchgaswäsche)

Bei dieser Technologie wird das CO₂ aus dem Rauchgas eines konventionellen Kraftwerkes mittels einer chemischen Rauchgaswäsche abgeschieden, ähnlich der heutigen SO₂- und NO_x-Wäschen. Je nach chemisch-physikalischen Eigenschaften des Rauchgases werden dazu verschiedene Prozesse genutzt. Die derzeit bei großen Gasvolumen und niedrigen Partialdrücken am häufigsten genutzte Methode ist die Absorption mittels alkalischer Lösungen. Das Abgas wird in einer Absorptionseinheit in direkten Kontakt zu diesen chemischen Verbindungen gebracht und dadurch in eine flüssige Phase überführt. Anschließend wird das CO₂ durch thermische Desorptionsprozesse separat herausgelöst und abgeleitet. Dieser Prozess geschieht in großen Anlagen bei Umgebungstemperatur und –druck. Der Platz- und der Energieeigenbedarf eines Kraftwerkes werden durch diese Anlagen signifikant erhöht. Für die Gesamtanlage der CO₂-Wäsche wird mit einem zusätzlichen Flächenbedarf in der Größe eines

⁴ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, DLR-Institut für Technische Thermodynamik, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung: Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS), Wuppertal, Februar 2007

Fußballfeldes gerechnet. Die Technik der Rauchgaswäsche ist bisher am weitesten entwickelt, allerdings ist sie derzeit noch teuer und sehr energieintensiv. Verbesserte Waschverfahren und neue Waschmittel sind Gegenstand von Forschung und Entwicklung. Erste Pilotanlagen zur weiteren Entwicklung dieser Technologie sind bereits im Betrieb - so z.B. seit März 2006 eine Anlage für einen Rauchgasteilstrom im dänischen Kohlekraftwerk Esbjerg mit einer Abscheideleistung von einer Tonne CO₂ pro Stunde.

Soweit der Platz vorhanden ist, können prinzipiell auch bestehende Kraftwerke mit einer CO₂-Wäsche nachgerüstet werden. Dies setzt jedoch eine angemessene technische Integration in das Gesamtsystem voraus, die für neuere Anlagen möglich erscheint. Bei Altanlagen führt dies zu hohen Leistungseinbußen, so dass die Nachrüstung in Altanlagen prozessbedingt beim derzeitigen Entwicklungsstand nicht sinnvoll erscheint.

Oxyfuel-Technologie:

Bei diesem Verfahren findet die Kohleverbrennung mit Sauerstoff an Stelle von Luft statt. Dazu wird mit Hilfe einer Luftzerlegungsanlage der Stickstoff abgetrennt und nur der verbleibende Sauerstoff für den Verbrennungsprozess genutzt. Dies führt zu einem um ca. 75% verringerten Verbrennungsgasstrom, der Rauchgasstrom besteht überwiegend aus CO₂ (etwa 70%) und aus Wasserdampf. Letzterer wird durch Kühlung auskondensiert, so dass am Ende ein hochkonzentriertes CO₂ vorliegt. Zur Vermeidung Material belastender Höchsttemperaturen wird das CO₂-reiche Abgas rezirkuliert und dem Verbrennungsprozess wieder zugeführt. Der anlagentechnische und energetische Aufwand vor der Verbrennung erhöht sich durch diese Technologiekette bisher noch erheblich. Das gesamte Verfahren befindet sich derzeit in der Forschungs- und Demonstrationsphase. Die FuE-Anstrengungen sind unter anderem mit den BMWi-Verbundforschungsprojekten ADECOS und OXYFUEL-AC vorangetrieben worden. Verschiedene Oxyfuel-Testanlagen, wie beispielsweise die 0,5 MW_{th}-Anlage am Kraftwerksstandort Jänschwalde, sind in Betrieb.

IGCC-Technologie

Vergasungsprozesse mit kombinierten Gas- und Dampfturbinenanlagen (IGCC = Integrated Gasification Combined Cycle) sind die Basis für diese bekannte Technologielinie. Dabei wird der Brennstoff in einer Vergasungsanlage in ein Synthesegas umgewandelt, welches sich überwiegend aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid zusammensetzt. Der Kohlenmonoxidanteil wird anschließend durch Wasserdampfzugabe zu CO₂ umgesetzt und dabei zusätzlich Wasserstoff aus dem Dampf generiert. Das verbleibende Synthesegas besteht danach überwiegend aus Wasserstoff, der dann als Brennstoff für die Gasturbine eingesetzt wird. Das heiße Abgas der Gasturbine wird anschließend zum Betrieb eines Wasser-Dampf-Kreislaufes mit Dampfturbine genutzt. Die heutige Weiterentwicklung des Verfahrens ermöglicht die Abtrennung des CO₂ mittels einer entsprechenden Gaswäsche.

Kohlekraftwerke auf Basis der IGCC-Technologie bieten ein hohes Wirkungsgradpotenzial, welches auch mit CO₂-Abscheidung Wirkungsgrade von über 40% realisierbar macht. Seit Mitte der 1990er Jahre werden kommerziell vier IGCC-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung nach Verfahren von Shell, Uhde, General Electric und ConocoPhillips in den Niederlanden, Spanien und den USA betrieben.

Das IGCC-Verfahrens bietet die Möglichkeiten, andere Brennstoffe (z.B. Biomasse, Abfälle, Klärschlämme) einzusetzen, sowie Wasserstoff, synthetische Kraftstoffe und Chemierohstoffe herzustellen. Das europäische Projekt ENCAP und das BMWi Verbundprojekt COORIVA sind Beispiele für Forschungsprojekte zu Kohlevergasungstechnologien.

3.3 Optionen für den CO₂-Transport

Transportnotwendigkeiten und –wege sind von den Standorten der Kraftwerke und der CO₂-Speicher abhängig. Grundsätzlich in Frage kommen sowohl Rohrleitungen als auch Transportbehälter für Land-, See- und Bahntransport. Für den großindustriellen Einsatz von CCS im kommerziellen Kraftwerksbetrieb wird der Transport in stark verdichtetem Zustand überwiegend über Pipelines erfolgen müssen. Die Kosten dieser Pipelines dürften mit denen des Pipelinebaus und Pipelinebetriebs der Öl- und Gasindustrie vergleichbar sein. Allerdings sind Mehrkosten aufgrund erhöhter Korrosionsanforderungen und dem dadurch bedingten Einsatz von höherwertigen Materialien wie z.B. Edelstahl beim Transport von CO₂ nicht auszuschließen.

Neben den Bau- und Unterhaltungskosten werden die Gesamtkosten für den Transport des CO₂ von den notwendigen Transportmengen, den zur Verfügung stehenden Transportkapazitäten und den notwendigen Transportwegen zu den geeigneten Speichern bestimmt. Der Aufbau einer Transportinfrastruktur ist somit ein wichtiger Baustein in der CCS-Technologieketten. Wie dieser Aufbau geschieht, hängt in einem liberalisierten Strommarkt von der Entscheidung der Marktteilnehmer und der Dauer der Planungs-, Genehmigungs- und Bauprozesse ab. Die Ressorts haben anlässlich der Beantwortung einer kleinen Anfrage an die Bundesregierung gemeinsam die Auffassung vertreten, dass dieser Infrastrukturausbau in der Verantwortung der Betreiber zu geschehen hat. Für die Ermöglichung länderübergreifender Transportrouten und die Sicherung bundesweit bedeutsamer Speicherstandorte sollten im Raumordnungsgesetz Regelungen angestrebt werden, die eine bundeshoheitliche Planungskompetenz ermöglichen.

3.4 Technologie der CO₂-Speicherung

Das Ziel der Abscheidung des CO₂ aus Kraftwerks- und Industrieanlagen mit anschließender Injektion in tief liegende geologische Schichten ist es, die anthropogenen Treibhausgasemissionen über einen langen Zeitraum zu reduzieren. Jahrmillionen alte natürliche Kohlenwasserstoff- und CO₂-Lagerstätten in der Erdkruste weisen daraufhin, dass es geologi-

sche Formationen gibt, die hinreichend dicht sind, um Kohlenwasserstoffe und CO₂ dauerhaft von der Atmosphäre getrennt zu halten.

Die Verbringung des CO₂ erfolgt über speziell dafür ausgerüstete Bohrungen und entsprechende übertägige technische Anlagen. Zur Speicherung bzw. Einlagerung von CO₂ werden die natürlich vorhandenen Poren in Gesteinen des tieferen Untergrundes genutzt. Die effektive Nutzung dieses Speicherpotentials für große Gasvolumen setzt eine hohe Verdichtung des CO₂ voraus. Erst in Tiefen von etwa 1000 m und mehr werden im Untergrund Druck- und Temperaturbedingungen erreicht, unter denen CO₂ diese hohe Dichte aufweist und nur noch gering kompressibel ist. Neben geeigneten Speichergesteinen in entsprechenden Tiefen sind isolierende Deckschichten notwendig, die das CO₂ langfristig sicher einschließen und an einem Aufstieg aus der Tiefe an die Erdoberfläche hindern.

Künstlich geschaffene Hohlräume in Salzstöcken oder aufgegebene Kohlebergwerke werden dagegen vor allem aus Kapazitäts- und Sicherheitsgründen nicht für die Speicherung von CO₂ in Erwägung gezogen. Vorschläge für Verfahren der so genannten künstlichen Mineralisierung müssen aus energetischer und ökologischer Sicht tragfähig sein. Die Verbringung von CO₂ in die tiefe Wassersäule der Ozeane wird von der Bundesregierung aus ökologischen Gründen ausgeschlossen.

4. Speicherpotenziale und Rückhaltekapazitäten

In Deutschland bestehen kurz- und mittelfristig nutzbare Möglichkeiten zur Speicherung von CO₂ im industriellen Maßstab in erschöpften Erdgaslagerstätten und in salinaren Aquiferen (Salzwasser führenden Gesteinsschichten) in mehr als etwa 1000 m Tiefe. Das Speicherpotenzial deutscher Erdölfelder ist im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern aufgrund ihres Umfangs und ihrer Größe sehr gering. Bezüglich der möglichen Speicherung von CO₂ in Kohleflözen (bei gleichzeitiger Flözgasgewinnung) existieren derzeit noch sehr große Unsicherheiten, so dass kaum belastbare Abschätzungen der Kapazitäten für diese Optionen möglich sind. Vermutlich kann man diese Option in Nordwesteuropa wegen extrem geringer Durchlässigkeiten der Kohle jedoch nicht wirtschaftlich nutzen.

Erdgaslagerstätten: Die Kapazitäten der Erdgasfelder lassen sich aufgrund der gut dokumentierten Lagerstättenverhältnisse und der bisher geförderten Erdgasvolumina sehr gut abschätzen. Dabei wird in erster Näherung angenommen, dass das vormals von Erdgas erfüllte Porenvolumen vollständig für die Speicherung von CO₂ genutzt werden kann. Das bis Ende 2005 in Deutschland geförderte Gasvolumen entspricht 2180 Mio. t CO₂ unter ursprünglichen Lagerstättenbedingungen. Unter Berücksichtigung der bisher noch nicht geförderten Reserven würde sich die Speicherkapazität nach Angaben der Bundesanstalt für Geowissenschaften und

Rohstoffe (BGR) um knapp 30% erhöhen. Die Unsicherheiten bei der Berechnung der Speicherkapazität werden auf etwa $\pm 18\%$ geschätzt.

Tief liegende saline Aquifere: Die Speicherkapazität der tief liegenden salinen Aquifere lässt sich nur ungefähr bestimmen. Bisherige Abschätzungen der BGR beziehen sich auf die volumetrische Speicherkapazität dieser Aquifere. Technisch nutzbar ist allerdings nur ein Teil dieser Kapazität. Neben ausreichendem Volumen muss beispielsweise die Durchlässigkeit der Gesteine die Injektion der vorgesehenen CO₂-Mengen innerhalb des Betriebszeitraums der Abscheideanlagen ermöglichen, ohne dass der Druck im Speicher das Rückhaltevermögen der Deckschichten negativ beeinflusst. Diese Kapazität wird weiter eingeengt durch Anforderungen an Speichersicherheit und -qualität, Betriebskosten oder Nutzungskonflikte. Die volumetrische Speicherkapazität ist daher als Maximalwert anzusehen.

Die ersten Angaben zur Speicherkapazität in Deutschland beruhen auf der Extrapolation regionaler Studien, in denen das Speichervolumen einzelner Strukturen und Regionen auf dem Festland unterhalb 1.000 m abgeschätzt wurde. Derzeit wird die Kapazität dieser Aquifere durch die BGR auf circa 20 ± 8 Gigatonnen CO₂ geschätzt, davon befinden sich ca. drei Viertel in Norddeutschland. Die Beckenanteile im Deutschen Sektor der Nordsee oder unter der Ostsee sind bisher nicht berücksichtigt worden, durch Einbeziehung dieses Speicherpotenzials wird sich die Kapazität deutlich erhöhen.

Eine belastbare Quantifizierung und Lokalisierung der Speicherkapazitäten ist von oberster Priorität. Hier besteht dringender Forschungsbedarf. Erste Arbeiten sind dazu von der BGR in Zusammenarbeit mit den Geologischen Diensten der Bundesländer und Forschungseinrichtungen mit Unterstützung der Industrie begonnen worden. Diese Aktivitäten sind auszubauen. Die Einbeziehung möglicher geeigneter Standorte im benachbarten europäischen Ausland und einer zumindest groben Übersicht über die EU- weiten Potenziale ist zu prüfen.

Ein wichtiger Faktor bei der Kapazitätsschätzung ist die Speichereffizienz, die den Anteil des vom CO₂-erfüllten Volumens am Gesamtporenvolumen des Speichers angibt. Kapazitätsabschätzungen gehen von einer durchschnittlichen Speichereffizienz von 20% aus. Die Speichereffizienz ist jedoch nicht nur von den Eigenschaften des Untergrundes sondern auch von Anforderungen an die Nutzung der Strukturen und von den gewählten Speicherstrategien abhängig. Fragen der Reinheit des abzuscheidenden, zu transportierenden und zu speichernden CO₂ sind von großer Bedeutung und bilden einen Schwerpunkt der gegenwärtigen FuE-Arbeiten. Die möglichen Reaktionen hängen sehr stark von der chemischen Zusammensetzung der natürlichen Porenraumfüllung, der Gesteine im Reservoir und in der Deckschicht sowie von der Zusammensetzung der eingelagerten Gasphase ab. Eine der zu klärenden Fragen wird sein, ob hinreichend große und nach oben langfristig hinreichend abgedichtete Salzwasser

führende Gesteinsschichten verfügbar und erreichbar sind. Ziel der laufenden FuE ist es, auch wissenschaftlich belastbare Aussagen zur Langzeitsicherheit von salinaren Aquiferen und Bohrlochverschlüssen machen zu können.

Im laufenden GEOTECHNOLOGIEN-Programm von BMBF und Deutscher Forschungsgemeinschaft wurden seit 2005 wissenschaftliche Projekte zur CO₂-Speicherung in geologischen Formationen aus Bundesmitteln mit finanzieller Eigenbeteiligung der Industrie gefördert. Das Programm umfasst neun interdisziplinäre FuE-Verbundprojekte zu den Themen CO₂-Speicherung im weiteren Sinne, Monitoring, Modellierung und Enhanced Gas Recovery (EGR) durch CO₂-Einleitung mit Partnern aus Wissenschaft und Wirtschaft. Beteiligt sind 12 Universitäten sowie außeruniversitäre Forschungseinrichtungen und 13 Unternehmen der deutschen Energiewirtschaft sowie der Erdöl- und Erdgasindustrie.

Mit diesem Forschungsprogramm wurden, gleichzeitig zur Förderung des EU-Projektes CO₂SINK in Ketzin mit Beteiligung des BMWi, wesentliche Grundlagen zur langfristig sicheren Speicherung von Kohlendioxid in tief liegenden geologischen Formationen gelegt und entsprechende Kompetenzen an deutschen Forschungseinrichtungen sowie in der Industrie gezielt aufgebaut. Auf der Grundlage einer bundesweiten Förderbekanntmachung sollen diese auf standortunabhängigen Untersuchungen basierenden Forschungsansätze ab 2008 weiter gefördert werden und damit Fragen der generellen Risikoabschätzung und der langfristigen Speichersicherheit auf der Grundlage wissenschaftlicher Ergebnisse umfassend beantwortet werden. Im Vordergrund stehen dabei Fragen zur Erkundung, Auswahl und Bewertung von Speicherstandorten, Untersuchungsmethoden zu Wechselwirkungen von CO₂ mit dem jeweiligen Speichermedium und den Deckgesteinen an konkreten Standorten sowie deren Bewertung einschließlich der Entwicklung moderner Überwachungs- und Injektionstechnologien. Hierfür werden im GEOTECHNOLOGIEN-Programm des BMBF zusätzliche Fördermittel bereitgestellt.

Für die standortspezifischen Untersuchungen zur Speicherung von CO₂ im industriellen Maßstab sind in Deutschland im Wesentlichen erschöpfte Erdöl-/und Erdgaslagerstätten sowie tief liegende saline Aquifere in mehr als etwa 1000 m Tiefe vorgesehen. Die zukünftig notwendige detaillierte Bewertung des Speicherpotenzials setzt die Ermittlung der geotechnisch nutzbaren Kapazitäten voraus. Dies wird mit entsprechenden Unternehmen und FuE-Arbeiten an ausgewählten Standorten geschehen, die u.a. Aspekte wie die Reaktion der jeweils anzutreffenden Deckschichten, den Druckanstieg im Speicherhorizont und das Lösungspotenzial der Formationswässer umfassen. Regionale geologische Modelle und Reservoirsimulationen bilden die Basis für diese Abschätzungen des technisch nutzbaren Potenzials.

Während die CO₂-Speicherung in Erdgasfeldern bereits kurzfristig technisch machbar ist und umgesetzt werden soll, müssen Speichermöglichkeiten in tief liegenden Aquiferen über das begonnene Pilotprojekt in Ketzin (Brandenburg) hinaus auch an anderen Standorten in Deutschland - z.B. für das geplante 450 MW Demonstrationskraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CCS von RWE - vertiefend analysiert werden. Eine Vielzahl verschiedener Parameter einschl. Fragen der technischen Verfügbarkeit, der Wirtschaftlichkeit, der öffentlichen Akzeptanz und der rechtlichen Rahmenbedingungen werden auf die Realisierbarkeit Einfluss haben.

Prinzipiell ist die Einlagerung von CO₂ aus deutschen Kraftwerken auch außerhalb des eigenen Staatsgebietes (z.B. im norwegischen offshore-Bereich) denkbar. Zur Zeitperspektive und zu möglichen Kapazitäten ausländischer Lagerstätten fehlen bisher jedoch belastbare Aussagen.

Generell muss für die potenziellen CO₂-Speicher gelten, dass die Leckageraten so gering wie möglich und für Mensch und Natur unschädlich sind. Dies ist in den zu entwickelnden Sicherheitsstandards auch unter Einbeziehung der natürlichen CO₂-Abgabe aus dem Boden zu berücksichtigen. Bei einer angenommenen Leckagerate von 0,01% verbleiben 90% des gespeicherten CO₂ nach 1000 Jahren und 40% nach 10 000 Jahren im Speicher. Damit werden Zeithorizonte erreicht, die an die natürlichen Schwankungen zwischen Kalt- und Warmzeiten in Europa heranreichen. Werden längere Zeiträume betrachtet, ist verstärkt mit kinetisch langsam ablaufenden Prozessen im Untergrund zu rechnen, wie z.B. Lösungsvorgänge in salinaren Aquiferen oder Immobilisierungsreaktionen, die zur Bildung von Karbonaten führen. Dadurch kommt es langfristig zu einer weiteren Reduzierung der CO₂-Leckagen aus den Speichern in die Atmosphäre.

5. Umweltrisiken

Mögliche Gesundheits- und Umweltrisiken der CO₂-Speicherung müssen, ähnlich anderer großindustrieller Verfahren, im zu erarbeitenden Genehmigungsverfahren für Speicherstätten ausgeschlossen werden. Dazu zählen unter anderem die Festlegung der erlaubten Leckageraten, das anzuwendende Monitoring sowie Gegenmaßnahmen bei unzureichendem Abschluss des CO₂ durch die Deckschichten. Bei Antragstellung für den Betrieb einer CO₂-Speicheranlage wären seitens der Betreiber bei den Genehmigungsbehörden entsprechende Sicherheitskonzepte vorzulegen.

Mit diesen Konzepten und den entsprechenden technischen Maßnahmen muss unter anderem ausgeschlossen werden, dass vorhandene oder zukünftige Trinkwässer oder andere Grundwassernutzungen durch die CO₂-Injektion beeinträchtigt werden können. Während der Injektion von CO₂ in einen geologischen Speicher werden die vorhandenen Formationswässer verdrängt.

Diese verdrängten Wässer könnten unter Umständen die Deckschichten durchdringen und so in flachere Grundwasserleiter gelangen. Entsprechende Veränderungen und die Einschätzung von möglichen Umweltrisiken sind Gegenstand von Forschungsarbeiten und müssen letztendlich anhand der geologischen und hydrogeologischen Verhältnisse vor Ort beurteilt werden. Während bei geothermischen Verfahren in der Bohrumgebung künstliche Risse im Untergrund erzeugt werden, ist dies bei der CO₂-Speicherung nicht erwünscht bzw. vorgesehen. Insgesamt wird bei Injektionen in sorgfältig ausgewählten Speicherstandorten mit keinem erhöhten Erdbebenrisiko gerechnet.

Da CO₂ schwerer als Luft ist, sind bei Leckagen im Bereich bestehender Bohrlöcher in Tälern oder Senken, insbesondere bei Abwesenheit von Luftbewegungen, unter Umständen erhöhte Konzentrationen von CO₂ möglich, die zu Beeinträchtigungen von Lebewesen führen können. Diesen Risiken ist durch ein entsprechendes Sicherheitsmanagement mit einem Monitoring und entsprechenden Maßnahmen zur Reparatur von möglichen Undichtigkeiten, sofern möglich, zu begegnen. Dabei ist das natürlich aus dem Untergrund austretende CO₂ zu berücksichtigen. Normalerweise wird austretendes CO₂ sofort verwirbelt und ist damit gänzlich unschädlich, wie dies in Deutschland (z.B. im Laacher See) und in anderen Teilen der Welt an natürlich austretendem CO₂ beobachtet werden kann.

Weiterhin sind Regelungen für eine finanzielle, Haftungs- und organisatorische Vorsorge sowie einen ordnungsgemäßen Speichernachbetrieb mit einem entsprechenden Monitoring zur Gewährleistung einer langfristigen Speichersicherheit notwendig. Diese Aspekte sind bei der Entwicklung eines geeigneten Rechtsrahmens zu berücksichtigen.

Untersuchungen zur Risikowahrnehmung der Bevölkerung in Bezug auf CCS haben ergeben, dass die Öffentlichkeit in Bezug auf CCS weitestgehend uninformiert und daher bisher weitestgehend neutral eingestellt ist. Entsprechende Informations- und Aufklärungsarbeit mit einer transparenten und ehrlichen Kommunikation der Chancen, aber auch der möglichen Risiken wird zur Einführung von CCS notwendig sein.

6. Pilot- und Demonstrationsprojekte

In Deutschland konzentrieren sich die FuE-Arbeiten kraftwerksseitig auf die drei unter Punkt 3.2 beschriebenen aussichtsreichen Technologien. Darüber hinaus sind Fragen zur Speicherung des Kohlendioxids im Untergrund Gegenstand der FuE-Arbeiten. Diese erfordern sowohl standortunabhängige Untersuchungen als auch gezielte Forschung an ausgewählten Standorten. Pilotprojekte und Demonstrationsanlagen zur Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid sowie zur großtechnischen Erprobung der CCS-Technologien werden gegenwärtig in Deutschland entwickelt bzw. realisiert.

6.1 Geplante Anlagen zur Abtrennung von Kohlendioxid

Im Mai dieses Jahres hat die Bundeskanzlerin den ersten Spatenstich für den Bau der weltweit ersten Pilotanlage der Vattenfall Europe AG für ein CO₂-armes Braunkohlenkraftwerk nach dem Oxyfuel-Verfahren in Spremberg am Kraftwerksstandort Schwarze Pumpe gesetzt. Die Inbetriebnahme ist für 2008 vorgesehen. Die 30 MW_{th}-Pilotanlage dient ausschließlich der Erforschung und Weiterentwicklung des Oxyfuel-Prozesses, um die Technologie zur Marktreife zu führen. Das Investitionsvolumen beträgt mehr als 60 Mio. €. Parallel zu der Testphase der Pilotanlage wird ein 300 MW-Demonstrationskraftwerk nach diesem Verfahren entwickelt, welches im Zeitraum 2012 bis 2015 errichtet werden soll. Die RWE Power AG plant, bis 2014 ein CO₂-armes 450 MW Kohlekraftwerk mit Abtrennung und Speicherung von Kohlendioxid auf Basis der Kohlevergasungs-Kombikraftwerkstechnik (IGCC-Technologie) zu errichten. Das Investitionsvolumen wird derzeit auf etwa 1,6 Mrd. € geschätzt.

Außerdem wird in Deutschland intensiv an der Entwicklung von Verfahren zur CO₂-Wäsche für konventionelle Kraftwerke gearbeitet. E.ON plant Testanlagen zur CO₂-Wäsche in Deutschland, Schweden und Holland und will 2014 eine größere Anlage mit CO₂-Speicherung in Deutschland in Betrieb nehmen. Nach RWE-Plänen soll im Jahr 2009 eine Pilotanlage zur CO₂-Rauchgaswäsche an einem bestehenden Kraftwerksblock im rheinischen Braunkohlenrevier in Betrieb gehen. Die dänische Firma DONG Energy verfolgt für das Steinkohlenkraftwerk in Lubmin bei Greifswald (zwei Blöcke mit 1.500 MW_e) ebenfalls Pläne zur Abtrennung des CO₂ mittels Rauchgaswäsche. Hierfür werden die Erfahrungen aus der Testanlage im Kohlekraftwerk Esbjerg genutzt.

6.2 Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen

Nationale Projekte

Neben den kraftwerkstechnischen Entwicklungsarbeiten liegt der zweite Schwerpunkt bei der Entwicklung und Umsetzung der CCS-Technologien beim technisch nutzbaren Speicherpotenzial und der langfristig sicheren Speicherung großer Kohlendioxidmengen. Aufbauend auf standortunabhängiger Grundlagenforschung sollen an gezielt ausgewählten Standorten Forschungsarbeiten erfolgen, die detaillierte Bewertungen der Speicher ermöglichen. Mit dem EU-Projekt CO₂SINK wird unter Leitung des GeoForschungsZentrums Potsdam (GFZ) in Ketzin (Brandenburg) erstmals in Europa CO₂ unterirdisch auf dem Festland eingelagert. Ab Herbst 2007 werden dort in den nächsten zwei Jahren rund 60.000 t CO₂ in einen salinaren Aquifer unter einem ehemaligen Untergrundgasspeicher in einer Tiefe von ca. 700 Metern verpresst und das Verhalten des CO₂ untersucht und überwacht. Spätestens 2009 wird man noch belastbarere Antworten auf die Fragen zu Speicherung und dem Verhalten von CO₂ in dem Aquifer geben können. Diese Ergebnisse sind auch für die Beurteilung anderer Speicherprojekte erforderlich.

Parallel zu den Untersuchungen in Ketzin sollen in Partnerschaft zwischen Wissenschaft und Industrie an einem größeren Aquifer standortspezifische Eignungsuntersuchungen gestartet werden mit dem Ziel der kommerziellen Nutzung nach Abschluss einer prototypischen Erprobung und Demonstration. Darüber hinaus beabsichtigt der Betreiber der Erdgaslagerstätte Altmark (Sachsen-Anhalt) noch in diesem Jahr ein Genehmigungsverfahren für ein Forschungsprojekt einzuleiten und Untersuchungen in Zusammenarbeit mit der Wissenschaft durchzuführen. Für die gegenwärtig in Deutschland verfolgten Maßnahmen zur Entwicklung der CCS-Technologie bietet das geltende Berg- und Umweltrecht eine Grundlage zur Durchführung der anstehenden Forschungsprojekte.

Internationale großtechnische Projekte

Weltweit gibt es bisher drei großskalige CO₂-Speicherprojekte mit ≥ 1 Mio. t gespeichertem CO₂ pro Jahr (Norwegen: Sleipner, Algerien: In-Salah, Kanada: Weyburn). Beim von Statoil betriebenen Sleipner-Projekt werden seit 1996 jährlich rund 1 Mio. t CO₂ in die geologische Speicherung „Utsira“ unterhalb des Meeresbodens der Nordsee injiziert. Dieses Projekt ist durch die Einführung der norwegischen CO₂-Steuer in Höhe von 50 € pro Tonne initiiert worden. Beim In-Salah-Projekt des Energieunternehmens BP wird das CO₂ ebenfalls aus dem geförderten Erdgas abgetrennt und außerhalb der eigentlichen Lagerstätte verpresst. Im kanadischen Weyburn-Projekt wird CO₂ aus einer Kohlevergasungsanlage in North Dakota in eine Öllagerstätte in Saskatchewan verpresst. Seit 2006 werden über eine 320 km lange Pipeline täglich etwa 7000 t/CO₂ von EnCana bezogen und in die Öllagerstätte injiziert. Dies führt nach Angaben des Betreibers zu einer Erhöhung der Förderausbeute von 18.000 Barrel Erdöl täglich.

7. Rechtliche Rahmenbedingungen für die CCS-Technologien

Für das System „CO₂-armes Kraftwerk“ mit der Prozesskette CO₂-Abscheidung, CO₂-Transport und CO₂-Einlagerung (bzw. Speicherung) steht auf nationaler – wie auch auf internationaler – Ebene bislang kein spezifisches Regelwerk zur Verfügung, das diese Prozesskette umfassend und bezüglich aller Aspekte und Betriebsphasen regelt. Ein solcher Rechtsrahmen ist erforderlich, um diese Technologie zukünftig in großtechnischem Maßstab bei der Energieerzeugung einsetzen zu können und den Unternehmen die notwendige Planungs- und Rechtssicherheit zu gewährleisten. Die Bundesregierung unterstützt deswegen die Bestrebungen, internationale Übereinkommen so zu überarbeiten, dass sie einer CO₂-Speicherung in geologischen Gesteinsschichten unter dem Meeresboden nicht entgegenstehen, und setzt sich gleichzeitig für die Etablierung hoher Sicherheitsstandards ein.

Da der gegenwärtig geltende EU-Rechtsrahmen auf die innovativen CCS-Technologien nicht zugeschnitten ist und Barrieren insbesondere im EU-Abfallrecht und EU-Wasserrecht einer Implementierung dieser Technologien auf nationaler Ebene entgegenstehen, besteht innerhalb

der Bundesregierung Einvernehmen, dass ein neuer spezifischer nationaler Rechtsrahmen auf der Grundlage der in Vorbereitung befindlichen EU-Richtlinie zur Schaffung eines europarechtlichen Rahmens für die CCS-Speicherung aufbauen muss. Die EU-Kommission hat angekündigt, dass sie bereits im November 2007 einen entsprechenden Richtlinienvorschlag vorlegen wird, in dem die anstehenden Rechtsfragen einer europaweiten Lösung zugeführt werden sollen, insbesondere Fragen des Haftungs- und Emissionshandelsrechts und die Beseitigung der Barrieren im Bereich des europäischen Abfall- und Wasserrechts. Diese Richtlinie wird der Maßstab für die Weiterentwicklung des nationalen Rechtsrahmens sein. Schwerpunkt unserer Anstrengungen wird die Mitwirkung an einer sachgerechten Ausgestaltung der europäischen Vorgaben sein.

Nach der gegenwärtigen Rechtslage ergeben sich die Rahmenbedingungen für Offshore-/ Onshore-Projekte für bestimmte Teilaspekte und einzelne Betriebsphasen aus folgenden Regelungen: völkerrechtlichen Übereinkommen für den Offshore-Bereich (u. a. London Protokoll zum Schutz der Meere, OSPAR Konvention zum Schutz des Nordatlantik), europarechtlichen Vorschriften (u. a. Wasserrahmenrichtlinie, Abfallrahmenrichtlinie, Abfalldeponierichtlinie), nationalen Vorschriften (Bergrecht, Umweltrecht, Immissionsschutzrecht, Chemikalienrecht, Arbeitsschutzrecht, Störfallrecht, Abfallrecht, Wasserrecht). Die Anwendbarkeit der einzelnen Rechtsmaterien richtet sich im konkreten Einzelfall sowohl nach nationalem als auch internationalem Recht vor allem nach folgenden Kriterien:

- Zielrichtung der Verbringung (Forschungsprojekt, Einsatz für Öl-/Gasförderung, Speicherung für spätere Verwendung, Beseitigung);
- technologische Ausgestaltung und dadurch bedingte Einwirkung auf bestimmte Umweltmedien (z. B. feste oder flüssige Stoffe, geologische Struktur, Wechselwirkung CO₂ mit Wasser/Wirtsgestein).

Nach diesen Kriterien werden unterschieden:

1. Forschungsprojekte (z. B. Projekt CO₂SINK in Ketzin) bzw. Eignungsuntersuchungen an konkreten Standorten;
2. Begleitmaßnahmen zur Erdöl-/Erdgasförderung (Enhanced Oil Recovery – EOR/ Enhanced Gas Recovery – EGR);
3. Speicherung im eigentlichen Sinne (temporary storage), d. h. Verpressung mit dem Zweck der späteren Verwendung (für spätere EOR oder andere Zwecke);
4. Beseitigung (permanent storage/disposal).

Insbesondere die Fälle eins und drei werden primär durch das Bergrecht abgedeckt, wobei je nach technologischer Ausgestaltung zusätzlich Wasserrecht, Immissionsschutzrecht usw. zur Anwendung kommen. Die Verfahren unter Punkt zwei (EOR/EGR) haben die Ausbeutesteigerung von Öl- und Gaslagerstätten zum Ziel und nicht eine dauerhafte CO₂-Speicherung. International gibt es weltweit mehr als 70 Vorhaben zur sekundären Entölung (Ausbeutesteigerung)

von Erdöllagerstätten (insbesondere in den USA und Kanada). In Deutschland gibt es derzeit noch keine Erfahrungen mit EOR/EGR

Der dritte Fall (Untergrundspeicherung nach § 126 Bundesberggesetz - BBergG) setzt voraus, dass es sich um eine „Speicherung“ handelt, d. h. eine mit dem Zweck der späteren Wiederverwendung verbundene Einlagerung, wie das z.B. bei der herkömmlichen Erdgasspeicherung der Fall ist. Inwieweit diese Voraussetzung vorliegt, richtet sich nach den Umständen des Einzelfalls. Punkt vier (Verpressung zu reinen Entledigungszwecken) ist nach den gegenwärtigen europarechtlichen Vorgaben dem Abfallrecht zuzuordnen. Die EU-Kommission hat angekündigt, im Rahmen der geplanten Richtlinie die CO₂-Verpressung aus dem Anwendungsbereich des europäischen Abfallrechts ausdrücklich auszunehmen und eine weitere Ausnahmegesetzgebung für den Bereich des Wasserrechts vorzusehen.

Wegen der zwingenden europarechtlichen Vorgaben im Bereich des Abfall- und Wasserrechts müssen in die weiteren Schritte auf nationaler Ebene die laufenden Arbeiten auf EU-Ebene einbezogen werden. Nach der EU-Kommissionsmitteilung zur „Nachhaltigen Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen – Ziel: Weitgehend emissionsfreie Kohlennutzung nach 2020“ ist bis Ende 2007 eine EU-Richtlinie zum Thema CCS/CO₂-Verpressung in Aussicht gestellt. Dabei stehen alle Fragen auf der Tagesordnung, welche die Sicherheit und die Transparenz aller Elemente der CCS-Technologieketten für eine dauerhafte umwelt- und klimafreundliche Ablagerung von CO₂ gewährleisten. Hierfür sind rechtliche, organisatorische und finanzielle Anforderungen festzulegen:

- Genehmigungsverfahren für CO₂-Abscheidung, Transport und dauerhafte Ablagerung,
- Zugang zu CO₂-Speicherinfrastrukturen und -formationen,
- Umgang mit möglichen konkurrierenden Nutzungen und Synergien der potentiellen CO₂-Speicherformationen,
- diesbezügliche Besitz- und Nutzungsrechte,
- Gewährleistung der Dauerhaftigkeit, Sicherheit und Umwelt- und Klimaverträglichkeit der CO₂-Ablagerung, insbesondere im Hinblick auf max. zulässige Leckageraten und Mechanismen zu ihrer Kontrolle,
- konsistente und transparente CO₂-Bilanzierung von Abscheidung, Transport bis zur Speicherung
- Transparenz und wissenschaftliche Begleitung in der Einführungsphase,
- Überwachungs- und behördliche Vollzugsregeln, Vor- und Nachsorge, Beobachtung,
- wirksame Sanktionsmechanismen,
- verursachergerechte Haftung, Quantifizierung, Bewertung und Behebung von Schäden an Eigentum Dritter, Gesundheit, Umwelt oder Klima,
- Methodik zur Bestimmung der Minderung von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre,
- Verfahren zur rechtlichen Anerkennung der Minderung von CO₂-Emissionen,
- verantwortungsvolle Implementierung der CCS-Technologien durch den Betreiber.

Für diese Anforderungen ist ein geeigneter rechtlicher Rahmen zu schaffen.

Ein erster Schritt in Richtung auf eine Klärung des internationalen Rechtsrahmens wurde mit der kürzlich erfolgten Öffnung des London Protokolls und der OSPAR-Konvention für die Ermöglichung der CO₂-Verpressung in geologische Formationen unter dem Meeresboden vollzogen, und zwar mit folgender Formulierung im London Protokoll und einer entsprechenden Formulierung in der OSPAR-Konvention:

„Carbon dioxide streams ... may only be considered for dumping, if:

- 1. disposal is into a sub-seabed geological formation; and*
- 2. they consist overwhelmingly of carbon dioxide. They may contain incidental associated substances derived from the source material and the capture and sequestration processes used; and*
- 3. no wastes or other matter are added for the purpose of disposing of those wastes or other matter.“*

Schwerpunkt des weiteren Vorgehens sollte daher sein, mit einer deutschen Position auf EU-Ebene an einer sachgerechten Ausgestaltung eines EU-Rechtsrahmens mitzuwirken, ebenso wie dies im Bereich des London Protokolls und der OSPAR-Konvention geschehen ist. BMU hat ein Forschungs- und Beratungsvorhaben zur Gestaltung eines Rechtsrahmens für CCS vergeben. Die Ergebnisse dieses Vorhabens werden in die Gestaltung des CCS-Rechtsrahmens einfließen.

8. Gesellschaftliche Akzeptanz

Zur Erreichung der gesellschaftlichen Akzeptanz der CCS-Technologien ist es vor allem notwendig, sich kritisch und offen mit den folgenden Punkten auseinanderzusetzen:

- Verringerung des Wirkungsgrades der Kraftwerke durch CO₂-Abscheidung und Speicherung und dadurch bedingte Erhöhung des Brennstoffbedarfs.
- Langzeitsicherheit der CO₂-Speicherung, Risiken bei Leckagen an technischen Anlagen
- Speicherpotenzial in Deutschland und regionale Verteilung der Speichermöglichkeiten

Mit einer sachlichen Information und Kommunikation müssen der breiten Öffentlichkeit die Chancen der CCS-Technologien verdeutlicht und gleichzeitig darauf hingewiesen werden, dass es in Deutschland derzeit um die Analyse der technischen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Machbarkeit dieser Technologielinie mit entsprechenden FuE-Arbeiten und schrittweise umzusetzenden Demonstrationsprojekten geht. Im Hinblick auf Befürchtungen zu den technischen Risiken der Speicherung (z.B. Leckagen an Bohrungen oder Pipelines) kann auf die Vorlage entsprechender Sicherheitskonzepte bei Antragstellung für den Betrieb einer Speicheranlage seitens der Betreiber, die Prüfung dieser durch die entsprechenden Genehmigungsbehörden, dem zu erfolgenden Langzeit-Monitoring und auf die Erfahrungen mit der Erdgasspeicherung in Deutschland verwiesen werden.

Wissenschaftliche Erkenntnisse und die Vermittlung durch Wissenschaftler besitzen einen sehr hohen Stellenwert um Verständnis und Vertrauen für die Erprobung der CCS-Technologien zu schaffen. Dabei kann der Öffentlichkeit folgendes verdeutlicht werden:

- Deutschland wird bei allen Anstrengungen zur Energieeffizienz und zum Ausbau alternativer Energien weiterhin auf fossile Energieträger angewiesen sein.
- Die heimische Braunkohle ist für die mittelfristige Sicherheit der Energieversorgung Deutschlands unverzichtbar. Braunkohle und importierte Steinkohle sichern zudem günstige Grenzkosten für die Stromgrundlast.
- Die anspruchsvollen Klimaschutzvorgaben der Bundesregierung und der EU sowie das Ziel einer sicheren Stromversorgung in Deutschland können die CCS-Technologien zu einer zentralen Option für die künftige Energieversorgung machen, die es lohnt geprüft zu werden.
- Kraftwerkseffizienz, ökonomisch-technisch nutzbares Speicherpotenzial und Langzeitsicherheit der CO₂-Lagerung sind Schwerpunkte entsprechender FuE-Arbeiten.
- Erst bei positiven Ergebnissen aus dem Betrieb der Demonstrationskraftwerke und der FuE-Arbeiten zur CO₂-Speicherung können CCS-Technologien in Deutschland eingeführt werden.

Weiterhin sollte in der Öffentlichkeitsarbeit auf folgende Fakten verwiesen werden:

- CO₂ ist ein nichttoxisches, gesundheitsunschädliches, natürliches, nicht reaktives Gas (Inertgas) und ist als solches bereits in den Gesteinsformationen des tieferen Untergrundes vorhanden. Es findet in vielen Bereichen des täglichen Lebens Verwendung und ist in der ausgeatmeten Luft jedes Menschen zu etwa 5% enthalten.
- CO₂ wird weltweit bereits seit vielen Jahren und an zahlreichen Orten zur Ausbeute-steigerung von Erdöllagerstätten eingesetzt.
- Bei der Speicherung des CO₂ im tiefen Untergrund werden langfristig natürliche Prozesse wie Löslichkeit in Wasser, Mineralbildung, etc. genutzt, die zur dauerhaften Bindung des CO₂ in geologischen Formationen beitragen.
- Im Bereich der Grundlagenforschung werden darüber hinaus neue innovative Konzepte verfolgt (CO₂-Nutzung, Umwandlung und Bindung) die langfristig einen Beitrag zum Klimaschutz bieten können.

Zur Erreichung der öffentlichen Akzeptanz für CO₂-arme Kraftwerke und CO₂-Speicherprojekte ist sowohl seitens der Industrie als auch seitens der Bundesregierung eine Öffentlichkeitsarbeit in allgemeiner Form und an den Standorten der Demonstrationsprojekte im Speziellen gezielt aufzubauen und zu entwickeln. Das BMWi fördert ein Forschungsvorhaben zum Thema „Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von CCS auf nationaler und internationaler Ebene“, das auch einen Informationsaustausch sowohl mit NGOs als auch mit Energieversorgungsunternehmen beinhaltet. Die Wirtschaft hat ein Informationszentrum klimafreundliches Kohlekraftwerk (IZ Klima) ins Leben gerufen, das sich ebenfalls mit Fragen der Information und öffentlichen Akzeptanz von CCS beschäftigt.

9. Wirtschaftliche, technische und ökologische Gesamtbewertung

Fossile Energieträger werden in Deutschland auch mittelfristig zur Stromerzeugung weiter genutzt werden, da erneuerbare Energien selbst bei Verbesserung der Energieeffizienz alleine nicht den Grundbedarf decken werden. Für Deutschland ist die Kohle dabei von besonderer Bedeutung, da heimische Braun- und importierte Steinkohle durch ihre langfristige und krisensichere Verfügbarkeit einerseits einen großen Beitrag für die Sicherung der deutschen Energieversorgung leisten kann. Letzteres ist für die Wettbewerbsfähigkeit großer Teile der deutschen Wirtschaft und somit für Wachstum und Beschäftigung ganz entscheidend. Die anspruchsvollen Klimaschutzvorgaben der Bundesregierung und die langfristige Bedeutung der fossilen Energieträger für Deutschland erfordern deshalb zukünftig sehr große Anstrengungen zur Emissionsminderung und Wirkungsgradsteigerung der fossilen Stromerzeugung. CCS-Technologien sind dabei eine grundlegende Option, die geprüft werden muss.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann noch keine endgültige Einschätzung über die großtechnische Machbarkeit und die Wirtschaftlichkeit dieser Technologien vorgenommen werden, da sich die gesamte Technologielinie noch in einem frühen Forschungs- und Entwicklungsstadium befindet. Wichtige Fragen zur Technik, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit der Verfahren müssen beantwortet werden, bevor über den Einsatz von CCS-Technologien in Deutschland entschieden werden kann. Bisher sind jedoch auch keine wissenschaftlichen und technischen Faktoren bekannt, die einen großtechnischen Einsatz prinzipiell in Frage stellen könnten.

Über 60% der Gesamtkosten der CCS-Technologielinie entfallen nach übereinstimmender Meinung der Fachexperten auf die Abscheidung des CO₂ im Kraftwerksprozess (siehe z.B. EU-Forschungsprojekt GESTCO 2004). Neben den zusätzlichen Anlagenkomponenten spiegeln sich in diesen Kosten vor allem die durch die Abscheidung des CO₂ bedingten Wirkungsgradverluste in den Kraftwerken und der damit bedingte höhere Primärenergieeinsatz wider. Für die Wirtschaftlichkeit von CCS sind deshalb eine weitere Steigerungen der Kraftwerkseffizienz und die Reduzierung von CCS bedingten Wirkungsgradverlusten unverzichtbar. Mit entsprechendem technologischem Fortschritt erscheint es heute möglich, die CCS bedingten Wirkungsgradverluste zukünftig bis auf unter 10 Prozentpunkte und für spezielle Technologielinien sogar bis auf etwa 6 Prozentpunkte zu reduzieren. Eine wesentliche Effizienzsteigerung bei der CO₂-Abscheidung kann z.B. durch den Einsatz von Membrantechnologien zur Luftzerlegung und zur CO₂-Abtrennung erreicht werden.

Die weiteren Kosten der CCS-Technologielinie werden anteilig wie folgt abgeschätzt: 15% für Kompression des abgetrennten CO₂, 10% für den Transport und ca. 15% für die Speicherung in geologischen Formationen. Insgesamt variieren die Abschätzungen für CO₂-Vermeidungs-

kosten durch CCS aufgrund der sehr verschiedenen Anwendungsfälle und der unterschiedlichen technischen Gegebenheiten sehr stark. Dies widerspiegelt sich auch in den Kostenabschätzungen der IEA (2004/2006) mit Bandbreiten der Kosten von 100 US \$/tCO₂ bis zu Nettoerlösen von 40 US \$/tCO₂ bei speziellen EOR Projekten. Im Rahmen des europäischen Forschungsprojektes GESTCO wurden für sechs verschiedene Anlagentypen mit drei verschiedenen Abscheideverfahren auf der Grundlage des heutigen technischen Entwicklungsstandes Durchschnittskosten von 56 €/tCO₂ ermittelt. Zu den Kosten für den Transport und die Speicherung können derzeit folgende Grundaussagen getroffen werden:

- Die Kosten für den Pipelinebau sind vergleichbar mit denen des Pipelinebaus und -betriebs für Kohlenwasserstoffe, sie liegen in der Größenordnung zwischen 2 und 8 US\$ für den Transport in einer Pipeline von 250 km Länge, je nachdem für welche Kapazität die Pipeline ausgelegt wurde (Durchmesser zwischen 20 und 80 cm), wie aufwändig der Pipelinebau an die Topographie angepasst werden muss und welche Abschreibungszeiträume unterstellt werden.
- Die Kosten für die Erschließung von CO₂-Lagerstätten werden vergleichbar sein mit den Erschließungskosten von Kohlenwasserstoff-Lagerstätten. Die Gesamtkosten sind auch hier nur schwer als Durchschnittswert anzugeben, da diese letztlich von den lokalen Gegebenheiten abhängen und damit projektspezifisch sind. Als groben Richtwert nennt der IPCC Sonderbericht Größenordnungen von 2 bis 12 US\$/t CO₂.
- Die Kosten für die Langzeitbeobachtung und ein entsprechendes Sicherheits-Monitoring sind derzeit schwer zu beziffern, weil diese Technologien entweder noch zu entwickeln mindestens aber gezielt weiter entwickelt werden müssen. Die Kostenangaben im IPCC Sonderbericht von 0,2 bis 0,8 US\$/t CO₂ erscheinen diesbezüglich sehr optimistisch.

Experten des vom BMWi geförderten COORETEC-Forschungsprogramms gehen bei den CCS-Gesamtkosten für Kohlekraftwerke derzeit von 50-70 € pro Tonne CO₂ aus. Um die Wirtschaftlichkeit der CCS-Verfahren zu erreichen, müssen die Gesamtkosten am Ende der FuE-Phase ein Niveau erreichen, welches eine Refinanzierung über die eingesparten CO₂-Emissionen möglich macht. Bei entsprechenden technologischen Anstrengungen und Entwicklungen wird eine Senkung dieser Kosten auf 20 bis 30 € als optimistisch, aber möglich eingeschätzt.

Im Hinblick auf zukünftig verfügbare CCS-Technologien sind für neu zu bauende Kraftwerke die Möglichkeiten zur Komplettierung dieser Anlagen im Sinne einer „capture ready“-Strategie (siehe IEA, 2006) zu berücksichtigen. Allerdings müssen sich die entsprechenden Pläne aufgrund des frühen FuE-Stadiums der Technologie auf ein mögliches technologisches CCS-Grundkonzept und den Nachweis der Verfügbarkeit von entsprechenden Flächen für den zukünftigen Bau von CCS-Anlagen am jeweiligen Kraftwerksstandort beschränken.

Bei positiven Ergebnissen der FuE-Arbeiten und einem Erfolg der Demonstrationskraftwerke sowie der Speicherprojekte können Technologien zur Verfügung stehen, die zukünftig zu einer signifikanten Reduzierung der globalen Emissionen aus fossilen Energieträgern führen. Neben den Potenzialen für den Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutz würde dies für Deutschland auch Exportchancen von Klimaschutztechnologien eröffnen und damit in Deutschland entsprechende Potenziale für Wachstum und Beschäftigung bieten. Ökonomische Anreize zur Realisierung der CCS-Technik müssen über das europäische Emissionshandelssystem erfolgen.

10. Perspektiven und Forschungsförderung

Ziel der EU ist es, die Entwicklung einer weitestgehend CO₂-freien Verstromung von Kohle und anderer fossiler Brennstoffe so weit voranzutreiben, dass diese Technologien nach 2020 in großem Maßstab eingesetzt werden können. Die EU-Kommission arbeitet deshalb intensiv an der Rechtsrichtlinie und wirkt darauf hin, CCS ab 2020 verbindlich für neue Kohlekraftwerke festzuschreiben. In diesem Zusammenhang hat die Kommission, basierend auf Empfehlungen der Technologieplattform ZEP (Zero Emission Fossil Fuel Power Plants) vorgeschlagen, bis 2015 bis zu zwölf großtechnische Demonstrationskraftwerke mit Technologien zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) zu errichten und zu fördern.

Die Bundesregierung und die deutsche Industrie unterstützen diese Zielsetzung der EU, insbesondere auch den Vorschlag zu den Demonstrationskraftwerken, und beteiligen sich aktiv daran, dieses Ziel so früh wie möglich zu erreichen. Für den zweiten Klima-Forschungsgipfel am 16. Oktober 2007 wird eine gemeinsame Protokollerklärung der Bundesregierung und der Industrie zur Entwicklung von CCS-Technologien vorbereitet. Die Bundesregierung wird den EU-Vorschlag, CCS ab 2020 verbindlich für neue Kohlekraftwerke vorzuschreiben, ernsthaft prüfen. Sie weist allerdings ausdrücklich darauf hin, dass eine zeitliche Verbindlichkeit von CCS erst dann beschlossen werden soll, wenn die technische, wirtschaftliche und umweltverträgliche Machbarkeit der gesamten CCS-Technologielinie mit den Demonstrationskraftwerken und den Demonstrationsprojekten zur langfristig sicheren Tiefenspeicherung von CO₂ nachgewiesen worden ist.

Im fünften und sechsten Forschungsrahmenprogramm der Europäischen Union wurden die ersten CCS-Projekte mit insgesamt mehr als 100 Mio. € gefördert. Für das 7. Forschungsrahmenprogramm, das für den Zeitraum 2007 bis 2013 gilt, hat die Europäische Kommission angekündigt, knapp 500 Mio. € für die Förderung von CCS auszugeben. Die Generaldirektion Forschung unterstützt die Entwicklung von CCS als eine europäische Schlüsseltechnologie innerhalb der „Zero Emission Power Platform“ ZEP. Die Europäische Investitionsbank hat angekündigt, eine Milliarde Euro zur Förderung von CCS und anderen Großtechnologien, die

innerhalb der Europäischen Forschungsplattformen gefördert werden, bereit zu stellen und die Kommission erwägt, zusätzlich einen Betrag in der gleichen Größenordnung bereit zu stellen.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, mit einer ausgewogenen Energiepolitik in den nächsten Jahrzehnten die Emissionen von Treibhausgasen zu verringern, Energieeinsparpotenziale zu mobilisieren sowie durch einen Energiemix die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen durch den Ausbau erneuerbarer Energien zu verringern. Die Exportchancen für die Technologien erneuerbarer Energien sowie umweltschonender und effizienter Nutzung fossiler Brennstoffe bedeuten auch ein großes Potenzial für die Schaffung von Arbeitsplätzen in Deutschland. Vorausschauende Hochschul- und berufliche Ausbildung sowie die Förderung von Nachwuchswissenschaftlern werden zur Sicherung dieses zukünftig wachsenden Fachkräftebedarfs deshalb besonders wichtig sein. Um seine Spitzenstellung in diesen Technologiebereichen auszubauen, ist eine langfristige Förderung von Grundlagenforschung und anwendungsorientierter Forschung notwendig.

Im europäischen Rahmen wird die Einführung von CCS-Technologien vor allem von Großbritannien, Norwegen, den Niederlanden und teilweise auch von Frankreich besonders unterstützt. Diesen Ländern ist gemeinsam, dass sie über starke Öl- und Gasunternehmen verfügen, die Know-how in der CO₂-Speicherung besitzen und ein Interesse an der Nachnutzung ihrer Lagerstätten in der Nordsee als CO₂-Speicher bzw. der Nutzung von CO₂ zur Ausbeuteerhöhung der Lagerstätten haben. Die bestehende Infrastruktur (Pipelinenetze u. a.) könnte zumindest teilweise dafür genutzt werden. Weiterhin besteht bei diesen Unternehmen das Interesse die Abscheidung von CO₂ aus natürlichem Erdgas (z.B. bei LNG- oder H₂-Projekten) weiter auszubauen. Die genannten Länder versprechen sich insofern von der Einführung der CCS-Technologien neben den Klimaschutzeffekten ökonomische Vorteile im Vergleich zu anderen europäischen Staaten. Großbritannien und Norwegen verfügen über ein beträchtliches Speicherpotenzial unterhalb des Meeresbodens in Kohlenwasserstofflagerstätten und salinaren Aquiferen im tiefen Untergrund der Nordsee. In Norwegen und Frankreich sind bereits Firmen gegründet worden, welche die Geschäftsbereiche zwischen CCS-Technologien und Kohlenwasserstoff-Industrie besetzen sollen.

Außerhalb Europas werden intensive Anstrengungen zur Entwicklung von CCS-Technologien vor allem in Australien, Kanada und den USA unternommen. Auch diese Länder verfügen durch ihre finanzstarken Erdöl- und Erdgasfirmen bereits über Erfahrungen mit der CO₂-Speicherung und gleichzeitig über große technisch nutzbare Speicherpotenziale. Deutschland ist international führend in vielen Bereichen moderner Kraftwerkstechnologien. Mit dem Projekt CO₂SINK in Ketzin erfolgt die erste Speicherung von CO₂ im Festlandsbereich Europas in Deutschland. Dieses Projekt wird somit einen wichtigen Beitrag liefern, um zu den oben

genannten Erfahrungsträgern hinsichtlich der Entwicklung langfristig sicherer Speicherpotenziale in tiefen Aquiferen aufzuschließen. Mit dem Projekt Altmark kann darüber hinaus in der zweitgrößten Erdgaslagerstätte Europas ein beachtliches CO₂-Speicherpotenzial erschlossen werden.

Der G8-Gipfel von Heiligendamm hat wichtige Ergebnisse im Bereich Klimaschutz und Energieeffizienz erbracht. Insbesondere haben alle G8-Partner einschließlich der USA anerkannt, dass die UN-Konvention zum Klimaschutz das richtige Forum zur Lösung des globalen Problems ist und dass eine umfassende Vereinbarung für ein Post-Kyoto-Regime alle maßgeblichen Emittenten einschließen muss. Vor diesem Hintergrund haben die G8 auf ihrem Gipfel auch entschieden, Entwicklung und Einsatz von CCS zu beschleunigen (Schwerpunkte in den nationalen FuE-Anstrengungen setzen, verstärkte internationale Technologiekooperation, Know-how Transfer). Daneben soll die Schaffung der notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen und die Initiativen der IEA und des CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum) unterstützt werden. Die Regierungen werden aufgefordert, Konzepte für eine wachsende Zahl größerer Demonstrationsprojekte für den kommerziellen Einsatz nachhaltiger Kraftwerkstechnologien auf Basis fossiler Brennstoffe zu entwickeln. Die Wirtschaft ist aufgefordert, bei der Planung neuer Kraftwerke Vorkehrungen für mögliche CCS-Nachrüstungen zu berücksichtigen.

11. Handlungsempfehlungen

Die Sicherung der deutschen Energieversorgung und die Erreichung der Klimaschutzziele erfordern sowohl eine Forcierung der FuE-Arbeiten zur Steigerung der Kraftwerkseffizienz als auch zur Entwicklung von CCS-Technologien. Dies wird mit den Beschlüssen des G8-Gipfels von Heiligendamm und mit den Ergebnissen des ersten Klima-Forschungsgipfels sowie des dritten nationalen Energiegipfels vom 3. Juli 2007 sehr deutlich herausgestellt.

CCS ist eine neue Klimaschutztechnologie, die in das Portfolio der CO₂-Minderungs- und Energietechniken aufzunehmen ist. Dabei sind allerdings hohe Anforderungen an die langfristige Sicherheit und Dichtheit der Speicherstätten einzuhalten. Insbesondere vor dem Hintergrund der in Deutschland und weltweit noch existierenden weit reichenden Kohlevorkommen ist es wichtig, eine Technologie, die die Nutzung von Kohle mit den Erfordernissen des Klimaschutzes vereinbar macht, voranzutreiben.

Die Bundesregierung strebt daher eine „No-Regret-Strategie“ für CCS an, welche die Potenziale der CCS-Technologien voll entwickelt und gleichzeitig alle bereits heute verfügbaren technischen Möglichkeiten zur Verringerung der CO₂-Emissionen realisiert. Ziel der Bundesregierung ist es durch geeignete Rahmenbedingungen und die Förderung von FuE die Entwicklung und Erprobung der CCS-Technologien inklusive der sicheren CO₂-Speicherung bis

2020 zur Marktreife zu bringen. Unter Berücksichtigung des laufenden 5. Energieforschungsprogramms ergeben sich daraus folgende Handlungsempfehlungen für die Bundesregierung:

1. Die Bundesregierung setzt sich für eine zügige Erarbeitung der rechtlichen Rahmenbedingungen für CCS auf europäischer Ebene ein und wird eine rasche Umsetzung auf nationaler Ebene gewährleisten.
2. Die Bundesregierung unterstützt nachdrücklich, dass mindestens zwei bis drei der bis zu 12 EU-weit geplanten Demonstrationskraftwerke in Deutschland realisiert werden. Sie wird dies der EU-Kommission vorschlagen, entsprechende EU-Förderungen empfehlen und sich für eine detaillierte und transparente wissenschaftliche und fachliche Begleitung der ersten CO₂-Speicherprojekte auf nationaler und EU-Ebene einsetzen.
3. Die Bundesregierung fordert die Aufnahme von CCS in das europäische Emissionshandelsystem sowie die Einbeziehung in das Post-Kyoto-Regime.
4. Auf nationaler Ebene werden die Demonstrationsprojekte der gesamten CCS-Technologie- linie von der Abtrennung bis zur Tiefenspeicherung des CO₂ durch die notwendige Begleit- forschung in den jeweiligen Programmen der Ressorts unterstützt und somit eine detaillierte und transparente wissenschaftliche Begleitung dieser Projekte gewährleistet.
5. Mit der Ausrichtung auf zukunftsfähige Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen müssen die laufenden FuE-Aktivitäten weiter intensiviert werden. Die anwendungsorientierten FuE- Anstrengungen werden mit dem FuE-Programm „Leuchtturm COORETEC“ weiter voran- getrieben. Sie zielen auf das gesamte Spektrum innovativer Kraftwerkstechnologien einschließlich der CO₂-Abscheidung und des Transports ab.
6. Da die langfristig sichere CO₂-Speicherung für die Einführung von CCS-Technologien eine zentrale Voraussetzung ist, sind die Arbeiten in der Grundlagenforschung sowie der standortbezogenen Begleitforschung in Deutschland auszubauen. Dafür werden mit den deutschen Know-how-Trägern in Forschungseinrichtungen (z.B. GeoForschungsZentrum Potsdam, Umweltforschungszentrum Leipzig), Universitäten, Bundes- und Landesbehörden (z.B. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Umweltbundesamt, Geologische Dienste der Länder) sowie mit den Anlagenbetreibern und Anlagenbauern im Rahmen des GEOTECHNOLOGIEN-Programms geeignete Verbünde geschaffen.
7. Die Bundesregierung ist der Auffassung, dass zwischen dem Forschungsprojekt zu CO₂- Speicherung in Ketzin mit 30.000 t CO₂/Jahr und den Demonstrationskraftwerken von RWE, Vattenfall Europe und E.ON mit etwa 1-3 Millionen t CO₂/Jahr mindestens zwei standort- bezogene Speicherprojekte (z.B. Erdgaslagerstätte Altmark und ein noch zu bestimmender tiefer Aquifer) als Zwischenschritt zur Demonstration einer sicheren CO₂-Speicherung gemeinsam mit der Wirtschaft initiiert werden sollten.

8. Untersuchungen der in Deutschland und der EU vorhandenen geeigneten geologischen Formationen für die CO₂-Speicherung und die Quantifizierung ihrer technisch nutzbaren Speicherpotenziale werden schneller vorangebracht. Hierzu bedarf es einer Präzisierung im Rahmen der Erstellung einer Übersicht über vorhandene Speichermöglichkeiten und CO₂-Quellen (Source-Sink-Matching). Um auch international belastbare Aussagen machen zu können, setzt sich die Bundesregierung dafür ein, die hierfür notwendigen Methoden auch international zu harmonisieren und damit Vergleichbarkeit und Belastbarkeit der Aussagen herzustellen.
9. Die Bundesregierung strebt im Raumordnungsgesetz eine Regelung an, die dem Bund die Kompetenz einräumt, in Raumordnungsplänen verbindliche Festlegungen für raumbedeut-same Planungen und Maßnahmen für die Realisierung von CCS-Projekten zu treffen.
10. Im Bereich der Grundlagenforschung begonnene zukunftsweisende Forschungsarbeiten zur Nutzung, Umwandlung sowie zur chemischen und biologischen Fixierung von CO₂ sollen im Rahmen des GEOTECHNOLOGIEN-Programms weiterhin gefördert werden. Diese innova-tiven Ansätze im Bereich neuer Technologien könnten langfristig weitere Lösungsansätze für die CO₂-Entsorgung ergeben. Darüber hinaus ist zu prüfen, wie mit der Erprobung neuer Techniken die Grundlagen für eine weitere Reduzierung der CO₂-Emissionen erreicht werden kann.
11. Der mit dem Energie- und Klimaschutzpaket vom 10. Januar 2007 vorgelegte Vorschlag der EU-Kommission, CCS ab dem Jahr 2020 für alle neuen Kraftwerke in der EU obligatorisch einzuführen, ist ernsthaft zu prüfen. Dabei wird die Bundesregierung darauf hinweisen, dass eine zeitliche Verbindlichkeit von CCS erst dann beschlossen werden soll, wenn die technische, wirtschaftliche und umweltverträgliche Machbarkeit der gesamten CCS-Technologielinie mit den Demonstrationskraftwerken und den Demonstrationsprojekten zur langfristig sicheren Tiefenspeicherung von CO₂ nachgewiesen worden ist.
12. Die Bundesregierung wird gemeinsam mit Wirtschaft und Wissenschaft dafür Sorge tragen, die öffentliche Akzeptanz für die Entwicklung der CCS-Option in Deutschland durch gezielte Information und Öffentlichkeitsarbeit zu erreichen. Dafür ist gemeinsam mit der Wissen-schaft und der Industrie ein Basiskonzept zu entwickeln und an den konkreten Standorten eine spezielle Öffentlichkeitsarbeit aufzubauen.