

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Einleitung zum Evaluierungsbericht	4
1.1 Klimawandel.....	4
1.2 Einführung in die erfassten Technologien.....	4
1.3 Historie CCS-Gesetz.....	5
1.4 Gesellschaftliche Akzeptanzfrage.....	6
1.5 Inhalte des vorliegenden Evaluierungsberichts.....	6
2 Anwendung des CCS-Gesetzes bzw. des KSpG in Deutschland	7
2.1 Rechtslage in Deutschland nach KSpG.....	7
2.2 Umsetzung des Gesetzes.....	7
3 Technische Fortschritte und wissenschaftliche Erkenntnisse in Deutschland und weltweit	9
3.1 Abscheidung.....	9
3.2 Transport.....	10
3.3 Speicherung.....	11
3.3.1 Überwachungstechnologien.....	12
3.3.2 Speicherung in offenen Aquiferen.....	13
3.3.3 Aquifermanagement zur Druckentlastung von Aquiferspeichern.....	13
3.3.4 Speicherung in gelöster Form.....	13
3.3.5 Speicherung und Mineralisierung in Basalt.....	14
3.3.6 Speichersicherheit, Druckaufbau, unkonsolidierte Sedimente.....	14

	Seite
3.4 CO ₂ -Nutzung.....	15
3.4.1 CCU	15
3.4.2 CCUS	16
3.5 Forschungsprojekte zur gesamten Prozesskette	17
3.6 Neue Forschungsergebnisse zum Klimawandel.....	18
4 Internationale Erfahrungen	20
4.1 Die großen laufenden Projekte.....	20
4.2 Länderübersichten zu Politik, Rechtslage und CCS-Praxis	23
4.2.1 Norwegen.....	23
4.2.2 Vereinigtes Königreich	23
4.2.3 Niederlande.....	24
4.2.4 Kanada	24
4.2.5 USA	25
4.2.6 Australien.....	25
4.2.7 China.....	26
4.2.8 Japan	27
4.2.9 Arabische Staaten.....	27
5 Internationale Zusammenarbeit und Notwendigkeit einheitlicher Standards.....	28
5.1 Internationale Zusammenarbeit: Gremien.....	28
5.2 ISO-Normen.....	29
6 Europäische Zusammenarbeit	31
6.1 Rechtsrahmen KOM: RL 2009/31/EG.....	31
6.2 Förderprogramme	31
6.3 Europäische Strategien.....	32
6.4 Europäische Kooperationen	32
6.5 Verbundforschungsprogramme, Wiss. Austausch und EU-Konferenzen	32
6.6 Übersicht über europäische Netzwerke zu CCS	32
7 Umweltauswirkungen	34
7.1 Rohstoffseitige Umweltauswirkungen	34
7.2 Mögliche Auswirkungen der CO ₂ -Abscheidung	34
7.3 Mögliche Auswirkungen beim CO ₂ -Transport	35
7.3.1 Pipeline-Transport.....	35
7.3.2 Schiffstransport	36
7.4 Mögliche Auswirkungen der Speicherung.....	36
7.5 Natürliche Analoga für Leckagen	38

	Seite
8	Wirtschaftliche Auswirkungen 40
9	Möglicher Beitrag von CCS zu Klimaschutz, Energieversorgung, Industrieproduktion 41
9.1	Umfang des bisherigen Einsatzes 41
9.2	Voraussetzungen für den zukünftigen Einsatz von CCS 41
9.3	Erwarteter Umfang von CCS für künftige Energieerzeugung und Industrieproduktion..... 44
9.3.1	Energieerzeugung 44
9.3.2	Industrieproduktion..... 46
9.3.3	Negative Emissionen 48
10	Zusammenfassung der Ergebnisse und darauf aufbauend Vorschlag gesetzgeberischer Maßnahmen 49
10.1	Forschung und Entwicklung zu CCS und CCU in Deutschland im europäischen und internationalen Vergleich..... 49
10.1.1	CCS..... 49
10.1.2	CCU 49
10.2	Wissenschaftliche Erkenntnisse zu CCS/CCU; Szenarien für die Anwendung der Technologien 50
10.2.1	CCS..... 50
10.2.2	CCU 50
10.3	Gesellschaftliche, rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für CCS und CCU in Deutschland 50
10.3.1	CCS..... 50
10.3.2	CCU 51
10.4	Handlungsoptionen zum Umgang mit CCS und CCU in Deutschland 51
11	Quellenangaben 52

1 Einleitung zum Evaluierungsbericht

Dieser Bericht beschreibt nationale und internationale Erfahrungen zur Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (engl.: Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS) seit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG) im August 2012¹.

1.1 Klimawandel

Der Klimawandel schreitet weiter fort. Neun der zehn global wärmsten Jahre seit Beginn der Messungen wurden in diesem Jahrhundert beobachtet; das zehntwärmste Jahr war 1998 (NOAA 2018). Aus wissenschaftlicher Sicht besteht kein Zweifel, dass anthropogene Treibhausgasemissionen die Hauptursache der beobachteten Erwärmung seit Mitte des 20. Jahrhunderts sind (vgl. IPCC 2014). Mittlerweile wird die menschengemachte Erwärmung auf etwa 1 Grad Celsius beziffert (IPCC 2018). Mit den nach dem Pariser Klimaabkommen von den Staaten vorzulegenden „Nationally Determined Contributions“ würde eine Begrenzung der Globalen Erwärmung auf maximal 1,5 Grad Celsius in diesem Jahrhundert nicht gelingen (IPCC 2018). Dieser Wert würde voraussichtlich zwischen 2030 und 2052 überschritten. Erhebliche zusätzliche Anstrengungen zur Minderung der Treibhausgasemissionen sind bis 2030 erforderlich um die international vereinbarten Ziele zu erreichen (UNEP 2018). Erste Kippunkte des irdischen Klimasystems wurden überschritten. 2016 traten neue Witterungsereignisse auf, deren Intensität außerhalb der natürlichen Variabilität der klimatologischen Referenzperiode (1961 bis 1990) (s. 3.6) lagen. Zahlreiche extreme Witterungsereignisse der letzten Jahre sind durch den Klimawandel beeinflusst. In der Naturkatastrophenbilanz der Münchener Rückversicherung erscheint 2017 aufgrund einer Serie von Hurrikanen als das Jahr mit den höchsten versicherten Schäden (Münchener Rück 2018).

Angesichts der jetzt schon feststellbaren Änderungen und der auch für Deutschland zu erwartenden dramatischen Auswirkungen des Klimawandels ist eine erhebliche Verstärkung der Anstrengungen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen dringend erforderlich, sonst könnten heutige Extremereignisse im Laufe des Jahrhunderts zum Normalfall werden und „die in Zukunft weiterhin zu erwartenden Extremereignisse würden unseren heutigen Erfahrungshorizont übersteigen“ (Hübner et al. 2017).

In der zweiten Hälfte des Jahrhunderts könnte es laut IPCC erforderlich werden, das seit Beginn der Industrialisierung zunehmend in der Atmosphäre angereicherte Kohlendioxid wieder daraus zu entfernen (IPCC 2018). Ein potenzieller Ansatz hierfür ist, der Atmosphäre CO₂ mittels Abscheideanlagen direkt zu entziehen, sog. DACCS (Direct Air Capture and CCS); die Technologie wird derzeit in Pilotprojekten getestet (vgl. 3.1). Die bisherigen Szenarien zur Erreichung negativer Emissionen stützen überwiegend auf BECCS, energetische Biomassenutzung mit CCS, zum Teil auf andere Technologien bzw. Maßnahmen wie Aufforstung. Bei der BECCS-Technologie wird CO₂ aus der Verbrennung von Biomasse abgeschieden und im Untergrund gespeichert (Rockström et al. 2017); im industriellen Maßstab wird BECCS bei der Ethanolherstellung bereits in Illinois/USA praktiziert. Die mögliche Verfügbarkeit von Technologien, die zu „negativen Emissionen“ führen können, darf keine Legitimation zum Aufschub dringend erforderlicher Emissionsminderungen sein, denn bis zum etwaigen großflächigen Einsatz dieser Technologien könnte aufgrund von Rückkopplungen im Erdsystem die Klimaänderung unumkehrbar geworden sein (vgl. 3.6).

1.2 Einführung in die erfassten Technologien

In diesem Bericht wird vor allem die Abscheidung von CO₂ aus Punktquellen, die mehr als 100.000 Tonnen CO₂ pro Jahr emittieren, betrachtet. Für kleinere, dezentrale Quellen wird die großtechnische Abscheidung aus infrastruktureller und ökonomischer Sicht derzeit nicht als sinnvoll erachtet (Finkenrath et al. 2015). Anlagen zur großtechnischen Entfernung von CO₂ aus Gasströmen mittels Aminwäsche sind seit langem im Einsatz und erprobt, z. B. an Raffinerien. Die Anlagen wurden für die CO₂-Abscheidung optimiert. Ebenfalls erprobt wurden Verfahren zur Verbrennung mit Sauerstoff (anstatt von Luft) und die Abscheidung von CO₂ bei der integrierten Vergasung von festen Brennstoffen. Etliche neue Verfahren mit Adsorptionsmitteln, chemische Kreislaufprozesse mit Feststoffen oder die Abscheidung mittels Membranen sind in der Entwicklung. Mit diesen neuen Verfahren hofft man, den hohen Energiebedarf der Abscheideanlagen und damit auch die Kosten verringern zu können.

¹ Der Bericht ist auf Grundlage von Vorarbeiten der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe entstanden.

Soll CO₂ dauerhaft im geologischen Untergrund gespeichert werden, kommen gut durchlässige, poröse Gesteine in Frage, die von undurchlässigen Gesteinen überlagert werden, die ein Entweichen des gespeicherten CO₂ verhindern. In Deutschland sind dies vor allem Sandsteine in erschöpften Erdgaslagerstätten und tiefe, von Salzwasser erfüllte Gesteinsschichten (salinare Aquifere). Die Speichereigenschaften der Gaslagerstätten sind gut bekannt; deren Deckschichten haben Erdgas über Jahrtausende im Untergrund zurückgehalten. Aus der Dichtheit von Lagerstätten gegenüber Kohlenwasserstoffen kann nicht automatisch die Eignung als CO₂-Speicher gefolgert werden. Die Eignung muss für jeden Speicherstandort nachgewiesen werden. Dabei sind u.A. mögliche Reaktionen des CO₂-Stroms mit dem Barrieregestein zu untersuchen und bewerten (EASAC 2013). Andererseits sind durch die Förderung des Erdgases mittels Tiefbohrungen Wegsamkeiten durch die Deckschichten geschaffen worden, die im Falle der CO₂-Speicherung wieder dauerhaft verschlossen werden müssten. Bohrungen zur Förderung von Kohlenwasserstoffen sind häufig nicht auf den Kontakt mit sauren Fluiden ausgelegt, der sowohl bei den Metallrohren als auch bei Verfüllzementen zu Korrosion führen kann. Zum dauerhaften Verschluss müssen spezielle Techniken angewandt werden, die u. U. auf spezielle geologische Gegebenheiten angewiesen sind (Schmitz 2011). Für saline Aquifere, die nicht Gegenstand der Kohlenwasserstoffexploration waren, müssen die Speichereigenschaften aufwendiger erkundet und nachgewiesen werden. Die Deckschichten sind meist nicht durch Altbohrungen beeinträchtigt worden. Die Speicherung von CO₂ in salinaren Aquiferen nimmt mehr Raum ein als die Speicherung in erschöpften Lagerstätten, da das Salzwasser aus den Speicherstrukturen heraus in die umgebenden Gesteine verdrängt oder entnommen werden muss. Für kleinere, industrielle CO₂-Quellen ist zukünftig auch die Speicherung von CO₂ in gelöster Form denkbar, zum Beispiel in Kombination mit Geothermieanlagen. Das würde weitere Speicheroptionen in Gebieten ermöglichen, die bisher im Gemeinschaftsforschungsprojekt der Geologischen Dienste „Speicher-Kataster Deutschland“ (Müller & Reinhold 2011) nicht als untersuchungswürdig eingestuft und erfasst wurden.

Neben der Speicherung von CO₂ wird auch dessen stoffliche Nutzung und Verwertung (CCU, Carbon Capture and Utilisation) direkt oder unter Umwandlung in andere Verbindungen, weiterentwickelt. Ebenso, wie die Abscheidung von CO₂ erfordert dessen Umwandlung den Einsatz von Energie. Bei einigen Nutzungen, wie bei der Injektion in erschöpfte Lagerstätten zur Ausbeutesteigerung verbleibt ein Teil des CO₂ im Untergrund (CSEGR oder EOR, Enhanced Gas oder Enhanced Oil Recovery). Bei der Treibhausgasbilanz müssen jedoch auch die aus diesen Lagerstätten geförderten Kohlenwasserstoffe berücksichtigt werden, die direkt oder nach der Verbrennung wieder in die Atmosphäre gelangen.

Andere Formen der Nutzung binden CO₂ im Vergleich zur dauerhaften Speicherung nur recht kurzfristig. Je nach Lebensdauer des jeweiligen CCU-Produkts kann das CO₂ dabei Tage oder Wochen (synthetische Kraftstoffe) bis hin zu Jahren (z. B. Polymere) oder Jahrzehnte bzw. Jahrhunderte gespeichert werden (z. B. in Baustoffen wie Zement).

1.3 Historie CCS-Gesetz

Die Europäische Kommission hat 2005 eine Arbeitsgruppe zum Thema „Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid“ ins Leben gerufen, die prüfen sollte, ob sich CCS als Klimaschutzmaßnahme eignet. Die Arbeitsgruppe forderte einen Rechtsrahmen für die CCS-Technologie, der mit der Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid vom 23. April 2009 bereitgestellt worden ist. Die Richtlinie ist am 12. Juni 2009 in Kraft getreten.

Im April 2009 verabschiedete die Bundesregierung einen ersten Entwurf für ein CCS-Gesetz, der die großtechnische Anwendung der CCS-Technologie, insbesondere die unterirdische Kohlendioxidspeicherung, in Deutschland ermöglicht hätte. Nachdem erste Unternehmensaktivitäten zur CO₂-Speicherung auf großen Widerstand in der Bevölkerung gestoßen waren, verschob die Bundesregierung die Umsetzung der EU-Richtlinie in die nachfolgende Legislaturperiode.

In der 17. Legislaturperiode legte die Bundesregierung einen neuerlichen CCS-Gesetzesentwurf vor, der im Unterschied zum vorherigen Entwurf auf die Erprobung und Demonstration der unterirdischen Kohlendioxidspeicherung beschränkt sein sollte. Inhaltlich unterschied sich der Entwurf zur Vorversion vor allem durch die Begrenzung der CO₂-Speichermenge. Zudem hätten Anträge auf Kohlendioxidspeicher innerhalb einer inzwischen abgelaufenen Frist gestellt werden müssen. Insbesondere die vor allem auch in den Ländern kontrovers diskutierte „Länderklausel“, wonach die Länder die Kohlendioxidspeicherung nur in bestimmten Gebieten für zulässig oder in bestimmten Gebieten für unzulässig erklären können, konnte erst im Vermittlungsverfahren abschließend formuliert werden. Nach einem langwierigen Gesetzgebungsverfahren trat das Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid am 24. August 2012 in Kraft. Artikel 1 des Gesetzes ist das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, kurz KSpG.

Von der Länderklausel haben die Länder Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein Gebrauch gemacht und die Kohlendioxidspeicherung für ihr Landesgebiet vollumfänglich ausgeschlossen. (NKSpG vom 14.7.2015, KSpG SH vom 27.4.2014, KSpAusschlG M-V vom 30. Mai 2012). Die Bremische Bürgerschaft hat 2010 beschlossen, dass Anträge auf unterirdische Kohlendioxidspeicherung und auf den Bau von Kohlendioxidleitungen durch das Land Bremen zu versagen sind (Beschlussprotokoll der Bremer Bürgerschaft vom 20.05.2010). Der Landtag Brandenburg hat sich ebenfalls gegen eine Speicherung von CO₂ ausgesprochen, solange es keine bundeseinheitlichen Regelungen gibt (Landtag Brandenburg, Drucksache 5/7843).

1.4 Gesellschaftliche Akzeptanzfrage

Die Arbeiten des Projekts AUGÉ machen deutlich, dass die wissenschaftlich-technischen Aspekte der CO₂-Speicherung zwar notwendig für eine Umsetzung, aber nicht hinreichend sind. Ziel des Projekts AUGÉ war es, den aktuellen Stand der nationalen Forschung auf dem Gebiet der geologischen CO₂-Speicherung auf Grundlage der abgeschlossenen GEOTECHNOLOGIEN Projekte zu analysieren, die Forschungsergebnisse der in den Jahren 2005 bis 2014 in drei Förderphasen vom BMBF geförderten 33 Projekte zusammenzufassen und so aufzubereiten, dass diese als Arbeitsbasis für die Umsetzung der im Kohlendioxid-Speichergesetzes (KSpG) definierten Kriterien zur Sicherheit und Genehmigung von Erprobungs- und Demonstrationsanlagen genutzt werden können (Geotechnologien 2018).

In Deutschland gab es bisher insgesamt vier Vorhaben mit dem Ziel der Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen. Nur in einem davon, dem Vorhaben in Ketzin unter Leitung des GFZ, erfolgte tatsächlich eine Injektion von CO₂ in den Untergrund. Die Vorhaben von RWE (Nordfriesland) und Vattenfall (Ostbrandenburg) wurden beendet, ohne dass die geologische Erkundung des Untergrunds durchgeführt beziehungsweise zu Ende geführt wurde; im Rahmen des Verbundforschungsprojektes CLEAN wurden in der Altmark zahlreiche Forschungsarbeiten durchgeführt, aber kein CO₂ gespeichert. Die Betrachtung zur Akzeptanz der vier Vorhaben im Rahmen des Projekts CCS-Chancen in den jeweiligen Regionen ergab, dass bis auf das Ketziner Vorhaben alle auf Widerstand bei Bürgern der Region als auch Vertretern verschiedener gesellschaftlicher Gruppen stießen (Geotechnologien 2018).

Die Analyse der vier Fälle ergab, dass Kommunikation und Information zu den Vorhaben nicht zwingend zu Akzeptanz geführt hat. Grundsätzlich waren die vier Vorhaben unterschiedlich geplant – das Vorhaben in Ketzin war stets zeitlich und von der Menge des injizierten CO₂ eindeutig begrenzt und Forschungsinteressen standen im Mittelpunkt, eine Forschungsinstitution koordiniert das Projekt. Möglicherweise erleichterte dies, die Akzeptanz vor Ort zu erzielen. Die anderen drei Vorhaben waren entweder unmittelbar (Nordfriesland, Ostbrandenburg) oder potenziell (Altmark) auf eine großvolumige CO₂-Speicherung ausgelegt. Zudem spielten in diesen drei Vorhaben Industrieakteure, denen häufig misstraut wird, eine dominantere Rolle: So standen mit RWE in Nordfriesland und Vattenfall in Ostbrandenburg Akteure aus dem Bereich Kohleverstromung im Vordergrund; in der Altmark prägten GDF SUEZ und Vattenfall neben dem GFZ als Wissenschaftsinstitution das Vorhaben. Letzteres führte aber, anders als in Ketzin, nicht dazu, dass Akzeptanz für das Vorhaben in der Region bestand (Geotechnologien 2018).

Jedoch werden die Auswirkungen des Klimawandels immer offensichtlicher und sind mehr und mehr auch in Deutschland in den Medien und im Bewusstsein der Bevölkerung präsent, wodurch eine gesamtgesellschaftliche Diskussion um den Weg zur Erreichung der Treibhausgasneutralität angestoßen und die Akzeptanz der CO₂-Speicherung erhöht werden könnte (s. auch Acatech 2018).

1.5 Inhalte des vorliegenden Evaluierungsberichts

In diesem Bericht werden die Erfahrungen zu den im § 44 genannten Themen zur Anwendung des KSpG, sowie die national und international gewonnenen Erkenntnisse der Forschung und der industriellen Praxis zu Abtrennung, Transport, (Nutzung) und Speicherung von CO₂ seit Inkrafttreten des Gesetzes im Jahr 2012 zusammengefasst. Der Bericht stellt den aktuellen Stand der Technik sowie den Umsetzungsstand der CCS-Technologie in den auf diesem Gebiet führenden Ländern dar und beschreibt darüber hinaus die Strukturen der europäischen und internationalen Zusammenarbeit. Der Bericht befasst sich ferner mit den Umweltauswirkungen der CCS-Technologie sowie den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für CCS. Auf dieser Grundlage werden die Randbedingungen für die mögliche zukünftige Anwendung von CCS oder Teilen der CCS-Prozesskette in Deutschland aufgezeigt und erörtert. Die gesammelten Erkenntnisse werden abschließend einer zusammenfassenden Abwägung zur Zukunft von CCS, CCUS und CCU in Deutschland unterzogen, aus der sich mögliche Handlungsempfehlungen ergeben.

2 Anwendung des CCS-Gesetzes bzw. des KSpG in Deutschland

2.1 Rechtslage in Deutschland nach KSpG

Das KSpG enthält die Voraussetzungen für die Untersuchung des Untergrunds auf seine Eignung für die Kohlendioxidspeicherung sowie für die Planfeststellung eines Kohlendioxidspeichers. Die Planfeststellung unterliegt strengen umweltrechtlichen Voraussetzungen; insbesondere darf der Plan nur dann festgestellt werden, wenn der Kohlendioxidspeicher das Allgemeinwohl nicht beeinträchtigt, seine Langzeitsicherheit gewährleistet ist, keine Gefahren für Mensch und Umwelt hervorgerufen werden können und die erforderliche Vorsorge – bei Demonstrationsspeichern ist dies der Stand von Wissenschaft und Technik – gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt getroffen wird. Mit dem Antrag auf Planfeststellung müssen ein Sicherheitsnachweis, ein Überwachungskonzept, ein Stilllegungs- und Nachsorgekonzept sowie die Umweltverträglichkeitsprüfung vorgelegt werden. Das KSpG beinhaltet darüber hinaus auch die Rechtsgrundlage für die Planfeststellung für Kohlendioxidleitungen sowie die Voraussetzungen für den Anschluss und Zugang Dritter zu Kohlendioxidspeichern und Leitungen.

Anders als die Richtlinie 2009/31/EG schafft das deutsche KSpG lediglich eine Grundlage für die Demonstration der Kohlendioxidspeicherung anhand einiger weniger Speicherprojekte. Nach § 2 Absatz 2 KSpG ist die jährliche Speichermenge an CO₂ sowohl im Hinblick auf einen einzelnen Kohlendioxidspeicher als auch im Hinblick auf eine Gesamtmenge im Bundesgebiet begrenzt. Pro Speicher dürfen jährlich nicht mehr als 1,3 Mio. Tonnen CO₂ gespeichert werden, bundesweit darf die jährliche Speichermenge von 4 Mio. Tonnen CO₂ nicht überschritten werden. Mit dieser Menge hätten ca. drei mittelgroße Speicherprojekte in Deutschland realisiert werden können.

Ferner hat das KSpG neben der Mengengrenze auch eine Frist für die Anträge eingeführt. Anträge auf Untersuchung sowie Errichtung und Betrieb eines Kohlendioxidspeichers hätten bis zum 31. Dezember 2016 gestellt werden müssen. Diese Befristung gilt nicht für Anlagen zur Abscheidung oder zum Transport von Kohlendioxid, insoweit können daher weiterhin Anträge gestellt werden. Abscheideanlagen sind gemäß Art. 7 des CCS-Artikelgesetzes genehmigungsbedürftige Anlagen nach Nr. 10.4 Anhang 1 der 4. BImSchV.

2.2 Umsetzung des Gesetzes

Anträge auf Untersuchung oder Errichtung eines Kohlendioxidspeichers: Ein Antrag auf die Untersuchung oder die Errichtung und den Betrieb eines Kohlendioxidspeichers ist bisher nicht gestellt worden. Ein dahingehender Antrag ist wegen Ablaufs der Frist am 31.12.2016 derzeit nicht mehr möglich.

Anträge für CO₂-Abscheideanlagen: Anlagen zur Abscheidung von Kohlendioxid können weiterhin beantragt und bei Vorliegen der Voraussetzungen für genehmigungsbedürftige Anlagen nach BImSchG in Verbindung mit der 4. BImSchV genehmigt werden.

Anträge für Kohlendioxidleitungen: Anträge auf die Errichtung und den Betrieb von Kohlendioxidleitungen sind bisher nicht gestellt worden. Eine Frist gilt für diese Anträge nicht. Allerdings müsste möglicherweise eine konkretisierende Rechtsverordnung für die Errichtung und den Betrieb von Kohlendioxidleitungen geschaffen werden.

CCS-Readiness: Gemäß § 14 der 13. BImSchV (Art. 33 der RL 2009/31/EG, Art. 8 des CCS-Gesetzes) muss derjenige, der eine Anlage zur Erzeugung von Strom mit einer elektrischen Nennleistung von 300 MW oder mehr betreiben, ändern oder erweitern möchte, prüfen, ob geeignete Kohlendioxidspeicher oder der Zugang zu Kohlendioxidleitungen technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar sind. Sind diese Voraussetzungen erfüllt, muss auf dem Betriebsgelände eine hinreichend große Fläche für die Nachrüstung mit Abscheideanlagen vorgehalten werden. Bisher haben fünf Antragsteller die erforderliche Prüfung vorgenommen und trotz gegenteiliger Feststellungen die für eine etwaige Nachrüstung mit Abscheideanlagen erforderlichen Flächen auf ihrem Betriebsgelände freigehalten.

Forschungsspeicher: Nach der Definition des § 37 ist der vom Deutschen GeoForschungsZentrum GFZ in Potsdam vormals betriebene und mittlerweile stillgelegte Speicher in Ketzin ein sog. Forschungsspeicher. Allerdings ist der Speicher nach den Voraussetzungen des Bergrechts genehmigt worden, so dass das KSpG gemäß der Übergangsvorschrift in § 45 Abs. 5 nicht anzuwenden ist.

Potenzialanalyse und Bewertung: Das KSpG sieht nach § 5 eine Analyse und Bewertung der Potenziale für die dauerhafte Speicherung im geologischen Untergrund Deutschlands vor, die vom BMWi in Einvernehmen mit BMU zu erstellen ist. Vorbereitende Untersuchungen sind von der BGR sowie vom UBA zu leisten, eine Analyse und Bewertung nach § 5 KSpG ist noch nicht erfolgt.

Die BGR hat seit Inkrafttreten des Gesetzes Potenzialabschätzungen vorgenommen und die Möglichkeiten konkurrierender (geothermischer) Nutzungen analysiert (Schulz et al. 2013). Zusammen mit den Geologischen Diensten der Norddeutschen Bundesländer werden seit 2014 die zur Bewertung erforderlichen geologischen Grundlagen in Form eines dreidimensionalen Strukturmodells des Norddeutschen Beckens erarbeitet. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten weist der Untergrund Norddeutschlands große Speicherpotenziale auf (s. 7.2). Die Modellierungsarbeiten sind noch nicht abgeschlossen. Neben der Charakterisierung des Untergrundes werden Analysen und Informationen zu den im Untergrund vorhandenen Formationswässern systematisch in einer Datenbank gesammelt und in ein Fachinformationssystem integriert. Die Bewertung geowissenschaftlicher Daten, die in der Literatur, bei Unternehmen oder den Staatlichen Geologischen Diensten vorhanden sind, ist aufwendig und die Abschätzung der Ungewissheiten schwierig. Entsprechend ist eine sorgfältige Einzelfallprüfung und Bewertung der Daten vor Übernahme in die Datenbank erforderlich.

Register: § 6 des Gesetzes schreibt die Erstellung und Führung eines öffentlich zugänglichen Registers vor. Seit Inkrafttreten des Gesetzes sind keine Kohlendioxidleitungen und Kohlendioxidspeicher beantragt, genehmigt und gebaut worden. Die BGR hat ein Konzept für ein Register erstellt. Rechtsverordnungen zur Registerführung sind seit Inkrafttreten des Gesetzes nicht erstellt worden. Die BGR tauscht sich mit dem UBA zum Stand der Arbeiten aus.

Wissensaustausch: Mangels Genehmigungen für Anlagen zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von CO₂ hat ein formeller Wissensaustausch zwischen Speicherbetreibern untereinander und mit der Wissenschaft, wie von § 40 KSpG ursprünglich vorgesehen, nicht stattgefunden. Dennoch gab es einen Austausch über wissenschaftliche und technische Erkenntnisse in Deutschland sowie international, insbesondere im Rahmen von Verbundforschungsprojekten, Statuskonferenzen der Förderprogramme, Gremien und Fachkonferenzen. Eine Auswahl an Foren ist nachfolgend aufgelistet:

- COORETEC. Das vom BMWi-geförderte Programm „CO₂-Reduktionstechnologien (COORETEC) zur Kraftwerksforschung sowie zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ finanzierte insbesondere Verbundprojekte zur Abscheidung, aber auch zur Speicherung von CO₂. In Arbeitsgruppen und auf internationalen Konferenzen wurden Ergebnisse diskutiert und in zahlreichen Fachartikeln publiziert.
- Flexible Energieumwandlung. Seit dem Frühjahr 2017 ist das COORETEC-Programm in dem Forschungsnetzwerk „Flexible Energieumwandlung“ aufgegangen, in dem über die Erforschung und Entwicklung von CO₂-Vermeidungstechnologien gemeinsam von Vertretern der Industrie und der Wissenschaft diskutiert und beraten wird.
- Geotechnologien. Im Rahmen des BMBF-geförderten Geotechnologien-Programms wurden bis 2014 Verbundprojekte zur CO₂-Speicherung in Deutschland gefördert, deren Ergebnisse in Statuskonferenzen vorgestellt und in Sonderbänden veröffentlicht wurden. (u. a. Kühn & Münch 2013)
- GEO:N. Seit 2015 fördert das BMBF Fragestellungen zur Erkundung und Nutzung unterirdischer Geosysteme im Rahmen des Fachprogramms „GEO:N – Geoforschung für Nachhaltigkeit“, deren Ergebnisse ebenfalls in Statuskonferenzen vorgestellt und diskutiert werden.
- Acatech. Im Rahmen des Projekts „Technische Wege zur Dekarbonisierung in der Industrie“ veranstaltete die Deutsche Akademie für Technikwissenschaften mehrere Workshops bei denen Experten aus unterschiedlichen Themenfeldern die zukünftigen Potenziale von CCUS Technologien diskutierten und bewerteten und in einem gemeinsamen Abschlussbericht öffentlich präsentierten (Acatech 2018).

3 Technische Fortschritte und wissenschaftliche Erkenntnisse in Deutschland und weltweit

In diesem Bericht werden die vielfältigen wissenschaftlichen Erkenntnisse und technischen Fortschritte zur CCUS-Prozesskette summarisch dargestellt und herausragende Projekte exemplarisch erläutert.

3.1 Abscheidung

Weltweit sind aktuell 18 großmaßstäbliche Anlagen zur CO₂-Abscheidung in Betrieb, die zusammen eine jährliche Kapazität zur Abscheidung von 32,1 Mio. Tonnen CO₂ besitzen (GCCSI 2018). In den meisten dieser Anlagen wird das CO₂ im Rahmen bestimmter Industrieprozesse abgeschieden, z. B. bei der Erdgasaufbereitung, der Düngemittelherstellung oder der Wasserstoffproduktion (Dampf-Methanreformierung). Die CO₂-Abscheidung bei der Stahl- und Eisenherstellung erfolgt derzeit im Abu Dhabi CCS Project am Stahlwerk der Emirates Steel Industries, VAE. Zwei Anlagen scheiden CO₂ aus Rauchgasen von Kohlekraftwerken mittels Aminwäsche ab (Block eines Kohlekraftwerks Boundary Dam, Kanada (139 MW); Block eines Kohlekraftwerks W. A. Parish, USA, (240 MW)).

Verschiedene Technologien zur Abscheidung von CO₂ aus Kraftwerksrauchgasen (Schwerpunkte: Post-Combustion Capture (PCC), insbesondere Aminwäschen) und Oxyfuel-Verfahren) wurden sowohl in Deutschland als auch weltweit in den letzten 10 bis 15 Jahren intensiv erforscht, um die Effizienz der Abscheidung zu steigern und damit die Kosten und den Energiebedarf zu reduzieren. Forschungsaktivitäten wurden auf verschiedenen Skalen – vom Labormaßstab bis zur Pilotanlage – durchgeführt. Beispiele für installierte größere Pilotanlagen und Testzentren weltweit sind das Technology Centre Mongstad in Norwegen (PCC), das Callide Oxyfuel Project in Australien (Oxyfuel), das National Carbon Capture Center in den USA (PCC) und die Pilot-scale Advanced Capture Technology (PACT)-Anlage im Vereinigten Königreich (PCC). In Deutschland wurden Pilotanlagen an den Kraftwerken Schwarze Pumpe (Vattenfall/Linde; Oxyfuel; Betrieb bis 2014), Niederaußem (RWE/Linde; PCC), Wilhelmshaven (Uniper/FLUOR; PCC; in Betrieb bis 2014), Staudinger (Uniper/Siemens; PCC; in Betrieb bis 2013) und Heilbronn (EnBW/atea Anlagentechnik GmbH; PCC, in Betrieb bis 2014) errichtet. Alternative Abscheideverfahren wie z. B. das Chemical Looping oder die Anwendung von Membranverfahren wurden in Deutschland bislang nur im Technikumsmaßstab bzw. in kleineren Pilotanlagen, z. B. an der TU Darmstadt, untersucht. Die Auslegung einer größeren Chemical-Looping-Pilotanlage zur Anbindung an ein Steinkohle- oder Braunkohlekraftwerk waren Gegenstand des EU-geförderten Forschungsprojektes SCARLET. Markewitz et al. (2017) ordnen der CO₂-Abscheidung an Kraftwerken ein Technology Readiness Level (TRL) von 7 (Test eines System-Prototyps im realen Einsatz) zu. (Das höchste TRL ist 9, System funktioniert in operationeller Umgebung.)

In den letzten Jahren wurde auf europäischer Ebene verstärkt die CO₂-Abscheidung an Anlagen aus energieintensiven Industriezweigen und solchen mit prozessbedingten CO₂-Emissionen, wie z. B. der Stahlherstellung und der Zementproduktion, erforscht. Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte wurden und werden auf unterschiedlichen Skalen sowohl neue Technologien zur CO₂-Abscheidung bzw. -Emissionsvermeidung als auch Optionen zur Nachrüstung bestehender Industrieanlagen untersucht (z. B. in den Projekten CemCap (Zement), STEPWISE (Stahl), FReSMe (Stahl), LEILAC (Zement), CLEANKER (Zement)). Im BMBF-geförderten Projekt Carbon2Chem wird aktuell die Umwandlung der in Hüttengasen aus der Stahlproduktion enthaltenen Kohlenstoffverbindungen (vor allem CO und CO₂) in Grundchemikalien erforscht. Dazu wird u. a. ein Technikum am Stahlwerk-Standort Duisburg errichtet. Zudem wird die CO₂-Abscheidung an Geothermieanlagen erprobt (z. B. auf Island (Projekt CarbFix) sowie in Kroatien (NER300-Projekt GEOTHERMAE)). Insgesamt bewerten Markewitz et al. (2017) den Entwicklungsstand der CO₂-Abscheidung aus Industrieprozessen (außer Düngemittel-, Wasserstoffproduktion oder Erdgas-Prozessierung) mit einem TRL von 2-4 (Beschreibung der Anwendung einer Technologie bis Versuchsaufbau im Labor).

Ein weiterer Ansatz zur CO₂-Abscheidung besteht darin, CO₂ durch geeignete Verfahren direkt aus der Luft abzuscheiden (sog. Direct Air Capture/DAC). Als erstes Unternehmen bietet die Schweizer Firma Climeworks AG derartige Anlagen kommerziell zur CO₂-Gewinnung aus der Luft an. In Deutschland wird aktuell z. B. im Rahmen der BMBF-Fördermaßnahme CO₂Plus im Projekt CORAL an der Verbesserung von Materialien (auf Basis monolithischer Polymere bzw. Zellulosefasergewebe) zur CO₂-Absorption aus Luft gearbeitet. Ein großer Nachteil der DAC-Technologie ist die im Vergleich zu CO₂-Strömen aus Rauchgasen oder industriellen Prozessen sehr geringe CO₂-Konzentration der Luft, die den Durchsatz großer Luftvolumina zur Abscheidung signifikanter CO₂-Mengen erfordert. Der Energiebedarf für die Abscheidung in Form von Elektrizität und Wärme sowie der Kühlwasserbedarf sind hoch (z. B. Smith et al. 2016). Die Climeworks-Anlage in Zürich kann bis zu 900 Tonnen CO₂ pro Jahr abscheiden. Alleine für die Abscheidung der CO₂-Menge, die im Sleipner-Feld ge-

speichert wird, wären 1.000 solcher Anlagen erforderlich. Zudem müsste das CO₂ aus vielen dezentralen Anlagen vor dem Transport zu einer Speicherstätte eingesammelt werden. In der Zukunft sind auch größere Anlagen denkbar. Die Kosten von DAC werden auf bis zu 1.000 US-Dollar/Tonne CO₂ geschätzt (House et al. 2011), variieren aber sehr stark je nach Quelle und Annahmen (Ishimoto et al. 2017).

3.2 Transport

In Nordamerika sind in den letzten 40 Jahren eine Vielzahl von CO₂-Pipelines errichtet und betrieben worden, um CO₂ zu Ölfeldern zu transportieren, wo es zur Ausbeutesteigerung (Enhanced Oil Recovery/EOR) der Lagerstätten eingesetzt wird. Die Gesamtlänge der installierten CO₂-Pipelines beträgt rund 4.500 Kilometer (NETL 2015). Weltweit werden insgesamt CO₂-Pipelines mit einer Länge von ca. 6.500 Kilometer betrieben (IEAGHG 2013a). Aufgrund dieser langjährigen und umfangreichen Betriebserfahrungen bewerten Markewitz et al. (2017) den Entwicklungsstand des CO₂-Pipeline-Transports insgesamt mit einem TRL von 9 (System funktioniert in operationeller Umgebung). Das in 2014 in den nordamerikanischen Pipelines transportierte CO₂ stammte jedoch zu 80 Prozent aus natürlichen CO₂-Lagerstätten (NETL 2015), da das CO₂ zur Ausbeutesteigerung sehr rein muss. Es enthält ggf. Begleitstoffe mit reduzierenden Eigenschaften, wie z. B. H₂, CO oder CH₄. Erfahrungen mit dem Transport von CO₂-Strömen geringerer Reinheit und insbesondere mit Begleitstoffen mit säurebildenden und oxidierenden Eigenschaften (z. B. O₂, SO_x, NO_x), die aus Kraftwerksrauchgasen mit abgetrennt werden, gibt es dagegen wenig. Die TRL-Wertung von Markewitz et al. 2017 berücksichtigt dies nicht. Daher wurden mögliche Auswirkungen solcher Begleitstoffe (oder „zwangsläufiger Beimengungen“) auf den Transport, Injektion und Speicherung in den letzten Jahren in verschiedenen EU-geförderten und BMWi-geförderten Projekten untersucht (s. u. und s. 3.5.). Die ISO-Norm 27913:2016 weist daraufhin, dass Begleitstoffe im CO₂-Strom negative Auswirkungen auf die Pipelineintegrität haben können und daher Maximalwerte für die Begleitstoffanteile als Teil des (projektspezifischen) Pipelinedesignprozesses festzulegen sind.

Beim Pipeline-Transport von CO₂-Strömen unter hohen Drücken sind einige Unterschiede zum Erdgastransport zu beachten, da CO₂ in der Pipeline i. d. R. als Fluid hoher Dichte vorliegt und andere Fluideigenschaften aufweist als Erdgas. Um die Risikoabschätzung und -bewertung möglicher CO₂-Austritte aus Pipelines unter hohem Druck in dicht bevölkerten Gegenden oder im marinen Bereich zu verbessern und z. B. Sicherheitsabstände zwischen Pipeline und bebauten Flächen zu definieren, wurden in den letzten Jahren diverse Großversuche zum Pipelineversagen im realen Maßstab durchgeführt (z. B. von National Grid und DNV GL auf der Spadeadam Test Site, Vereinigtes Königreich). Neben nationalen Regelwerken und Richtlinien (z. B. Code of Federal Regulation (CFR) Teil 195, USA; Standard CSA Z662 der Canadian Standards Association, Kanada; Recommended Practice DNV-RP-F104, Europa) ist seit 2016 die ISO Norm 27913 „Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems“ verfügbar.

Insgesamt sind aktuell weltweit deutlich weniger Forschungsaktivitäten zum CO₂-Transport als zur CO₂-Abscheidung und -Speicherung zu verzeichnen (Markewitz et al. 2017). Es werden spezielle Fragestellungen, z. B. zur Korrosion metallischer Werkstoffe durch unreines CO₂, Anwendungsfragen und der CO₂-Transport in komplexen Pipelinenetzen untersucht. Zur Beantwortung der Anwendungsfragen soll eine Pipeline-Versuchsanlage (COOTRANS als Teil der European CCS Laboratory Infrastructure (ECCSEL)) in Laqc, Frankreich, gebaut werden. In Deutschland wurden in den letzten Jahren insbesondere mögliche Auswirkungen verschiedener Begleitstoffe beim Pipeline-Transport von CO₂ erforscht. Hierbei standen sowohl die mögliche Säurebildung im CO₂-Strom und die damit ggf. einhergehende Korrosion metallischer Werkstoffe wie auch die Beeinflussung der Pipeline-Auslegung durch verschiedene Begleitstoffe im Fokus (Verbundprojekte COORAL und CLUSTER).

Zur Kosteneinsparung und um die Nutzung der CCS-Technologie auch in Gebieten ohne geologische Speichermöglichkeiten zu ermöglichen, wird der Transport größerer CO₂-Ströme, die sich durch Bündelung der in einer Region abgetrennten CO₂-Ströme ergeben, über längere Distanzen diskutiert. Hierfür wird der Aufbau einer überregionalen Transportinfrastruktur, ggf. inklusive Möglichkeiten zur Zwischenspeicherung des CO₂, benötigt. Zusätzlich zur Bündelung der CO₂-Ströme verschiedener Emittenten wird die Verteilung des transportierten CO₂ von Knotenpunkten (Hubs) aus auf verschiedene geologische Speicher bzw. in ein Speicherfeld (z. B. im Nordseegebiet; Brownsort et al. 2015) in Erwägung gezogen. Planungsszenarien zur Zusammenführung von CO₂-Strömen verschiedener Emittenten, dem Transport über längere Distanzen und der Injektion in geeignete Speicher(-felder) wurden u. a. für verschiedene Gebiete Europas aufgestellt (z. B. Nordische Länder – Projekt NORDICCS; Nordseeraum – Projekt GATEWAY sowie North Sea Basin Task Force (2017), Westlicher Mittelmeerraum – Projekt COMET). Für den Nordseebereich ist momentan eine EU-Förderung für vier Infrastrukturmaßnahmen zum grenzübergreifenden CO₂-Transport (sog. Project of Common Interest, PCI; s. auch 6.2)

beantragt. Für den Transport gesammelter CO₂-Ströme aus Deutschland wäre dann z. B. die Nutzung der geplanten Knotenpunkte in Eemshaven oder Rotterdam (Niederlande) möglich. In dem BMWi-geförderten Projekt CLUSTER wird aktuell erforscht, wie die Auslegung eines größeren Pipelinenetzes erfolgen kann und was darüber hinaus zu beachten ist, wenn CO₂-Ströme mit unterschiedlicher Zusammensetzung und variierendem Massenstrom dahinein eingespeist werden sollen.

Als Alternative zum Pipelinetransport wird der Transport von flüssigem CO₂ per Schiff diskutiert (z. B. Neele et al. 2017). Welche Transportoption – Schiff oder Pipeline – kostengünstiger ist, hängt u. a. von der Transportentfernung ab. In Europa werden bereits kleinere Mengen an industriell hergestelltem, flüssigem CO₂ auf kleinen Schiffen ($\leq 1500 \text{ m}^3$) für die Nahrungsmittel- und Getränkeproduktion transportiert. Für den Schiffs-transport im Rahmen von CCS-Projekten werden neben den Schiffen Anlagen zur CO₂-Verflüssigung und ggf. Zwischenspeicher sowie Anlagen/Plattformen für den Umschlag und die CO₂-Injektion benötigt. Im Rahmen der beantragten PCI (Projects of Common Interest der EC, DG Energy) ist ein CO₂-Transport per Schiff im Nordseegebiet (Niederlande, Vereinigtes Königreich und Norwegen) geplant. In Norwegen soll ab dem Jahr 2023/2024 CO₂ an zwei Industrieanlagen (Müllverbrennungsanlage, Zementwerk) im Großraum Oslo abgeschieden und per Schiff an die Westküste Norwegens gebracht werden, um von dort nach Zwischenspeicherung über eine kurze Pipeline zur Injektionsstelle im marinen Bereich weitertransportiert zu werden. Dort soll das CO₂ unterhalb des Meeresbodens gespeichert werden.

Alternativ zum Pipelinetransport von CO₂ auf dem Festland wird in einigen Planungsszenarien der CO₂-Transport per Binnenschiff, per Bahn oder per Lkw betrachtet. Zu diesen Transportoptionen sind aktuell keine Forschungsaktivitäten oder konkrete Berücksichtigungen in kommerziellen Projekten oder Demonstrationsprojekten bekannt. Der Transport von CO₂ in Tank- und Kesselwagen ist industrielle Praxis.

3.3 Speicherung

Die geologische Speicherung von CO₂ wird weltweit praktiziert – von kleinen Pilotprojekten bis hin zu großmaßstäblichen CCS Projekten und unter verschiedenen geologischen Rahmenbedingungen. Die meisten der derzeit 18 großmaßstäblichen Speicherprojekte nutzen CO₂ zur Erhöhung der Ausbeute von Erdöllagerstätten (CO₂-Enhanced Oil Recovery) – nur vier dieser Projekte verfolgen ausschließlich das Ziel der CO₂-Speicherung. (Tab. 1 dieser Bericht, GCCSI 2018). Neben solchen Speicherprojekten werden in einer Vielzahl von nationalen und internationalen Forschungsprojekten verschiedene Fragestellungen zur Speicherung eingehender untersucht. Markewitz et al. (2017) ordnen der CO₂-Speicherung ein TRL von 6 zu.

Das bisher einzige CO₂-Speicherprojekt in Deutschland ist der westlich von Berlin gelegene Pilotspeicher Ketzin. Von Juni 2008 bis August 2013 wurden ca. 67 Tausend Tonnen CO₂ in einen porösen Sandstein in einer Tiefe von 630 bis 650 m gespeichert (GFZ 2018). Das Speicherprojekt wurde durch zahlreiche nationale und internationale Forschungsprojekte begleitet (z. B. CO₂SINK, CO₂CARE, CO₂MAN, COMPLETE), die u. a. die Prozesse im geologischen Untergrund und die Ausbreitung des CO₂ in der Speicherformation während der Injektions- und der Postinjektionsphase untersuchten. Eine wesentliche Aufgabe war die Entwicklung und Erprobung verschiedener geophysikalischer und geochemischer Überwachungsmethoden (z. B. Liebscher et al. 2012, Bergmann et al. 2016, Lüth et al. 2017).

Die geologische Speicherung von CO₂ ist am Standort Ketzin demonstriert worden. Die eingesetzten Überwachungsmethoden sind getestet worden; die räumliche Ausdehnung des CO₂ konnte abgebildet werden. Es wurde damit gezeigt, dass eine Überwachung einer CO₂-Speicherstätte möglich ist. Weiterhin konnten die durchgeführten numerischen Simulationen das Verhalten des CO₂ im Speicher wiedergeben (Liebscher et al. 2012, Bergmann et al. 2016, Lüth et al. 2017).

Neben den Forschungsaktivitäten am Standort Ketzin gab es in der jüngeren Vergangenheit noch viele weitere nationale Forschungsprojekte in Deutschland zur geologischen CO₂-Speicherung. So hatte beispielsweise das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) im Rahmen des Sonderprogramms „Geotechnologien“ von 2005 bis 2014 über 30 Verbundprojekte gefördert, die die Voraussetzungen für eine sichere und dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ untersucht hatten. Nach Geotechnologien (2018) wurde eine Analyse und Zusammenfassung der Ergebnisse dieser Projekte im Geotechnologien-Projekt AUGER erstellt.

Die BGR erforscht seit dem Jahr 2000 verschiedene Fragestellungen der CO₂-Speicherung und hat sich dazu an vielen Forschungsprojekten beteiligt. Die Forschungsaktivitäten der BGR umfassen z. B. die Bewertung von Speichermöglichkeiten in Deutschland und Europa, die Untersuchung von geochemischen Wechselwirkungen im Speicherkomplex anhand von Laborexperimenten oder durch numerische Simulationen, das Entwickeln und Erproben von Methoden zur Überwachung von CO₂-Speichern, und die Untersuchung von möglichen Umweltauswirkungen anhand natürlicher Analoga (Lokationen mit natürlich vorkommenden CO₂-Austritten).

Auch andere Institutionen in Deutschland, wie z. B. Universitäten beteiligen sich an der CCS-Forschung. Die folgenden Kapitel geben eine Übersicht über Forschungsgebiete zu CO₂-Speicherung.

3.3.1 Überwachungstechnologien

Jeder Speicherstandort muss überwacht werden, um die Wirksamkeit und Sicherheit der CO₂-Speicherung zu gewährleisten. Die Überwachungsstrategie muss dabei an die Bedingungen eines Standortes angepasst werden. Es steht eine Vielzahl an Überwachungstechnologien für die CO₂-Speicherung auf dem Festland oder im marinen Bereich zur Verfügung, um für unterschiedliche Überwachungsaufgaben geeignete standortspezifische Überwachungsstrategien entwickeln zu können. Zum Teil sind es am Markt etablierte Technologien, die z. B. bereits in der Erdöl- und Erdgasförderung eingesetzt werden; zum Teil wurden neue Technologien entwickelt, die an realen CO₂-Speicherstandorten im Feldeinsatz getestet und optimiert werden konnten. Die Erprobung von Überwachungsmethoden in Pilotspeichern sowie insbesondere in großmaßstäblichen CO₂-Speicherprojekten wie z. B. Sleipner, Snøhvit oder Weyburn hat wesentlich dazu beigetragen, dass große Fortschritte auf diesem Gebiet erzielt worden sind (Jenkins et al. 2015). Bewährte Technologien sind u. a. diverse seismische Verfahren (sowohl von der Oberfläche aus oder auch zwischen Bohrlöchern), geoelektrische Verfahren, Schwerefeldmessungen, Druck- und Temperatursensoren in Bohrungen, Fluid- und Gasprobenentnahme an der Erdoberfläche und in Tiefbohrungen, die Nutzung chemischer Tracer, Radarinterferometrie (InSAR) und andere Fernerkundungsverfahren per Flugzeug oder Satellit, autonome Unterwasserfahrzeuge zur Überwachung von Speichern unter dem Meeresboden. Wegen der besonders sensiblen Meeresumwelt, insbesondere der Meeresräuger, sollten nur Verfahren verwandt werden, die keine negativen Auswirkungen auf die Meeresumwelt haben. Marine seismische Arbeiten können beispielsweise durch professionelle Walbeobachter begleitet werden.

Pilot- bzw. Demoprojekte unterscheiden sich nicht nur in der Größenordnung von großmaßstäblichen industriellen CO₂-Speichern, die unter anderen Bedingungen betrieben werden. Monitoring dient bei Letzteren der Betriebsführung und der Erfüllung der Anforderungen der Speichergenehmigung, wohingegen bei Forschungsspeichern redundante Überwachungsverfahren zwecks Methodenvergleich eingesetzt werden und über die Ansprüche an den sicheren Speicherbetrieb hinausgehen können. Die Güte einer standortspezifischen Überwachungsstrategie hängt von der Wahl der geeigneten Methoden und der Intensität der Überwachung ab. Austretendes CO₂ an einer identifizierten Leckagestelle zu quantifizieren, ist mit sorgfältig gewählten Überwachungsverfahren möglich. Es kann hingegen eine große Herausforderung sein, auf einem Gebiet von mehreren Zehner Quadratkilometern eine kleinräumige Leckage überhaupt zu detektieren und zu lokalisieren. Insbesondere in dicht besiedelten Gebieten müsste die Überwachung entsprechend engmaschig ausgelegt werden. Die Kosten dafür wären sehr hoch. Viele der großmaßstäblichen CO₂-Speicherprojekte – aber auch kommerzielle CO₂-EOR Projekte – sind in z. T. sehr dünn besiedelten Regionen (USA., Kanada, Australien, marine Gebiete) angesiedelt und verfolgen eine relativ weitmaschige Überwachung von geringer Intensität, die mit den Sicherheitsanforderungen in dicht besiedelten Regionen, wie z. B. in Mitteleuropa, kaum zu vergleichen ist.

Weiterhin ist die Speichersicherheit und -überwachung auch im Sinne des Emissionshandels von entscheidender Bedeutung. Hier ist einerseits ein kontinuierliches, qualitatives Monitoring des Speichers zu implementieren, um festzustellen, ob sich die eingespeicherten CO₂-Mengen auch im Speicherkomplex befinden. Zusätzlich ist außerdem ein quantitatives Monitoring vorzuhalten, um mögliche Leckagen im Sinne der Vorgaben des Emissionshandels (Europäische Kommission 2011b) mengenmäßig unter Einhaltung der vorgegebenen Unsicherheitsschwellen zu erfassen. Darüber hinaus ist im Falle von Leckagen festzulegen, wie das Emissionsberichts-korrektur- und Sanktionierungsverfahren für den zuvor im Rahmen des Emissionshandels begünstigten Anlagenbetreiber durchzuführen ist.

Die Überwachung der Forschungsspeicher in Otway und Ketzin, sowie des Speichers im Sleipnerfeld ergaben, dass mit den eingesetzten Überwachungsmethoden CO₂-Massen von wenigen tausend Tonnen im Untergrund mit geophysikalischen Methoden nachgewiesen werden können. Da die Auflösungsgenauigkeit von Überwachungstechnologien begrenzt und die Messwerte mit Unsicherheiten behaftet sind, ist auch die Bestimmung der gesamten injizierten Kohlendioxidmenge im Speicherkomplex mit Unsicherheiten behaftet (NETL 2017).

Zur Auswahl geeigneter Überwachungsmethoden und deren Einsatz für die verschiedenen Überwachungsaufgaben im Rahmen von standortspezifischen Überwachungsplänen sind verschiedene Vorschläge gemacht worden (z. B. Europäische Kommission 2011b, Rütters et al. 2013, NETL 2017). Diese Vorschläge könnten sowohl von Antragstellern zur Konkretisierung ihrer Überwachungspläne (z. B. Tucker et al. 2013), als auch von Genehmigungsbehörden zur Formulierung ihrer Anforderungen an die Speicherüberwachung genutzt werden. Generelle Anforderungen an die Speicherüberwachung werden auch in ISO 27914:2017 beschrieben (s. 5.2).

3.3.2 Speicherung in offenen Aquiferen

Für große CO₂-Speicher auf dem deutschen Festland kämen Speicherstrukturen, die aufgrund ihres geometrischen Aufbaus die räumliche Ausdehnung der CO₂-Fahne lateral begrenzen, in Betracht. International wird auch eine Speicherung in hydraulisch offenen, lateral weit aushaltenden Speicherschichten unter der Bezeichnung „migration assisted trapping“ (MAT) diskutiert. Eine Voraussetzung dafür ist, dass die Speicherschichten, ebenso wie in einer Speicherstruktur, flächendeckend von Barrierschichten überlagert werden. Das injizierte CO₂ kann nicht vertikal durch die Barriere entweichen, es kann jedoch lateral unterhalb der Barriere entlangwandern, insbesondere bei schwach geneigten Speicherschichten. Im Laufe der Zeit löst sich das CO₂ nach und nach im Formationswasser; das mit CO₂-gesättigte Formationswasser besitzt eine höhere Dichte als CO₂-freies Formationswasser und tendiert dazu nach unten zu sinken (Lösungsrückhalt). Entlang des Migrationsweges der CO₂-Fahne bleibt außerdem aufgrund von Kapillarkräften in feinen Poren ein kleiner Teil des Fluids dauerhaft im Porenraum haften (residualer Rückhalt). Mit fortschreitender Zeit nimmt die Wirksamkeit beider Rückhaltmechanismen zu, das Risiko eines Entweichens von CO₂ aus der Speicherformation nimmt ab.

Die CO₂-Fahne kann sich, bevor das CO₂ vollständig im Formationswasser gelöst oder residual im Porenraum gebunden ist, lateral über Zehnerkilometer ausbreiten. Über solche Entfernungen sind Aquifere teils sehr heterogen aufgebaut; ebenso können zahlreiche geologische Störungen vorhanden sein, die als mögliche Migrationswege für CO₂ bis in oberflächennahe Bereiche dienen könnten. Heterogenitäten und Störungen können bei der Exploration geeigneter Speicherregionen nicht sämtlich im Detail erfasst und bewertet werden. Die Prognose der Ausbreitung der CO₂-Fahne ist daher mit Unsicherheiten verbunden. Die Speicherung in offenen Aquiferen ist nur für dünn besiedelte oder unbewohnte Regionen (z. B. in Teilen der USA, Kanadas und Australiens) eine Option.

In Australien ist die Speicherung in offenen Aquiferen ohne Barrieren, die eine räumliche Ausdehnung der CO₂-Fahne vertikal begrenzen, für das „South West Hub Project“ geplant (Sharma et al. 2017). Im Perth Becken soll CO₂ in einen geneigten salinaren Aquifer (mehr als 1500 m mächtiger Sandstein) eingespeichert werden, der nicht durch eine hydraulische Barriere abgedeckt wird. Entlang des Migrationsweges soll das CO₂ nur durch die Speichermechanismen „Lösungsrückhalt“ und „residualer Rückhalt“ im Speichergestein gebunden werden.

In Norwegen wird im Projekt „CO₂-Upslope“, das vom norwegischen CLIMIT-Programm gefördert wird, diese Speichervariante als Fallstudie für die Gassum Formation untersucht (UiO 2017).

3.3.3 Aquifermanagement zur Druckentlastung von Aquiferspeichern

Die Injektion von CO₂ in einen Aquiferspeicher kann nur gelingen, indem ein Injektionsdruck angelegt wird, der den herrschenden Druck im Porenraum des Speichergesteins (initialer Reservoirdruck) übertrifft, damit das Formationswasser von der Injektionsbohrung verdrängt werden kann. Dabei darf der Druck nicht die Bruchgrenze vom Speicher- und Barrieregestein überschreiten, da dies ansonsten die Integrität des Speichers negativ beeinflussen würde. Der zulässige Injektionsdruck hat eine Auswirkung auf die Injektivität und damit auf die Menge an CO₂, die pro Zeiteinheit injiziert werden kann.

Um die Injektivität zu erhöhen, wird unter dem Begriff „Aquifermanagement“ ein Verfahren diskutiert, in dem vor der CO₂-Injektion das im Porenraum des Speichergesteins enthaltene Formationswasser gefördert werden soll, um den Reservoirdruck künstlich abzusenken und somit „Speicherraum“ für das CO₂ zu erzeugen (vgl. 4.2.6, Gorgon-Barrow Island Projekt). Das geförderte, teils stark salzhaltige Formationswasser muss an der Erdoberfläche aufwendig behandelt und entsorgt oder in einem anderen geologischen Speicherhorizont injiziert werden. Die Injektion von Formationswasser in einen Aquifer in einem anderen Stockwerk des geologischen Untergrundes würde dort wiederum z. B. Druckänderungen und die Verdrängung von Formationswasser bewirken; das Problem also nur verlagern (transmediale Problemverlagerung). Für Deutschland wird eine solche Option nicht in Betracht gezogen.

3.3.4 Speicherung in gelöster Form

In klassischen Speicherkonzepten wird die Injektion von CO₂ als ein Fluid hoher Dichte („überkritisches CO₂“) betrachtet. Da das komprimierte CO₂ eine geringere Dichte als das Formationswasser aufweist, steigt es durch Auftriebskräfte auf. Um den Aufstieg aufzuhalten, muss oberhalb der Speicherschicht eine wirksame Barrierschicht verbreitet sein (struktureller Rückhalt).

Als Alternative zu klassischen Konzepten wird eine Variante der geologischen CO₂-Speicherung diskutiert, die vorsieht, das CO₂ in Wasser einzulösen und dann in gelöster Form in die Speicherschicht zu injizieren. Die Speicherung in gelöster Form wird als sicher eingeschätzt, da CO₂ in gelöster Form nicht als eigene Phase nach

oben aufsteigen kann (Eke et al. 2011). Mit CO₂ gesättigtes Formationswasser tendiert dazu, nach unten zu sinken und dauerhaft im Speicher zu verbleiben (Lösungsrückhalt). Diese Variante würde im Prinzip auch keine Barriere oberhalb des Speichers erfordern. Da in erster Linie nur der Speichermechanismus „Lösungsrückhalt“ wirkt, können bei gegebenen Speichervolumen nur relativ geringe Mengen an CO₂ gespeichert werden. Für kleine industrielle CO₂-Emittenten in Deutschland könnte zukünftig die Speicherung in gelöster Form – insbesondere in nahe gelegenen Speichergebieten – von Interesse sein.

Die Speicherung in gelöster Form wird insbesondere in Kombination mit der Nutzung geothermischer Energie diskutiert. Solche Konzepte sehen vor, nach der Wärmegewinnung CO₂ in das geförderte Thermalwasser einzulösen und danach wieder in den Förderhorizont zu injizieren. In dem Forschungsprojekt CO₂DISSOLVED, an dem die BGR beteiligt war, wurde ein solches Konzept untersucht und im Ergebnis als realisierbar eingeschätzt (Kervévan et al. 2017).

3.3.5 Speicherung und Mineralisierung in Basalt

In den üblichen Konzepten zur CO₂-Speicherung werden poröse Sedimentgesteine betrachtet, in denen das CO₂ im Porenraum des Gesteins als eigene Phase oder gelöst im Formationswasser gespeichert werden soll. In den letzten Jahren wurden aber auch Speicherpotenziale in Basalten (vulkanische Gesteine) untersucht. Insbesondere in Nordamerika und Island wird diese Speicheroption erforscht. Basalte sind aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung, mit hohen Anteilen an Kalzium und Magnesium, als potenzielle Speichergesteine geeignet. Der Speichermechanismus beruht darauf, dass CO₂ unter Anwesenheit von Wasser in Kontakt mit Basalt Karbonate bildet und somit mineralisiert werden kann (mineralischer Rückhalt). Von allen Speichermechanismen ist die Mineralisierung am sichersten, da der Kohlenstoff dauerhaft als Mineralphase im Gestein gebunden ist.

Laufende Forschungsaktivitäten untersuchen Aspekte wie z. B. den CO₂-Fluss in das Basaltgestein oder die Zeiträume von Mineralisierungsreaktionen. Die Speicherung in Basalten wird seit 2012 in Pilotspeicherprojekten auf Island (CarbFix) und in den USA (Big Sky Pilot Injection) getestet (IEAGHG 2017). Beide Projekte erproben verschiedene Injektionsverfahren. Im CarbFix-Projekt wird CO₂ gelöst in Wasser in das Basaltgestein injiziert, um somit die Mineralisierungsreaktionen zu beschleunigen. Für dieses Verfahren ist ein hoher Wasserbedarf (ca. 27 Tonnen Wasser für eine gespeicherte Tonne CO₂) zu decken, was für großskalige Speicherprojekte ein begrenzender Faktor sein kann. Im Big Sky Projekt hingegen wurde komprimiertes CO₂ direkt in das Basaltgestein injiziert.

In Deutschland gibt es ausgedehnte Basaltvorkommen lediglich im Vogelsberg, der aber für die Trinkwasserversorgung des Rhein-Main-Gebietes genutzt wird und daher nicht für die CO₂-Speicherung in Frage kommt.

3.3.6 Speichersicherheit, Druckaufbau, unkonsolidierte Sedimente

Dem Thema Speichersicherheit wird in der CCS-Forschung ein sehr hoher Stellenwert beigemessen. Im Zusammenhang mit der geologischen Speicherung von CO₂ werden verschiedene Risikoszenarien untersucht; insbesondere die Leckage von CO₂ aus einem Speicher oder die Migration von verdrängtem salinarem Formationswasser bis in oberflächennahe Grundwasserschichten. Als Leckage- bzw. Migrationswege kommen anthropogen geschaffene (Bohrungen) oder natürlich vorhandene (z. B. geologische Störungen) Wegsamkeiten in Betracht, an denen oftmals Gasaustritte an Land und im marinen Bereich beobachtet werden. Um Risiken und deren potenziellen Auswirkungen auf Schutzgüter (z. B. Gesundheit von Menschen, Flora und Fauna, oberflächennahes Grundwasser, Böden) besser einschätzen zu können, ist die Erforschung von natürlichen Analoga (natürliche CO₂-Lagerstätten bzw. CO₂-Austritte) Gegenstand zahlreicher Studien. Ebenso kann man die jahrzehntelangen Erfahrungen aus dem Betrieb von Untertage-Erdgasspeichern (Porenspeicher) sowie insbesondere die Erfahrungen aus operativen CO₂-Speicherprojekten für die CCS-Risikoforschung heranziehen.

Die Bewertung von Speicherrisiken und deren Minimierung und der Umgang mit den Risiken waren Gegenstand zahlreicher Forschungsprojekte. Der wissenschaftlich-technische Austausch über das Risikomanagement findet u.a. im Rahmen des „IEA-GHG Risk Management Networks“ statt. Da die Speicherüberwachung und Prognosen des Speicherverhaltens wesentliche Bestandteile des Risikomanagements sind, gab es gemeinsame Konferenzen mit den entsprechenden IEA-GHG Netzwerken zu Monitoring und Modellierung. Diese Forschungsergebnisse haben Eingang in Datenbanken zur Risikobewertung (Quintessa 2014) und Empfehlungen zum Risikomanagement von CCS-Projekten und CO₂-Speichern gefunden (z. B. Eu-Kommission 2011a, ISO 27914:2017, ISO/TR 27918:2018 (s. Tab. 2)) Darüber hinaus gibt es mehrere in unterschiedlichen Industrien gebräuchliche Verfahren für Risikobewertungen.

Diese Dokumente können die Grundlage für standortspezifische Risikobewertungen liefern. Dabei kann es sich als sinnvoll erweisen, weitere Forschung standortspezifischer Gegebenheiten zu betreiben, beispielsweise um

die Langzeitsicherheit besser einschätzen zu können. Grundsätzlich erscheint Stand von Forschung und Technik ausreichend um weitere Erfahrungen mit Demonstrationsprojekten in Deutschland zu sammeln. Im Sinne der kontinuierlichen Verbesserung, als Teil eines Risikomanagements, sind zielgerichtete Forschungen und Entwicklungen aber weiterhin sinnvoll, insbesondere in Bereichen die in industrieller Forschung oder EU-Forschung die eine Industriebeteiligung vorsieht nicht ausreichend berücksichtigt werden.

Einige der für die Speichersicherheit zumindest standortbezogen zu betrachtenden Risiken sind in den folgenden Absätzen kurz aufgeführt.

Durch die Injektion von CO₂ in einer Speicherschicht erhöht sich insbesondere lokal um die Injektionsstelle herum der Druck im Porenraum des Speichergesteins. Der Druckanstieg darf nicht die Belastungsgrenze des Deckgebirges erreichen, damit kein CO₂ durch entstehende Risse oder Klüfte im Barrieregestein aus dem Speicher entweichen kann. Durch den Druckanstieg wird auf jeden Fall das ursprünglich im Porenraum enthaltene Formationswasser radial von der Injektionsstelle in Richtung des hydraulischen Potenzialgradienten verdrängt. Das verdrängte Wasser könnte, auch in relativ großer Distanz zur Injektionsstelle, über Bereiche mit erhöhter Durchlässigkeit im Barrieregestein, beispielsweise durch Klüfte und Störungen, durch das Deckgebirge gedrückt werden und u. U. bis in oberflächennahe Bereiche gelangen. Bei der Erkundung und Auswahl von Speicherstandorten müssen solche potenziellen Schwächezonen und Migrationswege in Betracht gezogen werden. Um das Risiko eines unerwünschten Entweichens von CO₂ oder Formationswasser aus dem Speicher bis hin zur Erdoberfläche zu minimieren, sollten Standorte gewählt werden, die oberhalb des Speicher-Barriere-Komplexes noch weitere Reservespeicher und Barrieren aufweisen.

In erdgeschichtlich jungen Sedimentbecken, wie dem Nordseebecken, sind die oberen, mehrere hundert Meter mächtigen, wasserreichen Ablagerungen noch nicht durch gesteinsbildende Prozesse verfestigt worden, daher werden sie als Lockergesteine bezeichnet. Die Utsira-Formation beispielsweise, die als CO₂-Speicher in der norwegischen Nordsee genutzt wird, besteht aus unverfestigtem Sand, der von unverfestigten Tonen überlagert wird. Bei der Kompaktion dieser Sedimente durch nachfolgende Ablagerungen geraten die Formationswässer unter Druck und entweichen aus den porösen Gesteinsschichten. Dabei können Sedimente verflüssigt und gemeinsam mit Formationswässern und Kohlenwasserstoffe nach oben in höhere Schichten oder bis an die Oberfläche transportiert werden. In den tertiären Sedimenten des Nordseebeckens sind Strukturen, die auf die Deformation unverfestigter Sedimente zurückzuführen sind, weit verbreitet. Da sie mögliche Leckagepfade im Deckgebirge von CO₂-Speichern darstellen, ist in solchen Gebieten besondere Vorsicht bei der Erkundung, Auswahl und Überwachung von Speicherstandorten geboten. Es ist ebenfalls darauf zu achten, dass der Druckaufbau durch die Injektion von CO₂ in unverfestigte Aquifere keine Sedimentmobilisationen auslöst oder zur Reaktivierung bestehender Strukturen führt.

Die Überwachung operativer CO₂-Speicherprojekte hat bisher keine CO₂-Leckagen aus den Speicherschichten bis in oberflächennahe Schichten nachweisen können. Beim Betrieb großer Aquiferspeicher über Jahrzehnte sollte jedoch auf die Aufnahmekapazität geachtet werden, damit nicht wie im hessischen Werra-Kali-Gebiet bei der Versenkung von Laugen aus der Kaliproduktion in den Plattendolomit Solen in höhere Stockwerke oder bis an die Erdoberfläche gelangen können (Lions et al. 2011).

Die Möglichkeit der Reaktivierung von Störungen und deren geomechanische Reaktion auf die Massen- und Druckveränderungen setzen verlässliche Prognosen der Fluidausbreitung im Untergrund, Kenntnisse des lokalen Spannungszustandes sowie der mechanischen und hydraulischen Eigenschaften von Störungen voraus. Leckagen von Solen oder Formationswässern oder induzierte Seismizität könnten die Folgen der Reaktivierung von Störungen sein. Diesbezügliche Unsicherheiten beeinflussen Nachweise zur Speichersicherheit, daher wird hierzu noch Forschungsbedarf gesehen (Mission Innovation 2017).

3.4 CO₂-Nutzung

Bei der Nutzung von CO₂ ist es mit Blick auf den Zweck des KSpG sinnvoll, zwischen der Nutzung von CO₂ in Kombination mit der langfristigen Speicherung unter Tage (CCUS) und anderen Nutzungsmöglichkeiten des abgeschiedenen CO₂ (CCU) zu unterscheiden, bei denen das CO₂ mitunter nach kurzer Bindung in Produkten in die Atmosphäre gelangt.

3.4.1 CCU

Kohlenstoff ist ein Rohstoff für zahlreiche technische Anwendungen und stammt zum überwiegenden Teil aus fossilen Quellen. Zukünftig könnte ein Teil dieses Bedarfs durch CO₂ gedeckt werden, das an Industrieanlagen oder Kraftwerken abgeschieden wird. Hauptfokus von CCU-Technologien ist der Ersatz fossiler Rohstoffe für

die Deckung des Kohlenstoffbedarfs der Industrie. CCU-Technologien müssen dabei im Sinne der Nachhaltigkeit mit einer Verminderung von CO₂-Emissionen einhergehen. Neben der direkten, physikalischen Nutzung kann es auch unter Zufuhr von Energie in chemischen oder biologischen Prozessen in andere Stoffe umgewandelt werden. Weltweit werden jährlich etwa 116 Mio. Tonnen CO₂ zur Herstellung von Chemikalien, überwiegend zur Ammoniaksynthese eingesetzt (Otto et al. 2017). Die chemische Industrie in Deutschland verarbeitet jährlich 19 Mio. Tonnen CO₂ (BMBF 2015). Derzeit werden weitere Anwendungsfelder zur Nutzung von CO₂ erforscht (BMBF CO₂Plus etc.), um CO₂ in stofflich verwertbare Produkte umzuwandeln, beispielsweise Polyurethan (kommerziell: Covestro, Dormagen) oder in Grundchemikalien, wie Methanol oder Formaldehyd, für etablierte Verfahrensrouten der chemischen Industrie. Ferner wird die Umwandlung zu Energieträgern (Flüssigkraftstoffe und Methan) vorgeschlagen und erforscht (BMBF-Förderprogramme CO₂Plus, 2016-2020, und CO₂-WIN, 2018-2021). So könnte mit Hilfe erneuerbarer Energiequellen produzierter Wasserstoff in Energieträger, wie Methan, umgewandelt werden, die mit vorhandener Erdgas-Transport- und -Speicherinfrastruktur handhabbar wären und keine Änderungen an Brennern oder Motoren erfordern würden.

Einige Beispiele von Pilotprojekten zur Abscheidung und Nutzung von CO₂ sind im Folgenden aufgelistet:

- Carbon2Chem. In dem Pilotprojekt zur Nutzung von Hüttengasen wurde ein Technikum am Stahlstandort Duisburg gebaut. Dort sollen Vorprodukte für Kraftstoffe, Kunststoffe oder Düngemittel hergestellt werden. Laufzeit 4 Jahre, BMBF-Förderung 60 Mio. Euro.
- RWE betreibt am Braunkohlekraftwerk Niederaußem eine Pilotanlage zur CO₂-Abscheidung. Zu den Nutzungsmöglichkeiten gehört unter anderem eine Pilotanlage zur Erzeugung von Biomasse aus Algen.
- Auf Island stellt die amerikanisch-isländische Firma Carbon Recycling International (CRI) bereits seit 2011 Methanol aus CO₂ und Wasserstoff her. CRI nutzt dazu Strom aus der Erdwärme Islands, um Wasser elektrolytisch in Sauer- und Wasserstoff zu spalten. CRI kann zurzeit 4000 Tonnen Methanol/Jahr herstellen (CRI 2018). Das Verfahren wird derzeit auch am Stahlwerk Luleå in Schweden (FReSMe) und am RWE Braunkohlekraftwerk Niederaußem mit EU-Förderung erprobt (Projekt MefCO₂).
- Seit 2011 betreibt Bayer Technology Services (seit 2017 COVESTRO) eine Pilotanlage, in der das Polyol cardyon® aus CO₂ und Propylenoxid hergestellt wird. Kunden des Unternehmens COVESTRO stellen aus diesen Polyolen Polyurethanschaumstoff her, der von der Firma Recticel zukünftig für Matratzen verwendet werden soll (COVESTRO 2018).

Bei der Nutzung von Produkten oder Energieträgern auf CO₂-Basis wird CO₂ oft nach kurzer Verweilzeit in den Produkten wieder freigesetzt, z. B. bei der Verbrennung in Motoren, Feuerungsanlagen oder bei der Müllverbrennung. Der Beitrag zum Klimaschutz ist eingeschränkt und bedingt sich hauptsächlich aus der Vermeidung der Nutzung fossiler Rohstoffe. Ausnahmen bilden langfristig stabile Minerale, die bei der Umwandlung natürlicher Mineralien oder industrieller Abfallstoffe gebildet werden können. Wenn das bei der Nutzung freigesetzte CO₂ erneut abgeschieden und verwertet werden könnte, wäre eine technische Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft denkbar. Da für die Umwandlung von CO₂ zusätzlich zur Abscheidung Energie benötigt wird, sind diese CCU-Optionen energetisch dann sinnvoll, wenn ausreichend Strom aus Erneuerbaren Energien zur Verfügung steht, um CO₂ in Produkte zu überführen.

3.4.2 CCUS

Die am weitesten verbreitete Form der Nutzung und Speicherung von CO₂ ist die Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten – vor allem in Nordamerika. CO₂ wird in die Lagerstätte injiziert, um den Druck der Lagerstätte und damit die Förderraten von Öl zu erhöhen (CO₂-EOR). Durch die Einnahmen aus der zusätzlichen Ölförderung durch das CO₂-Fluten kann auch die CO₂-Abscheidung wirtschaftlich attraktiver werden. Ob es sich hierbei um eine CO₂-Minderungsoption handelt, hängt vom Bezugsszenario ab. Rechnet man die Emissionen aus dem zusätzlich geförderten Öl mit in eine CO₂-Bilanz der Projekte ein, können sie sogar zu zusätzlichen Treibhausgasemissionen führen. Im Gegensatz zu Öllagerstätten gibt es nur wenige Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Ausbeutesteigerung von Erdgasfeldern (EGR), da Erdgaslagerstätten mit konventionellen Methoden – verglichen zu Öllagerstätten – weitgehend ausgefördert werden können, oder Projekte zur Flözgasgewinnung aus nicht abbaubaren Kohleflözen (ECBM). Die direkte Speicherung von CO₂ bei der Untertagevergasung von Flözen im umgebenden Gebirge wird als theoretische, technisch kaum umsetzbare Option angesehen (Durucan et al. 2014). Auch das Konzept der Methangewinnung aus Gashydraten unter Permafrost oder unter dem Meeresboden, in Verbindung mit CO₂ Speicherung in Hydraten scheint derzeit noch Gegenstand der Forschung zu sein und dürfte keine kurzfristig einsatzfähige Technologie darstellen. Zudem bestehen Bedenken hinsichtlich der Möglichkeit der Freisetzung des Treibhausgases Methan. Die Bundesregierung (BMBF und BMWi) unterstützte Forschungsprojekte zu diesem Konzept (Projekte SUGAR I-III, Zeitraum 2008 bis 2017).

Zur Begrenzung des Druckaufbaus bei der Speicherung von CO₂ im Porenraum salinärer Aquifere kann Formationswasser aus den Speichergesteinen gefördert und an anderer Stelle wieder injiziert werden. Diese Form des Druckmanagements wird z. B. in dem CO₂-Speicherungsprojekt auf Gorgon Island (Australien) zum Einsatz kommen. Die im Formationswasser enthaltene Wärme könnte vor der Injektion der Wässer an anderer Stelle genutzt werden. Diese Absicht verfolgte auch Vattenfall-Europe, als sie einen Standort für einen Speicher in Brandenburg suchten und dazu eine Lizenz zur Erdwärmesuche beantragten und erhielten. Insbesondere kleinere CO₂-Emittenten, Heizwerke zum Beispiel, könnten mit Geothermieanlagen gekoppelt werden, die Erdwärme in ihren Netzen und Prozessen nutzen und noch anfallendes CO₂ in gelöster Form mit dem abgekühlten Formationswasser wieder in die Speicherformation injizieren. Dies hätte den großen Vorteil, dass Salzwasser-Verdrängung und Druckaufbau im Speicher vermieden werden könnten (vgl. 3.3.4, Kervévan et al. 2017).

Ebenso wie man den Formationswässern Wärme entziehen kann, ist es auch denkbar im Rahmen des Druckmanagements von Aquiferspeichern aus den hoch konzentrierten Solen gelöste Stoffe, wie beispielsweise Lithium und andere Salze zu extrahieren. In Entsalzungsanlagen könnten Formationswässer behandelt werden, um in ariden Gebieten Brauchwasser für die Landwirtschaft zu gewinnen. Durch solche Zusatzgeschäfte, die natürlich auch einen zusätzlichen Energieaufwand erfordern, könnte die Wirtschaftlichkeit reiner CCS-Vorhaben verbessert werden. Insbesondere in den USA und in China wird diese Nutzung von Formationswässern („Enhanced Water Recovery“, EWR) propagiert (z. B. Birkholzer et al. 2012). Neben den wirtschaftlichen Vorteilen wird in semiariden Gebieten die örtliche Akzeptanz für Projekte zur Steigerung des Wasserdargebots erwartet.

3.5 Forschungsprojekte zur gesamten Prozesskette

Forschungsaktivitäten zur gesamten Prozesskette umfassen einerseits Arbeiten zur Planung einer regionalen oder überregionalen CCS-Infrastruktur, zum anderen solche zur detaillierten Auslegung und Optimierung von CCS-Prozessketten.

In Forschungsaktivitäten zur CCS-Infrastrukturplanung werden Information zu CO₂-Emittenten (u. a. Art, Lage, Größe, CO₂-Emissionen) erarbeitet und mit solchen zu möglichen Speichern (u. a. Lage, Beschaffenheit, Kapazität) verknüpft, um mögliche Transportoptionen zu erstellen. Bei der Erstellung der Transportoptionen steht im Vordergrund, CO₂-Abscheidung, -Transport und -Injektion/Speicherung sowohl technisch als auch energetisch und wirtschaftlich möglichst effizient zu gestalten. Je nach Gegebenheiten kann eine Bündelung der abgeschiedenen CO₂-Ströme mehrerer Emittenten und die Nutzung einer größeren, überregionalen Transport- und Speicherinfrastruktur (z. B. per Sammelpipeline oder Schiff zu zentralen Injektionsstellen mit Anschluss mehrerer Speicher) sinnvoll sein (z. B. IEAGHG 2015). Forschungsaktivitäten zu einer überregionalen Infrastrukturplanung gab es z. B. für verschiedene Regionen Europas (u. a. in den Projekten COCATE und CO₂Europipe), für Skandinavien (z. B. Projekt NORDICCS) und den Ostseeraum (BASREC-CCS-Initiative). Für Deutschland wurde bspw. die Bündelung abgeschiedener CO₂-Ströme aus unterschiedlichen Ballungsräumen wie dem Ruhrgebiet und der Transport des CO₂ per Pipeline oder Binnenschiff nach Rotterdam betrachtet (z. B. CO₂Europipe 2010). Von dort könnte das CO₂ ins Nordseegebiet transportiert und gespeichert werden (betrachtet z. B. im Projekt GATEWAY). Als Planungsgrundlage dienen z. B. europaweite Erfassungen von Emittenten und Abschätzungen zu Speicherkapazitäten, wie sie im Projekt EU-GeoCapacity erfolgt sind. Speicherkapazitäten sind für einige Länder mittlerweile detaillierter in nationalen Speicheratlanten oder -datenbanken erfasst (z. B. der norwegische „CO₂ Storage Atlas“, die britische Datenbank „CO₂Stored“). Aktuell werden mögliche Infrastrukturen in Europa zur Dekarbonisierung der Wirtschaft durch Implementierung von CCUS-Technologien bzw. durch Kopplung von H₂- und CCS-Technologien in den EU-geförderten Projekten ALIGN-CCUS und ELEGANCY erarbeitet. Ebenso wird im Rahmen dieser Fördermaßnahme (ERA-Net ACT) u. a. eine mögliche Nachnutzung vorhandener Erdgasnetze (Leitungen, Plattformen etc.) für den Transport von CO₂ im Nordosten Schottlands erforscht (Projekt ACORN).

Um eine CCS-Prozesskette technisch, energetisch und wirtschaftlich zu harmonisieren und optimieren, ist eine Gesamtbetrachtung aller Prozessschritte mit ihren jeweiligen Einzelkomponenten notwendig. Solche Betrachtungen müssen bei der Planung jedes konkreten CCS-Projektes erfolgen, wie z. B. aktuell für das norwegische Demonstrationsprojekt. Ein zentraler Punkt einer solchen Optimierung ist die Frage nach der notwendigen Reinheit des CO₂-Stromes. Dies ist dadurch bedingt, dass ggf. im CO₂-Strom vorhandene Begleitstoffe sowohl die thermophysikalischen Fluideigenschaften als auch die chemische Reaktivität des CO₂-Stroms verändern. Diese Änderungen beeinflussen wiederum die technische Auslegung z. B. der Pipeline sowie den Energiebedarf und die Kosten von Transport, Injektion und Speicherung sowie die Auswahl geeigneter Speicher- und Barrieregesteine. Für eine Aufreinigung des CO₂-Stroms stehen verschiedene Verfahren zur Auswahl, die jeweils verschiedene Kosten und Energiebedarfe besitzen. Grundlegende Daten und Optimierungsansätze wurden in den

letzten Jahren intensiv erarbeitet (Projekte COORAL (BMW-gefördert) sowie CO2QUEST und IMPACTS (EU-gefördert)). Alle drei Projekte kommen zu dem Schluss, dass eine Optimierung der CO₂-Strom-Zusammensetzung jeweils nur für eine konkrete CCS-Prozesskette erfolgen kann, von der möglichst viele Parameter bekannt sind. Aktuell werden im Projekt CLUSTER mögliche Auswirkungen variierender CO₂-Strom-Zusammensetzungen entlang der gesamten Prozesskette untersucht, die sich durch eine fluktuierende Einspeisung von CO₂-Strömen unterschiedlicher Zusammensetzungen in ein Transportnetz ergeben können.

3.6 Neue Forschungsergebnisse zum Klimawandel

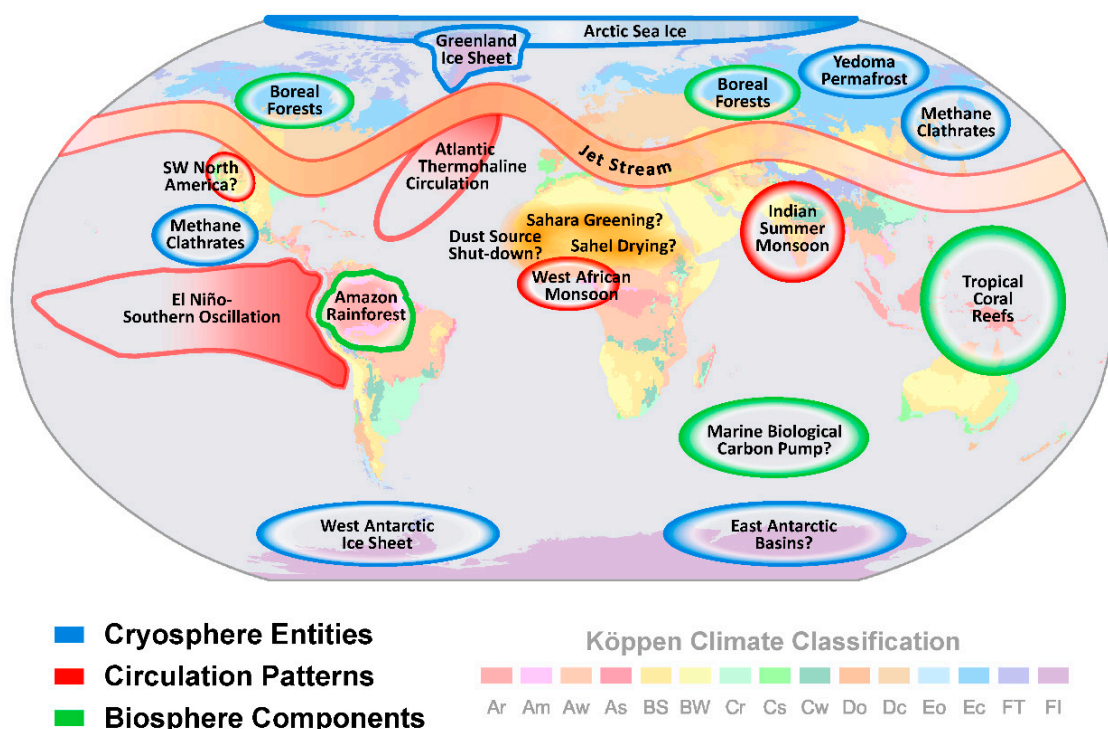
Seit 2011 untersuchen Wissenschaftler jährlich herausragende Witterungsereignisse auf mögliche menschengemachte Anteile. Einige der Ereignisse liegen im Bereich der natürlichen Schwankungen, andere sind in ihrer Intensität durch den anthropogenen Klimawandel verstärkt worden. 2016 wurden erstmals drei Ereignisse analysiert, die jenseits der Grenzen der natürlichen Variabilität, nur durch den menschengemachten Klimawandel erklärbar sind (Herring et al. 2018). Jeff Rosenfeld, der Herausgeber des Bulletins, der Amerikanischen Meteorologischen Gesellschaft, betont die Bedeutung dieser Analysen: „... we're experiencing new weather, because we've made a new climate.“

Das nicht-linear gekoppelte Klimasystem der Erde beinhaltet etwa zwanzig großräumige markante Kippelemente (tipping elements, Abb. 1). Sind diese Elemente nahe an ihren Kippunkten, können sie bereits durch kleine Störungen aus ihrem Gleichgewicht und in neue Zustände gebracht werden, die globale Veränderungen von Klimaten und Ökosystemen zur Folge haben können. Es können nicht nur Klimazonen verschoben werden, sondern neue Klimate entstehen. Die Kippelemente sind oft durch selbstverstärkende Prozesse verbunden, die zu Klimaänderungen führen können, die nach einem Kippereignis auch ohne den ursprünglichen Anstoß weiter bestehen bleiben können.

Mittlerweile wurden regional bereits Kippunkte im Klimasystem erreicht und überschritten, so z. B. in der Westantarktis (Kingslake et al. 2018). Globale Kippelemente, die sich derzeit rasch verändern, sind z. B. das arktische Meereis oder die tropischen Korallenriffe. In den Jahren 2014 bis 2017 bleichten tropische Korallenriffe in bisher ungekanntem Ausmaß aus. Diese Ereignisse werden immer häufiger, so dass sich die Riffe zwischenzeitlich nicht mehr vollständig erholen können (Eakin et al. 2018).

Abbildung 1

Kippelemente des globalen Klimasystems



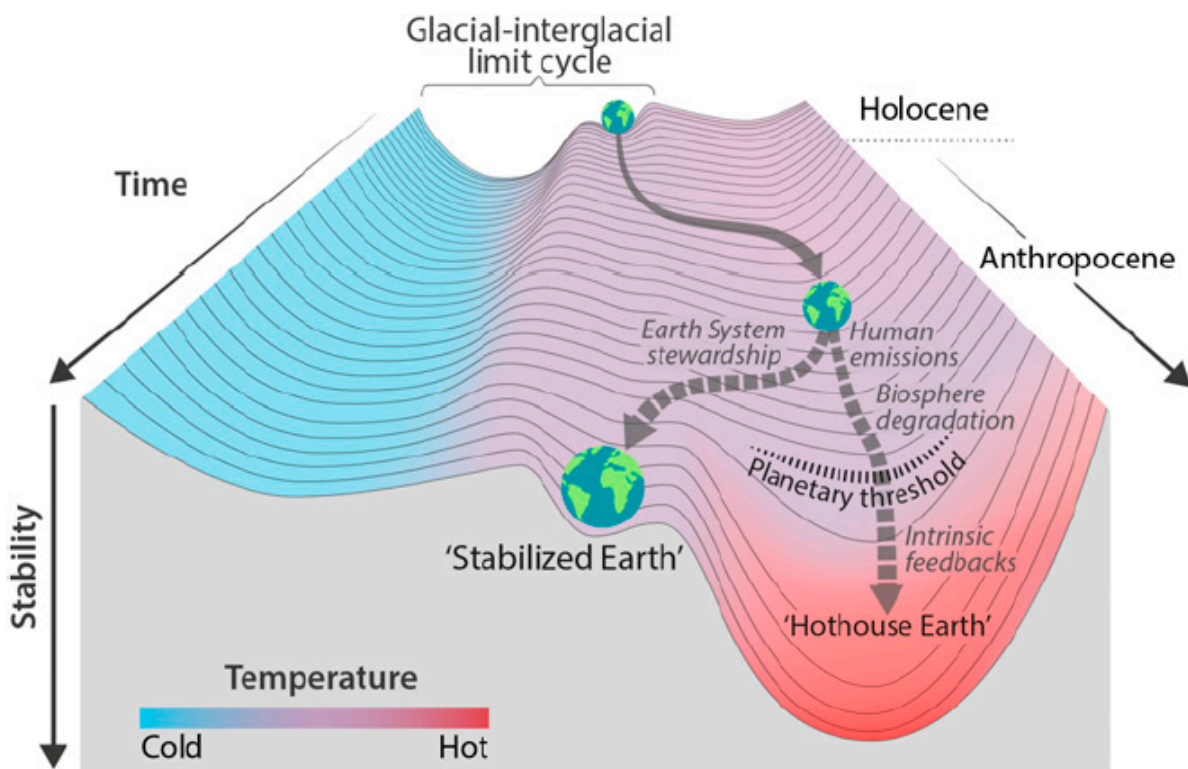
Quelle: Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (2018)

Aufgrund positiver, selbstverstärkender Rückkopplungen der Kippelemente sind Kaskaden weiterer kurzfristiger Änderungen des globalen und regionalen Klimas bei weiterer Erwärmung wahrscheinlich, so dass die Welt schon in wenigen Jahrzehnten, bei einer durchschnittlichen Erwärmung von 2 °C eine planetarische Schwelle überschreiten und in eine neue erdgeschichtliche Periode eintreten könnte, so wie es in einer Publikation international bekannter Klimawissenschaftler (Steffen et al. 2018) befürchtet wird. Das Potsdamer Institut für Klimafolgenforschung, welches an der Publikation beteiligt ist, spricht in diesem Zusammenhang von einer Heißzeit (Abb. 2, aus Steffen et al. 2018). Dann wären globale Veränderungen des Erdsystems vermutlich unumkehrbar, wenn nicht in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts große Mengen CO₂ aktiv aus der Atmosphäre entfernt werden würden und der CO₂-Gehalt der Atmosphäre auf ein vorindustrielles Niveau zurückgeführt werden könnte. Machbarkeit und Nachhaltigkeit solcher Maßnahmen werden aber vom IPCC (2018) in Frage gestellt.

Der beschleunigte Anstieg der globalen Mitteltemperatur in den Jahren 2015-2016 fällt zwar in eine der regelmäßigen El Niño-Perioden, mit erhöhten Temperaturen, im Gegensatz zu früheren Perioden blieb die globale Mitteltemperatur aber auch 2017 auf einem überdurchschnittlich hohen Niveau. Nach den ersten drei Vierteln des Jahres 2018 ist die Chance hoch, dass auch dieses Jahr eins der fünf wärmsten Jahre seit 1881 wird. Dass derartige Veränderungen im Erdsystem tatsächlich sehr rasch verlaufen können, zeigen jahreszeitlich geschichtete Sedimente in Seen. So vollzog sich in Mitteleuropa ein Rückgang von gemäßigten Bedingungen zu einem Tundrenklima vor etwa 12.700 Jahren innerhalb von zwei Jahrzehnten (Brauer et al. 2008).

Abbildung 2

Schematische Darstellung der möglichen Entwicklung des Erdsystems in eine Heißzeit



Quelle: Steffen et al. (2018).

Die Dringlichkeit entschiedenen Handelns wird erneut vom IPCC (2018) und dem UNEP (2018) unterstrichen. Die Klimawissenschaftler kommen zu dem Schluss, dass bereits vor dem Erreichen einer durchschnittlichen globalen Erwärmung von 2 Grad Celsius irreversible Änderungen oder Änderungen mit nicht mehr akzeptablen sozioökonomischen Folgen für einige Regionen der Erde erfolgen könnten und daher die Einhaltung des 1,5-Grad-Ziels von existenzieller Wichtigkeit für viele Menschen ist. Die bisherigen technischen und politischen Maßnahmen alleine erscheinen nicht ausreichend, um dieses Ziel zu erreichen. Es sind Systemübergänge beispiellosen Ausmaßes erforderlich, die auch Maßnahmen zur Senkung von Energie- und Landbedarf, Landnutzungs- und Verhaltensänderungen und laut IPCC auch den Entzug und Speicherung von CO₂ (im tiefen Untergrund, Biomasse oder Böden) aus der Atmosphäre (in unterschiedlichem Ausmaß, je nach Szenario) beinhalten müssten.

4 Internationale Erfahrungen

Neben kleineren Forschungs- und Pilotprojekten, insbesondere zu CO₂-Abscheideverfahren, existieren weltweit mittlerweile achtzehn größere Projekte im industriellen Maßstab. In den letzten fünfzehn Jahren waren zahlreiche weitere CCS-Projekte in Planung. Geplante Projekte in Europa – die z. T. nach Hoffnungen der potenziellen Betreiber im Rahmen der europäischen Programme EEPR (eingerrichtet in 2009) und NER300 (gestartet 2010) gefördert werden sollten – wurden in unterschiedlichen Entwicklungsstadien aus verschiedenen Gründen abgebrochen. Gründe für den Abbruch lagen vor allem in einer mangelnden öffentlichen Akzeptanz, verbleibenden Finanzierungslücken und der z. T. zum Genehmigungszeitpunkt unklaren oder ungeeigneten Rechtslage (z. B. MIT, 2016). Neben den großen Projekten beleuchtet diese Kapitel kurz die Situation in einigen Ländern, um eine Einordnung der Stellung Deutschlands in der internationalen Entwicklung von CCS als Klimaschutzoption zu ermöglichen.

4.1 Die großen laufenden Projekte

Die meisten der 18 aktuell in Betrieb befindlichen, großmaßstäblichen CCS-Projekte befinden sich in den USA (9 Projekte). Weitere Projekte sind in Kanada (3), Norwegen (2), China (1), Brasilien (1) sowie in der Golfregion (2) in Betrieb (GCCSI, 2018). Eine Übersicht über die laufenden Projekte basierend auf GCCSI (2018) ist in Tab. 1 zu finden. Bei vielen laufenden Projekten fällt das CO₂ im Rahmen eines industriellen Prozesses an und wird zur Ausbeutesteigerung bei der Erdölförderung verwendet (s. auch 3.1). Lediglich vier Projekte injizieren CO₂ ausschließlich zur geologischen Speicherung. Als Ausgangsmaterial kommen unterschiedliche fossile Energieträger zum Tragen, dagegen produziert das „Illinois Industrial Carbon Capture and Storage“-Projekt Ethanol aus Maisbiomasse. Viele weitere Großprojekte befinden sich in fortgeschrittenen Planungsstadien (z. B. in Australien, Kanada, den USA. und in China). Im Rahmen dieser Großprojekte wurde und wird gezeigt, dass CO₂-Abscheidung, -Transport und -Injektion/Speicherung prinzipiell machbar und technisch beherrschbar sind. Einige Projekte werden in Kap. 4 genauer vorgestellt.

Zudem gibt es verschiedene, laufende kleinere Pilot- oder Demonstrationsprojekte – insbesondere in Asien, Nordamerika und Europa – die sich teilweise nur mit einem Abschnitt der CCS-Prozesskette beschäftigen. Die CO₂-Abscheidung aus Kraftwerken wird in zwei Pilot- bzw. Demonstrationsprojekten zur gesamten Kette durchgeführt (CarbFix-Projekt (Island) und dem Sinopec Shengli Oilfield Carbon Capture Utilization and Storage Pilot Project (China)), während bei den übrigen CO₂ bei bzw. aus industriellen Prozessen abgetrennt bzw. abgeschieden wird.

Tabelle 1

Laufende großmaßstäbliche CCS-Projekte („Large-scale integrated CCS Projects“) nach GCCSI (2018) mit einer Kapazität von mindestens 800.000 Tonnen CO₂ pro Jahr im Fall von kohlebasierten Kraftwerken oder von mind. 400.000 Tonnen CO₂ pro Jahr bei anderen Industrieanlagen (einschließlich Gaskraftwerken)

Die Projekte sind in der Reihenfolge ihres Beginns aufgelistet. Farblich unterlegt sind Projekte mit CO₂-Abscheidung aus der Energieerzeugung (grün) sowie aus industriellen Prozessen (orange); Eisen- und Stahlproduktion, violett; Ethanolherstellung, blau; Düngemittelherstellung bzw. H₂-Produktion. (Abkürzungen: EOR: Enhanced Oil Recovery; GS: Geologische Speicherung; A: salinärer Aquifer).

Projektname***	Land (Bundesstaat/Distrikt)	Kapazität (Mio. Tonnen/Jahr)**	Beginn	Entstehungsprozess	Ausgangsmaterial	Abscheidung	Transportart/-entfernung (km)	Verwendung
Terrell Natural Gas Processing Plant *	USA (Texas)	0,4-0,5	1972	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (316)	EOR
Enid Fertilizer	USA (Oklahoma)	0,7	1982	Düngemittelherstellung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (225)	EOR
Shute Creek Gas Processing Plant	USA (Wyoming)	7,0	1986	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (max. 460)	EOR
Sleipner CO ₂ Storage	Norwegen (Nordsee)	1	1996	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Direkte Injektion	GS (offshore; A)
Great Plains Synfuel Plant und Weyburn-Midale	Kanada (Saskatchewan)	3,0	2000	Kohlevergasung	Braunkohle	Industrielle Abscheidung	Pipeline (329)	EOR
Snohvit CO ₂ Storage	Norwegen (Barentssee)	0,7	2008	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (153)	GS (offshore; A)
Century Plant	USA (Texas)	8,4	2010	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (64 bis 240)	EOR
Air Products Steam Methane Reformer	USA (Texas)	1,0	2013	H ₂ -Produktion	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (158)	EOR
Coffeyville Gasification Plant	USA (Kansas)	1,0	2013	Düngemittelherstellung	Petrolkoks	Industrielle Abscheidung	Pipeline (112)	EOR
Lost Cabin Gas Plant	USA (Wyoming)	0,9	2013	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (374)	EOR

Tabelle 1 (Fortsetzung)

Laufende großmaßstäbliche CCS-Projekte („Large-scale integrated CCS Projects“) nach GCCSI (2018) mit einer Kapazität von mindestens 800.000 Tonnen CO₂ pro Jahr im Fall von kohlebasieren Kraftwerken oder von mind. 400.000 Tonnen CO₂ pro Jahr bei anderen Industrieanlagen (einschließlich Gaskraftwerken)

Projektname***	Land (Bundesstaat/Distrikt)	Kapazität (Mio. Tonnen/Jahr)**	Beginn	Entstehungsprozess	Ausgangsmaterial	Abscheidung	Transportart/-entfernung (km)	Verwendung
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	Brasilien (Santos Basin)	Ca. 1,0	2013	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Direkte Injektion	EOR
Boundary Dam Carbon Capture and Storage	Kanada (Saskatchewan)	1,0	2014	Energieerzeugung	Braunkohle	PCC	Pipeline (66)	EOR > A
Quest	Canada (Alberta)	Ca. 1,0	2015	H ₂ -Produktion	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (64)	GS (A)
Uthmaniyah CO ₂ -EOR Demonstration	Saudi-Arabien (Eastern Provinz)	0,8	2015	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (85)	EOR
Abu Dhabi CCS Project (Emirates Steel Industries)	VAE (Abu Dhabi)	0,8	2016	Eisen- und Stahlproduktion	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (43)	EOR
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	USA (Illinois)	1,0	2017	Ethanolherstellung	Mais	Industrielle Abscheidung	Pipeline (1,6)	GS (A)
Petra Nova Carbon Capture	USA (Texas)	1,4	2017	Energieerzeugung	Steinkohle	PCC	Pipeline (132)	EOR
CNPC Jilin Oil Field CO ₂ EOR	China (Jilin Province)	0,6	2018	Erdgasaufbereitung	Erdgas	Industrielle Abscheidung	Pipeline (53 bis Bloke Hei)	EOR

*: normals Val Verde Natural Gas Plants

** : Kapazität der Abscheidung

***: englische Projektbezeichnungen nach GCCSI (2018)

4.2 Länderübersichten zu Politik, Rechtslage und CCS-Praxis

Zur Einordnung der in Deutschland gemachten Erfahrungen mit dem Kohlendioxid-Speicherungsgesetz ist ein Vergleich mit anderen Ländern sinnvoll, in denen CO₂-Speicherung stattfindet oder geplant ist.

4.2.1 Norwegen

Norwegen ist europa- und weltweit eines der Länder mit den umfangreichsten Erfahrungen bei der Umsetzung von CCS-Projekten. Die norwegische CCS-Strategie umfasst alle Phasen der Technologieentwicklung von der Grundlagenforschung über Pilot- und Demonstrationsprojekte bis zur vollständigen großtechnischen Umsetzung der Technologiekette. Eines der Hauptziele Norwegens besteht darin, die Kosten der Prozesskette einerseits und technische und finanzielle Risiken andererseits zu reduzieren. Norwegen strebt hierfür eine enge Zusammenarbeit mit der Industrie sowie mit der EU und ihren Mitgliedstaaten an.

Norwegen verfügt mit Sleipner und Snøhvit bereits über zwei großtechnische CCS-Projekte. Sleipner ist das erste Speicherprojekt in Europa. Hier werden seit 1996 jährlich knapp 1 Mio. Tonnen CO₂ vom geförderten Erdgas abgetrennt und ca. 800 bis 1000 Meter unter dem Meeresboden gespeichert, im Januar 2018 betrug die Gesamtspeichermenge 17,23 Mio. Tonnen CO₂. In Computersimulationen konnte die durch umfassende Überwachung des Speicherkomplexes beobachtete Ausbreitung der CO₂-Fahne nachvollzogen werden; Anzeichen für eine Leckage konnten nicht gefunden werden. Zur Verflüssigung des Erdgases aus dem Snøhvit-Feld, norwegische Barentssee, muss das CO₂ zuvor vom Erdgas abgetrennt werden, anschließend wird es 150 Kilometer in einer CO₂-Leitung am Meeresboden zu einer Speicherstätte in der Nähe des Erdgasfeldes geleitet, aus dem das Gas gefördert wurde. Bisher wurden dort nahezu 5 Mio. Tonnen CO₂ gespeichert. Beide Speicherstätten sind ursprünglich nach dem Norwegischen Petroleum Act genehmigt worden. Die Genehmigungen sind nach Inkrafttreten der EU-Richtlinie entsprechend angepasst worden. Beide Projekte werden nicht mit staatlichen Geldern unterstützt, sondern rentieren sich aufgrund der Ersparnisse der ansonsten fälligen norwegischen CO₂-Steuer.

Obwohl ein erstes großtechnisches Demonstrationsprojekt aufgrund zu hoher Kosten im Jahr 2013 aufgeben werden musste, hat sich die norwegische Regierung in ihrer CCS-Strategie erneut für die Demonstration der gesamten CCS-Prozesskette mit Abscheidung, Transport und Speicherung ausgesprochen. Nach ersten Konzeptstudien sind weitere Haushaltsmittel für ein Demonstrationsprojekt mit der Abscheidung von CO₂ aus Industriequellen an der norwegischen Ostküste bewilligt worden (Umfang der 2017/2018 bewilligten Mittel ca. 30 Mio. Euro). Beteiligt sind ein Zementwerk von Norcem, einer Tochterfirma von Heidelberg Zement, sowie das Abfallheizkraftwerk Fortum Oslo Varmes. Von diesen Quellen aus soll das abgeschiedene CO₂ per Schiff zu einem Umschlagsplatz an der Küste und von dort über eine 110 Kilometer lange Rohrleitung zu einer Speicherstätte im norwegischen Kontinentalschelf transportiert und dort unterhalb des Meeresbodens gespeichert werden. Beteiligt sind darüber hinaus die Firmen Equinor, Total und Shell, die bei dem Projekt für den CO₂-Transport und die Speicherung zuständig sein werden.

Norwegen betreibt darüber hinaus das Technology Centre Mongstad, die weltweit größte Anlage zur weiteren Entwicklung von CO₂-Abscheidetechnologien. Das Testzentrum wird vom Norwegischen Staat, Equinor, Shell und Total gemeinsam getragen.

4.2.2 Vereinigtes Königreich

Das Vereinigte Königreich hatte bis 2015 eines der weltweit umfangreichsten Förderprogramme für CCS mit einer Gesamtsumme von einer Milliarde britischen Pfund für die großtechnische Demonstration der Technologie. Hiermit sollten nach einer Ausschreibung mehrere Projekte, u. a. das Peterhead CCS Projekt in Aberdeenshire sowie das White Rose Projekt in Yorkshire, gefördert werden. Ende 2015 hat die britische Regierung die Mittel des Commercialisation Programmes überraschend gestrichen. Beide Projekte sind daraufhin aufgegeben worden, auch das zuvor vom EPR bedachte Projekt Don Valley ruht derzeit. Das britische Parlament rief als Konsequenz der Entscheidung eine „Parliamentary Advisory Group on CCS“ ins Leben, die sich mit dem sog. Oxburgh Report deutlich zugunsten von CCS positionierte.

Die britische Regierung hat mit der „Clean Growth Strategy“ vom Oktober 2017 ihren überarbeiteten Ansatz für CCS und CCU vorgestellt. Vorausgesetzt, dass die Kosten für CCS/CCU weiter gesenkt werden können, sollen die Technologieansätze spätestens in den 2030er Jahren breiter zum Einsatz kommen und zwar im Industriesektor sowie im Energiesektor mit der Erzeugung von Wasserstoff aus Erdgas und Speicherung des abgeschiedenen CO₂. Für die Forschung und Entwicklung aller CCS und CCU – Technologien stehen 100 Mio. brit. Pfund zur Verfügung. In den letzten Jahren hat sich das Vereinigte Königreich vor allem auf die Frage

konzentriert, wie die Kosten der Technologien für Abscheidung, Transport, Speicherung und Nutzung des Kohlendioxids gesenkt werden könnten. CCUS hat auch Aufnahme in die Industriestrategie gefunden; hier sollen vor allem regionale Cluster wie die sog. Teeside Collective bei der Entwicklung von CCUS-Projekte unterstützt werden.

4.2.3 Niederlande

Die Koalitionsvereinbarung der aktuellen niederländischen Regierung sieht den Einsatz von CCS im industriellen Sektor, nicht aber im Stromsektor vor. In das derzeit unter Beteiligung vieler Stakeholder verhandelte nationale Klimaabkommen, wonach die THG-Emissionen bis 2030 um 49 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden sollen, werden CCS-Technologien zur Senkung prozessbedingter Emissionen der Industrie aller Wahrscheinlichkeit nach Eingang finden.

Forschung und Entwicklung von Pilot- und Demonstrationsanlagen werden mittels mehrerer Förderprogramme unterstützt. Zu den in den Niederlanden verwirklichten Projekten zählt eine Kohlendioxidleitung, die CO₂ aus einer Raffinerie und einer Bioethanol-Produktionsanlage in umliegende Gewächshäuser leitet (OCAP). An einer Müllverbrennungsanlage wird derzeit eine CO₂-Abscheideanlage errichtet (AVR Duiven), deren CO₂ ebenfalls Gewächshäusern zugeleitet werden soll. In sehr viel kleinerem Maßstab als in Sleipner/NOR ist von 2004 bis 2017 eine Pilotanlage zur Speicherung von CO₂ aus der Erdgasförderung betrieben worden. Hierbei wurde das CO₂ in dasselbe offshore liegende Erdgasfeld eingespeichert, aus dem das Erdgas zuvor gefördert worden war.

Offenbar als Nachfolge des ROAD-Projekts, einem großtechnischen CCS-Demonstrationsprojekt für einen 300MW-Kohlekraftwerksblock in Rotterdam, für das sich die niederländische Regierung jahrelang eingesetzt hatte und dessen Finanzierung letztlich doch gescheitert ist, wird nunmehr ein CO₂-Infrastrukturprojekt im Hafen von Rotterdam angestrebt. Das sog. Porthos-Projekt wird von einer Reihe staatlicher Unternehmen (Gasunie, EBN und Port of Rotterdam) getragen, die derzeit eine Feasability Studie für ein solches CO₂-Infrastrukturprojekt durchführen. Angestrebt ist eine jährliche Speichermenge von zwei bis fünf Mio. Tonnen CO₂ ab 2023.

Die europäische Richtlinie zur CO₂ Speicherung ist von der Regierung im niederländischen Bergrecht umgesetzt worden.

4.2.4 Kanada

Kanada, die USA und Australien sind wie die Bundesrepublik Deutschland föderale Staaten in denen Klima- und Umweltpolitik, sowie Gesetzgebung auf Bundes- wie auf Staatenebene stattfinden. Den drei Staaten ist gemeinsam, dass CCS politisch unterstützt wird (hoher „Policy Indicator“, GCCSI 2017). Diese Unterstützung kann jedoch erheblich schwanken, je nach amtierender Bundesregierung, wie im Falle von Australien und der USA beobachtet. Die Aktivitäten in den einzelnen Provinzen und Staaten sollen hier nicht umfänglich dargestellt werden, sondern ein Überblick über herausragende Projekte gewährt werden.

CCS-Aktivitäten sind insbesondere in den Provinzen Saskatchewan und Alberta zu vermelden. Aktuell sind drei großmaßstäbliche CCS-Projekte in Betrieb (GCCSI 2018):

- Das Projekt „Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale“ ist bereits seit dem Jahr 2000 im Betrieb. Das aus einer in den USA gelegenen Kohlevergasungsanlage zur Herstellung von synthetischem Erdgas abgeschiedene CO₂ wird per Pipeline zum Weyburn-Erdölfeld in die Provinz Saskatchewan, Kanada, transportiert, wo es zur Steigerung der Erdölausbeute (CO₂-EOR) verwendet wird.
- In 2014 ging das Projekt „Boundary Dam Carbon Capture and Storage“ in Betrieb. Am Steinkohlekraftwerk „Boundary Dam“ in Saskatchewan werden aus einem Kraftwerksblock bis zu 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr abgeschieden; das CO₂ wird größtenteils per Pipeline zum Weyburn Erdölfeld transportiert, wo es für EOR-Maßnahmen verwendet wird. Weltweit war es das erste CCS-Projekt, das im großtechnischen Maßstab die CO₂-Emissionsreduktion eines Kraftwerks demonstriert.
- Im Jahr 2015 folgte das Projekt „Quest“ in der Provinz Alberta mit einer Abscheiderate von ca. 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr aus einer Anlage zur Herstellung von Wasserstoff. Das abgeschiedene CO₂ wird in einem tiefen salinaren Aquifer eingespeichert.

In der Provinz Alberta befinden sich zwei weitere große CCS Projekte im Aufbau; der Start beider Projekte ist für 2019 geplant. Aufgrund der mehrjährigen operativen Erfahrungen mit großmaßstäblichen CCS-Projekten muss man Kanada als eine der führenden CCS-Nationen ansehen.

4.2.5 USA

In den USA wird seit den frühen 1970er Jahren CO₂ kommerziell zur Erhöhung der Ausbeute aus Erdölfeldern genutzt (CO₂-EOR). Das CO₂ wird z. T. aus natürlichen CO₂-Lagerstätten gefördert und mit Pipelines über große Entfernungen zu Erdölfeldern (insbes. in Texas) geleitet. Die Förderung, Transport und Injektion von CO₂ ist für die amerikanische Erdöl-Industrie alltägliche Praxis. Kommerzielle CO₂-EOR Projekte verfolgen in der Regel allerdings nicht das Ziel der dauerhaften Speicherung von CO₂ zur Emissionsvermeidung.

Die Erforschung von CCS-Aspekten, darunter die Möglichkeiten der Verbindung von CO₂-EOR mit der dauerhaften CO₂-Speicherung, ergab sich erst im Nachhinein. Seit 1997 finanziert beispielsweise das US-Energieministerium (Department of Energy, DOE) im Rahmen des „Fossil Energy Research and Development (FER&D)“ Portfolios Aktivitäten zur Erforschung von CCS. Seit 2010 hat der US Kongress insgesamt mehr als 5 Mrd. US-Dollar für CCS-bezogene Aktivitäten des DOE bereitgestellt. Den Vorschlägen der Trump-Administration, für die Haushaltsjahre 2018 und 2019 die Mittel des DOE FER&D deutlich zu kürzen, hat der US-Kongress nicht zugestimmt (Folger 2018).

Aufgrund der insgesamt günstigen Rahmenbedingungen sind aus den USA sehr viele CCS-relevante Aktivitäten zu vermelden. Aktuell sind in den USA neun großmaßstäbliche CCS-Projekte in Betrieb, darunter acht mit CO₂-Speicherung in Verbindung mit CO₂-EOR (GCCSI 2018). Damit ist derzeit die Hälfte aller weltweit in Betrieb befindlichen großen CCS-Projekte in den USA angesiedelt. Die USA ist als eine der derzeit führenden CCS-Nationen anzusehen.

Auf zwei große CCS-Projekte, die erst seit 2017 in Betrieb sind, soll hier kurz eingegangen werden:

Im Projekt „Petra Nova Carbon Capture“ am Kraftwerk W. A. Parish ist in Texas die derzeit weltgrößte CCS-Anlage zur Emissionsreduktion an einem konventionellen fossil befeuerten Kraftwerk in Betrieb gegangen. Durch die nachgerüstete Post-Combustion-Abscheideanlage können bis zu 1,4 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr abgeschieden werden. Das abgeschiedene CO₂ wird per Pipeline zu einem Erdölfeld transportiert, wo es für CO₂-EOR Maßnahmen genutzt und schließlich dauerhaft gespeichert werden soll.

Im Projekt „Illinois Industrial Carbon Capture and Storage“ (in Nachfolge vom „Illinois Basin Decatur Project“) wird in Decatur/Illinois CO₂ an einer Anlage zur Herstellung von Ethanol aus Mais abgeschieden. Mit Hilfe der nachgerüsteten Abscheideanlage sollen bis zu 1 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr abgeschieden werden, zu einer ca. 1,6 Kilometer entfernten Injektionsstelle geleitet und in einem salinaren Aquifer eingespeichert werden. Das Projekt ist das derzeit größte BECCS Projekt weltweit.

Neben der Forschungsförderung unterstützt die amerikanische Regierung CCS- und CO₂-EOR-Projekte durch Steuererleichterungen (s. 9). Zusätzlich zu den Aktivitäten der Regierung gibt es weitere Pläne und Initiativen zur CO₂-Speicherung unterschiedlicher Institutionen, z. B. der Regional Carbon Sequestration Partnerships oder Handelssysteme einzelner Bundesstaaten.

Rechtlich wird die CO₂-Speicherung in einer Tiefbohrverordnung geregelt: „Federal Requirements under the Underground Injection Control (UIC) Program for Carbon Dioxide (CO₂) Geologic Sequestration (GS) Wells“; Class VI Wells (EPA 2018). Daneben sind weitere Vorschriften zum Trinkwasserschutz „Safe Drinking Water Act“ und zur Emissionsberichterstattung gemäß „Clean Air Act“ zu beachten (EPA 2018). Die hohen Anforderungen an Class VI-Bohrungen müssen bei EOR-Projekten allerdings nicht eingehalten werden. Die EOR betreibenden Unternehmen bemühen sich aber darum, das in den Ölreservoirs verbleibende, für sie verlorene CO₂ als Klimaschutzmaßnahme anrechnen zu lassen für den Fall, dass entsprechende Emissionshandelssysteme eingeführt werden, und profitieren heute schon von Steuererleichterungen (s. 9).

4.2.6 Australien

Australien rangiert auf Platz vier der Hartkohleförderländer und ist unter den zehn größten Erdgasexportierenden Ländern. Die Kohle wird überwiegend exportiert. Aufgrund der wirtschaftlichen Bedeutung der fossilen Energierohstoffe setzte sich Australien seit Beginn der Jahrhundertwende stark für den Erfolg von CCS-Technologien ein, u. a. durch die Gründung des Global CCS Instituts und die Förderung von Forschung und Demonstrationsprojekten. Seit etwa 2010 sind die politische Unterstützung und Förderung von CCS in Australien aber deutlich zurückgegangen (Lipponen et al. 2017).

CO₂-Emittenten befinden sich vor allem in der Umgebung der Ballungsräume entlang der Küsten des Kontinents, insbesondere der Ostküste. Australien emittiert jährlich etwa 380 Mio. Tonnen CO₂. Speichermöglichkeiten bestehen in Sedimentbecken auf dem Festland und in Sedimentbecken auf dem Kontinentalen Schelf (Bradshaw et al. 2003).

Als ökonomisches Steuerungsinstrument zur Minderung von Treibhausgasemissionen in Australien ist derzeit der „Emission Reduction Fund (ERF) – Safeguard Mechanism“ in Kraft (Worldbank & Ecofys 2018). Der Transport von CO₂ und dessen Speicherung im marinen „Commonwealth“-Bereich (außerhalb der Küstengewässer, deren Regulierung den Territorien und Bundesstaaten obliegt) unterliegen dem „Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2006“, welches den Rechtsrahmen für weitere technische Regelwerke, die Vergabe von Speicherlizenzen und die Koexistenz von CO₂-Speichern und Kohlenwasserstoffförderung bildet. Der geologische Dienst Australiens erkundet Sedimentbecken vor der Küste zur Ausschreibung als Lizenzgebiete.

Unter den verschiedenen CCS-Projekten Australiens (Greig et al. 2016) sind die folgenden, derzeit noch aktiven hervorzuheben:

- Otway, Victoria. In dem von CO2CRC betriebenen Otway-Projekt wurden seit 2004 etwa 80.000 Tonnen natürliches, erdgashaltiges CO₂ in einen Aquiferspeicher injiziert, an dem internationale Forschergruppen, u. a. aus Deutschland, Technologien zur Überwachung von CO₂-Lagerstätten, in Feldversuchen unter realen Bedingungen, erproben. Dort sind unter anderem Feldexperimente zur Simulationen von Leckagen an Störungen geplant.
- Gorgon-Barrow Island, Westaustralien. Bei der Aufbereitung und Verflüssigung des seit 2016 im marinen Bereich geförderten Erdgases auf Barrow Island werden 3 bis 4 Mio. Tonnen CO₂ jährlich abgeschieden. Sie sollen in einem salinaren Aquifer (Dupuy Formation) unter der Insel injiziert werden. Zur Injektion der großen CO₂-Menge wurden Tiefbohrungen zum Druckmanagement mittels Förderung von Formationswasser aus der Dupuy Formation sowie zur Injektion in Aquifere der darüber befindlichen Barrow Group gebaut. Zur Realisierung des Projekts, dessen technische Anlagen in einem Naturschutzgebiet der höchsten Schutzkategorie (Class I) errichtet wurden, erließ der Staat Westaustralien ein eigenes Gesetz (Barrow Island Act 2003). Aufgrund technischer Probleme bei der Trocknung des CO₂-Stroms ist dessen Wassergehalt zu hoch für den sicheren Transport in Rohrleitungen zu den Injektionsbohrungen. Daher verzögert sich der für 2017 geplante Beginn des dann weltweit größten CO₂-Speichers bis voraussichtlich gegen Ende 2018 (Smyth 2018). Die dadurch verursachten, unvorhergesehenen CO₂-Emissionen entsprechen den Emissionsminderungen der gesamten australischen Fotovoltaikanlagen (Diss 2018).
- Carbon Net Victoria. Die Bundesregierung und der Staat Victoria erkunden mehrere Speichergebiete im Gippsland Basin vor der Küste Victorias. Der Staat hält fünf Erkundungslizenzen für CO₂-Speicher, vier davon im Commonwealth Bereich. Die Erkundung beinhaltet 3D-Seismik und eine für 2019/2020 geplante Erkundungsbohrung. Die Gebiete werden als Speicher für CO₂ erkundet, das u. a. bei der Verstromung und Nutzung von Braunkohle auf dem Festland, im Latrobe Valley, anfällt und abgeschieden werden könnte. Es wird eine gemeinsame Transport-Infrastruktur zwischen Emittenten und Speicherstätten angestrebt. Victoria hat die folgenden Gesetze zur CO₂-Speicherung erlassen: Victoria's Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008 (GGGS), Victoria's Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2010.

4.2.7 China

China emittiert in absoluten Zahlen weltweit die höchste Menge an CO₂ jährlich. Aufgrund der fortschreitenden Desertifikation ist China in den Halbwüsten im Landesinnern zudem besonders vom Klimawandel betroffen. Die politische Unterstützung für die Entwicklung und Erprobung von CCUS-Technologien in China ist hoch (Ministry of Science and Technology of China 2011), vergleichbar mit anderen weltweit führenden CCS-Ländern (Policy Indicator, GCCSI 2017).

Seit 2005 erforscht und entwickelt China CCUS-Technologien. Die Forschungsförderung setzt auf einen Technologiemix, bei dem Möglichkeiten der Ausbeutesteigerung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten, Kohleflöz- und Schiefergasgewinnung im Vordergrund stehen. Daneben werden aber auch Möglichkeiten der Formationswassernutzung und geothermischer Energiegewinnung in Kombination mit CO₂-Speicherung untersucht. Unter den zahlreichen internationalen Gemeinschaftsforschungsprojekten sind solche mit deutschen Partnern selten (Liu et al. 2017). In der technischen Zusammenarbeit zur CO₂-Speicherung wurde der Austausch zwischen China und Deutschland eingestellt. China priorisiert die Zusammenarbeit mit Ländern wie das Vereinigte Königreich, die USA oder Australien.

Die Sedimentbecken Chinas sind reich an Kohlevorräten und Möglichkeiten für die Speicherung von CO₂. China baut Kohleverflüssigungsanlagen, an denen CO₂ abgeschieden werden kann. In einem der Kohlebecken, dem Ordos-Becken, wurde Chinas erstes CCS-Pilotprojekt verwirklicht und zwischen 2011 und 2015 300.000 Tonnen CO₂ aus einer Kohleverflüssigungsanlage in salinaren Aquiferen gespeichert (Shenghua Group).

Erste Versuche zum CO₂-Fluten von Erdöllagerstätten wurden im Daqing Ölfeld bereits um 1960 und 1990 unternommen. Ausgehend von Pilot- und Demonstrationsprojekten befinden sich derzeit in China mehrere größere industrielle CO₂-EOR-Projekte in unterschiedlichen Phasen der Umsetzung (GCCSI 2017, Liu et al. 2017). Yangchang Petroleum errichtet zudem zwei Synthesegas-Anlagen mit CO₂-Abscheidung bei Xi'an, die 400.000 Tonnen CO₂ pro Jahr für EOR liefern sollen.

In China gibt es mehrere regionale Emissionshandelssysteme, die als Pilotprojekte dienen. 2017 wurde ein landesweites Handelssystem, zunächst für den Stromsektor, beschlossen, das sich derzeit noch in der Umsetzung befindet (Worldbank & Ecofys 2018). Die Europäische Union (2016) unterstützt China bei der Einführung des Handelssystems. 2020 soll der Handel im Stromsektor beginnen und später auf weitere Industriezweige übertragen werden. Ein eigenständiges Gesetz zur CO₂-Speicherung in China ist nicht bekannt.

4.2.8 Japan

Aufgrund der geologischen Bedingungen und der Erdbebengefährdung ist die Kapazität zur sicheren und dauerhaften Speicherung von CO₂ auf dem japanischen Festland begrenzt. In den Sedimentbecken vor den Küsten wird eine hohe Speicherkapazität von etwa 150 Mrd. Tonnen CO₂ erwartet (Ogawa et al. 2011). Diese Abschätzung beinhaltet aber zu einem großen Teil offene saline Aquifere, ohne rundum geschlossene Speicherstrukturen. Japan setzt in Zukunft auf die Entwicklung einer Wasserstoff Technologie. Kawasaki Heavy Industries plant den Import von Wasserstoff, der in Australien aus Braunkohle unter Abscheidung und Speicherung von CO₂ gewonnen wird. In Japan selbst wird die Speicherung von CO₂, das bei der Wasserstoffherstellung in einer Raffinerie anfällt, erprobt. Die Abscheidung des CO₂ erfolgt in einer zweistufigen Aminwäsche mit einem Waschmittel von BASF. Das abgeschiedene CO₂ wird vor der Küste der Hafenstadt Tomakomai (Hokkaido) in salinaren Aquiferen unter dem Meeresboden gespeichert. Derzeit lassen die Ministerien für Wirtschaft und Umwelt weitere Standorte durch die Japan CCS Co. Ltd. erkunden, um bis ca. 2020 etwaige Speicherstandorte festlegen zu können.

Japan verfügt nicht über ein eigenes CCS-Gesetz, hat aber eine Richtlinie zum sicheren Betrieb eines CCS-Demonstrationsprojekts herausgegeben. Abscheidung und Transport von CO₂ erfolgen nach bestehenden Gesetzen zum Umgang mit Gasen (Gas Business Act, High Pressure Gas Safety Act, Industrial Safety and Health Act). Die Bohrung hat nach dem Bergsicherheitsgesetz zu erfolgen und die Speicherung unterliegt dem Gesetz zur Vermeidung von Unfällen und Verschmutzung der Meere (Act for the Prevention of Marine Pollution and Maritime Disasters) (Tanase et al. 2013, Tanase 2017). In einem „Regulatory Framework“ wird festgelegt, dass CO₂-Ströme für die Speicherung im marinen Bereich eine CO₂-Reinheit von ≥ 99 Vol.- Prozent (bei Abscheidung mittels Aminwäsche) bzw. von ≥ 98 Vol.- Prozent (bei Abtrennung aus der Wasserstoffproduktion) aufweisen müssen (Japan Ministry of Environment 2011).

Japan erhebt seit 2012 eine CO₂-Steuer von etwa 3 US-Dollar auf eine Tonne CO₂ (Worldbank & Ecofys 2018). Zudem gibt es regionale Handelssysteme für Emissionszertifikate in Tokyo und Saitama.

4.2.9 Arabische Staaten

Saudi Arabien verfolgt eine ambitionierte CCS/CCU-Strategie mit einem Fokus auf Enhanced Oil Recovery, der Abscheidung von CO₂ aus mobilen CO₂-Quellen (Autos, Schiffen und Zügen) sowie der industriellen Nutzung von CO₂. Saudi Arabien ist mit den USA ein Mitbegründer der international bedeutenden Energieforschungsinitiative Mission Innovation, der sich auch Deutschland und die EU angeschlossen haben.

Saudi Aramco, die staatliche Ölgesellschaft Saudi Arabiens, hat 2015 das Uthmaniyah CO₂-EOR-Demonstrationsprojekt im Osten des Landes in Betrieb genommen. Hier werden 800.000 Tonnen CO₂ an einem Werk zur Erdgasverarbeitung abgeschieden und per CO₂-Leitung zu einem 85 Kilometer entfernten Injektionsstelle innerhalb des Ghawar-Ölfelds transportiert und dort zur Steigerung der Erdölausbeute injiziert. Die Laufzeit des Demonstrationsprojekts beträgt drei bis fünf Jahre. Das Ghawar-Ölfeld ist insgesamt das größte konventionelle Ölfeld der Erde (aktuell 5 Mio. Barrel pro Tag), der großskalige Einsatz von EOR wird hier möglicherweise auf Jahrzehnte noch nicht notwendig sein.

Das weltweit erste großtechnische Projekt zur Abscheidung von CO₂ an einer Industrieanlage ist in Abu Dhabi realisiert worden. An einem Stahlwerk in Mussafah werden jährlich ca. 800.000 Tonnen CO₂ mittels Aminwäsche abgeschieden und durch eine 43 Kilometer lange CO₂-Leitung zu einem Ölfeld zur Ausbeutesteigerung transportiert.

5 Internationale Zusammenarbeit und Notwendigkeit einheitlicher Standards

Die weitere Entwicklung der CCS-Technologie und insbesondere der CO₂-Speicherung ist auf den europäischen und internationalen Austausch von wissenschaftlichen Erkenntnissen und praktischen Erfahrungen angewiesen. Die Notwendigkeit der internationalen Zusammenarbeit zur CO₂-Speicherung ergibt sich u. a. aus dem Fehlen von Speichern im industriellen Maßstab auf dem europäischen Festland. Die beiden kleinen Pilotprojekte in Ketzin (Brandenburg) und Hontomin (Provinz Burgos, Spanien) wurden bzw. werden unter wissenschaftlichen Gesichtspunkten eingerichtet, betrieben und überwacht. Zudem werden in allen Projekten teilweise standort- und projektspezifische Erfahrungen gemacht.

Die geplante Zusammenarbeit mit den europäischen Nordseeanrainern ist darüber hinaus auch auf den Mangel an sozioökonomisch akzeptabel erscheinenden Speicherkapazitäten auf dem europäischen Festland zurückzuführen.

Auf der Projektebene sind insbesondere die standort- und projektspezifischen Erfahrungen von Bedeutung für die Wissenschaft und die Industrie. Insbesondere Erfahrungen über Misserfolge und Fehlschläge, die Grundlage für Anpassungen, Verbesserungen und Optimierungen waren, werden selten ausführlich publiziert. Zugang zu diesem für die Planung und den Erfolg zukünftiger Projekte wichtigen Insiderwissen ist oft nur durch den persönlichen Austausch mit projektbeteiligten Fachleuten möglich. Die persönlichen Kontakte ergeben sich teilweise über den wissenschaftlichen Austausch in europäischen Verbundforschungsprojekten oder in gemeinsamen Industrieprojekten.

Auf der Ebene der Regierungen bzw. der Wissenschaft bieten internationale Gremien eine Plattform für den formellen und informellen Austausch zwischen Industrie, Wissenschaft und Regierungen.

5.1 Internationale Zusammenarbeit: Gremien

Das **Carbon Sequestration Leadership Forum** ist eine Klimainitiative auf Ministerebene zu weiteren Entwicklung von CCUS. Das CSLF wurde 2003 auf Initiative der USA gegründet und hat derzeit 25 Mitgliedstaaten, u. a. alle G7-Staaten sowie die Schwellenländer Indien, China, Südafrika, Brasilien und Mexiko. Das letzte Treffen auf Ministerebene fand im November 2017 in Abu Dhabi, VAE, statt. Das BMWi war auf Fachebene daran beteiligt.

Auch die **Internationale Energieagentur (IEA)**, insbesondere deren Greenhouse Gas R&D Programme (IEA-GHG), beschäftigt sich intensiv mit dem Thema CCS und hat bisher zahlreiche Berichte zu verschiedenen Aspekten der CCS-Technologie veröffentlicht. Die Beschäftigung der IEA beschränkt sich nicht auf die Anwendung von CCS und CCU im Energiesektor, sondern fokussiert sich zunehmend auch auf die Bedeutung der Technologie für CO₂-intensive Industrieprozesse. Ein besonderes Augenmerk legt die IEA auf die Untersuchung des für CCS und CCU notwendigen Rechtsrahmens (IEA CCUS Legal and Regulatory Network). Das Greenhouse Gas R&D Programme koordiniert weitere technische Netzwerke, gibt regelmäßig einen ausführlichen Newsletter zu CCS-Aktivitäten aus aller Welt heraus und trägt mit Fachkonferenzen und einer jährlich stattfindenden „Summerschool“ zur Ausbildung qualifizierter Experten für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ bei.

Das **Global Carbon Capture and Storage Institute (GCCSI)** wurde 2008 auf Initiative und mit finanzieller Unterstützung Australiens gegründet. Neben dem Institut in Australien verfügt das GCCSI mittlerweile auch über Standorte in Asien, USA und Europa. Nachdem das Institut ab 2015 Mitgliedsbeiträge erhoben hat, ist das BMWi aus der Mitgliedschaft ausgeschieden. Hauptwerke des GCCSI sind u. a. der jährliche Bericht zum weltweiten Status von CCS und CCU (The Global Status of CCS) und deren Projektdatenbank.

Um die Speicherung von Kohlendioxid unterhalb des Meeresbodens zu ermöglichen, mussten sowohl das **OSPAR-Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt** des Nordostatlantiks als auch das **Londoner Protokoll zum Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen** angepasst werden. Beide Änderungen sind mittlerweile von einer ausreichenden Zahl von Vertragsstaaten ratifiziert worden und damit in Kraft getreten. Nach beiden internationalen Verträgen ist die Speicherung von CO₂ nur in den Meeresuntergrund zulässig. Eine Speicherung in der Wassersäule ist somit völkerrechtlich verboten. Eine weitere Änderung des Londoner Protokolls, die abweichend von der allgemeinen Regelung des Abfallverbringungsverbots nach Artikel 6 des Londoner Protokolls den Export von CO₂ zum Zwecke der CO₂-Speicherung im tiefen geologischen Untergrund unterhalb des Meeresbodens erlaubt, ist bislang nur von wenigen Staaten ratifiziert worden. In Deutschland wird die Ratifizierung derzeit vorbereitet. Für eine Anwendung im Nordseeraum wäre eine multinationale Speicherbewirtschaftung grundsätzlich denkbar, weil die Richtlinie 2009/31/EG ausdrücklich eine Kooperation zwischen den EU-Mitgliedsstaaten ermöglicht. Das völkerrechtliche Inkrafttreten dieser für den grenzüberschreitenden Transport von CO₂

unterzeichneten Änderung des Londoner Protokolls steht mangels der erforderlichen Anzahl vertragsstaatlicher Ratifizierungen noch aus.

Unter der **Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC)** mit ihren Instrumenten „Kyoto-Protokoll“ und „Übereinkommen von Paris“ findet das Thema CCS seit langer Zeit Beachtung als Emissionsminderungstechnik, die den Vertragsstaaten nach eigenem Ermessen zur Verfügung steht. Durch die Verabschiedung von entsprechenden Richtlinien besteht seit 2011 auch die Möglichkeit, im Rahmen des „Clean Development Mechanism“ (CDM) unter dem Kyoto-Protokoll eine durch den Einsatz von CCS in Entwicklungsländern nachgewiesene projektbasierte Emissionsminderung in Form von Gutschriften zu vergüten. Konkrete Projekte wurden im Rahmen des CDM bisher nicht umgesetzt.

5.2 ISO-Normen

Über die internationale politische und geotechnische Zusammenarbeit hinaus ist auch die Zusammenarbeit bei der Erstellung von Regelwerken sinnvoll, damit weltweit möglichst einheitliche Bedingungen für die Speicherung von CO₂ geschaffen werden können und die deutschen und europäischen Sicherheitsvorstellungen Eingang in die ISO-Regelwerke finden. Das Technische Komitee 265 der Internationalen Standardorganisation (ISO) mit sechs thematischen Arbeitsgruppen erstellt technische Berichte, Spezifikationen und Normen zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von CO₂. Deutsche Experten, u. a. aus mehreren Bundesbehörden (BAM, BGR, UBA) arbeiten in einem Arbeitsausschuss des Deutschen Instituts für Normung (DIN) an der Erstellung der internationalen Normen mit (NA 119-01-04 AA). Bisher wurden sechs Berichte und Normen veröffentlicht, sechs weitere sind in Arbeit (Tab. 2).

Tabelle 2

Veröffentlichte und in Arbeit [i. A.] befindliche Normen (ISO), technisch Berichte (ISO/TR) zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von CO₂ sowie zur Quantifizierung und zu Querschnittsthemen.

ISO/TR 27912:2016 Carbon dioxide capture – Carbon dioxide capture systems, technologies and processes
ISO 27913:2016 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Pipeline transportation systems
ISO 27914:2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Geological storage
ISO/TR 27915:2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage -- Quantification and verification
ISO 27917:2017 Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Vocabulary – Cross cutting terms
ISO/TR 27918:2018 Lifecycle risk management for integrated CCS projects
ISO/FDIS 27916 [i.A.] Carbon dioxide capture, transportation and geological storage – Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO ₂ -EOR)
ISO 27919-1 [i.A.] Carbon dioxide capture – Part 1: Performance evaluation methods for post-combustion CO ₂ capture integrated with a power plant
ISO/AWI 27919-2 [i.A.] Carbon dioxide capture – Part 2: Evaluation procedure to assure and maintain stable performance of post-combustion CO ₂ capture plant integrated with a power plant
ISO/CD 27920 [i.A.] Carbon dioxide capture, transportation and geological storage (CCS) – Quantification and Verification
ISO/AWI TR 27921 [i.A.] Carbon dioxide capture, transport and storage – CO ₂ stream composition
ISO/AWI TS 27924 [i.A.] Lifecycle risk management for integrated CCS projects

Quelle: ISO, <https://www.iso.org/committee/648607.html>

Innerhalb der Normungsgremien sind Kompromisse erforderlich, die angesichts der starken Präsenz von Erdöl produzierenden Staaten und Unternehmen in einigen Arbeitsgruppen mitunter zu Definitionen führen, die zu viel Spielraum für Interpretationen lassen. So unterscheiden sich vor allem die Sicherheitsansprüche des nordamerikanischen Bergrechts von denjenigen in Europa, auch werden die Interessen von Unternehmen und Umweltverbänden in anderer Weise formuliert und miteinander in Einklang gebracht. Daher ist eine direkte Anwendung der internationalen Normen, ohne Anpassung an nationale und europäische Bedingungen, durch zuständige Behörden oder Unternehmen in Deutschland nicht möglich. Aufgrund der bisher geringen praktischen Erfahrungen mit Speicherprojekten in Europa erscheint eine Überführung der internationalen Normen in europäische und deutsche Normen derzeit weder ratsam noch erforderlich. In vielerlei Hinsicht ist das Europäische Recht in diesem Themenfeld bereits weiterentwickelt und deutlich anspruchsvoller hinsichtlich des vorgegebenen Umweltschutzniveaus.

6 Europäische Zusammenarbeit

6.1 Rechtsrahmen KOM: RL 2009/31/EG

Die europäische Richtlinie gibt die wesentlichen Elemente des deutschen Umsetzungsgesetzes bereits vor. Vor allem räumt die Richtlinie den Mitgliedstaaten das Recht ein, die Kohlendioxidspeicherung auf ihrem Hoheitsgebiet auszuschließen.

Die Europäische Kommission hat am 1. Februar 2017 den zweiten, sehr knappen Bericht über die Durchführung der Richtlinie 2009/31/EG vorgelegt. Inzwischen haben alle Mitgliedstaaten der Kommission ihre Umsetzungsmaßnahmen übermittelt. Nach Auffassung der KOM entsprechen die Rechtsvorschriften von 16 Mitgliedstaaten in vollem Umfang der Richtlinie. Die KOM berichtet von einem Antrag auf Exploration (dt. Terminus: Untersuchung) eines Speichers in Spanien und einem weiteren Antrag auf eine Speichergenehmigung für das Peterhead CCS-Projekt im Vereinigten Königreich, der allerdings wegen der zwischenzeitlichen Streichung von Haushaltsmitteln für CCS-Projekte hinfällig sein dürfte. Bei der Prüfung der „CCS Readiness“ für Kraftwerksneubauten bzw. -umbauten geben die Firmen durchweg an, dass CCS nicht wirtschaftlich sei; trotzdem werden bei den meisten Kraftwerken zusätzliche Flächen für etwaige CO₂-Abscheideanlagen freigehalten, da die Frage der Wirtschaftlichkeit u. a. vom CO₂-Preis abhängt.

6.2 Förderprogramme

Trotz umfangreicher Fördermaßnahmen sowie eines vollumfänglichen europäischen Rechtsrahmens für CCS ist keines der von der EU KOM vorgesehenen zwölf großtechnischen Demonstrationsprojekte realisiert worden. Weder das **European Energy Programme for Recovery (sog. EEPR)** noch die Förderung aus der **Versteigerung von 300 Millionen Zertifikaten aus der Neuanlagenreserve des Europäischen Emissionshandels (sog. NER 300)**, die jeweils Gelder in dreistelliger Millionenhöhe zur Verfügung gestellt hätten, konnten einen hinreichenden Anreiz für größere CCS-Projekte setzen bzw. zur Umsetzung bereits weit fortgeschrittener Projektplanung motivieren. Die Gründe für das Scheitern mehrerer großer Demonstrationsprojekte u. a. in Deutschland (Jänschwalde), im Vereinigten Königreich (Don Valley, Peterhead, White Rose) und den Niederlanden (ROAD) sind vielfältig. Unter anderem sind auf nationaler Ebene zusätzlich notwendige Fördermittel gestrichen worden. Ferner konnte die Öffentlichkeit nicht von der Sinnhaftigkeit von CCS überzeugt werden. Schließlich war der Preis der Emissionsberechtigungen zu niedrig, um die Wirtschaftlichkeit von CCS sicherzustellen.

Die EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG sieht für die Handelsperiode 2021 bis 2030 einen Innovationsfonds vor, aus dem neben Verfahrensinnovationen der emissionsintensiven Industrien auch Projekte aus den Bereichen EE, CCU und CCS gefördert werden können. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Innovationsfonds werden derzeit von der KOM erarbeitet. In Summe werden mindestens 450 Millionen Emissionsberechtigungen aus dem Europäischen Emissionshandel veräußert, um den Fonds mit Finanzmitteln auszustatten.

Die Europäische Kommission hat mit den sog. ERA-Nets (European Research Area Nets) ein Instrument eingeführt, mit dessen Hilfe Mitgliedstaaten, assoziierte Staaten sowie Drittstaaten ihre Förderprogramme strategisch koordinieren und gemeinsame Ausschreibungen durchführen können, die von der Europäischen Kommission anteilig unterstützt werden. Derzeit beteiligt sich das BMWi an einem europäischen Forschungsverbund **ERA NET ACT (Accelerating CCS Technologies)**, das acht Projekte mit einem Gesamtbudget von 50 Mio. Euro erfasst. Zu den Fördermittelgebern gehören Deutschland, die Niederlande, Norwegen, Rumänien, Spanien, die Türkei, das Vereinigte Königreich und die Schweiz. Deutschland ist an vier der acht Vorhaben mit insgesamt 7.868.847 Euro beteiligt. Der größte Fördermittelgeber im Rahmen des ERA-Nets ACT ist Norwegen mit ca. 10 Mio. Euro. Das Projekt ALIGN-CCUS ist mit einer internationalen Gesamtfördersumme von 14,3 Mio. Euro das mit Abstand größte Vorhaben im Rahmen von ACT und hat mit seiner hohen Industriebeteiligung, die von der Kraftwerkstechnik bis zur Autoindustrie reicht, eine besonders anwendungsnahe Thematik. Deutschland ist an dem ALIGN-CCUS-Verbund mit insgesamt sechs Partnern und ca. 5,3 Mio. Euro, das entspricht ca. 37 Prozent der Gesamtfördersumme in dem Verbund, beteiligt. An einem zweiten Förderaufruf von 2018 sind auch Frankreich und die USA beteiligt.

Mit einem Volumen von 5,35 Mrd. Euro von 2014 bis 2020 ist die **Energieinfrastrukturverordnung 347/2013** gekoppelt mit dem Förderinstrument **Connecting Europe Facility (CEF)** neben dem Innovationsfonds der KOM eines der beiden europäischen Förderinstrumente, um u. a. auch größere CCS- bzw. CO₂-Infrastrukturprojekte unterstützen zu können. Die zugrundeliegende CEF-Verordnung wird derzeit für die nächste Förderperiode angepasst. Um im Rahmen der CEF eine Förderung beantragen zu können, muss ein Projekt zunächst den Status als sog. Project of Common Interest erhalten. Bisher sind vier CO₂-Infrastrukturprojekte

als Projects auf Common Interest anerkannt worden (Teeside CO₂ Hub, CO₂-Sampling Transport and Infrastructure Project, The Rotterdam Nucleus, CO₂ cross-border transport connections between emission sources in United Kingdom and Netherlands and a storage site in Norway). Alle diese Projekte befinden in einem sehr frühen Planungsstadium, so dass allenfalls Finanzhilfen für Machbarkeitsstudien oder anderweitige vorgelagerte Studien und Untersuchungen beantragt werden könnten.

6.3 Europäische Strategien

CCU und CCS sind Bestandteile des **Strategic Energy Technology Plans** der Energieforschung und Innovation in Europa. Im CCUS Implementation Plan von 2017, der von Mitgliedstaaten, Stakeholdern und der Europäischen Kommission erarbeitet worden ist, werden diejenigen anstehenden Forschungs- und Innovationsaufgaben aufgezählt, mit denen wesentliche Ziele – insbesondere Kostenreduktion, Entwicklung einer CO₂-Infrastruktur – des SET Plans erreicht werden können. Hierzu gehören ein großtechnisches Demonstrationsprojekt im Energiesektor, die Entwicklung von regionalen CO₂-Clustern, eine grenzüberschreitende CO₂-Transportinfrastruktur, ein europäischer Speicheratlas sowie die Identifizierung von Speicherstätten, innovative Abscheide- und Nutzungstechnologien und nicht zuletzt die Einbettung von CCU und CCS in die nationalen Energie- und Klimaziele.

6.4 Europäische Kooperationen

Das Bundeswirtschaftsministerium ist Mitglied in der sog. **North Sea Basin Task Force**. In der NSBTF tauschen sich das Vereinigte Königreich, die Niederlande, Deutschland und Norwegen sowie Flandern zu allen Fragestellungen der CO₂-Speicherung im tiefen Untergrund unterhalb der Nordsee aus. Neben den technisch-geologischen Voraussetzungen für eine CO₂-Speicherung wie z. B. den Ansatzpunkten für eine CO₂-Infrastruktur, müssen auch die rechtlich-ökonomischen Grundlagen, d. h. insbesondere mögliche Haftungsfragen geklärt werden, wenn zukünftig CO₂ eines Mitgliedstaates unterhalb der Nordsee bzw. der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) eines anderen Mitgliedstaates bzw. Drittstaates wie Norwegen gespeichert werden soll.

Als Beratungsgremium für die Europäische Kommission fungiert die sog. **Zero Emission Platform (ZEP)**, die unter anderem die Plattform für die Umsetzung des SET Plans bereitstellt. Mitglieder von ZEP sind Regierungen, NGOs, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen. Betrieben wird ZEP derzeit von der britischen Carbon Capture and Storage Association.

6.5 Verbundforschungsprogramme, Wiss. Austausch und EU-Konferenzen

Im Arbeitsprogramm des EU-Forschungsrahmenprogramms Horizont 2020 waren und sind verschiedene Ausschreibungen für Verbundforschungsprojekte und Vernetzungsaktivitäten zum Thema CCS enthalten (im Themenfeld „Secure, clean and efficient energy“). Im Rahmen des ERANets „Accelerating CCS Technologies“ (ACT) werden, wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, Projekte gefördert, die eine Entwicklung von CCUS-Technologien beschleunigen und diese zur Marktreife zu befähigen können.

Der wissenschaftliche Austausch in Europa wird, neben der gemeinsamen Forschung und der Mitarbeit in verschiedenen Netzwerken (s. u.), auf regelmäßig stattfindenden Fachtagungen zum Thema CCS gepflegt. Dies sind u. a. die „Trondheim CCS Conference“ (TCCS), das „Venice Open Forum“ und die „Geological Storage Workshops“ der European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). Zudem gibt es Sessions zu speziellen Aspekten der CCS-Technologie auf zahlreichen Fachtagungen, z. B. zur geologischen CO₂-Speicherung auf der European Geosciences Union General Assembly.

6.6 Übersicht über europäische Netzwerke zu CCS

Netzwerke zum Thema CCS gibt es in Europa auf verschiedenen Ebenen, das heißt zum Beispiel als fachliche oder regionale Zusammenschlüsse von Vertretern aus Wissenschaft und/oder Praxis. Im Folgenden sind die wichtigsten Verbünde aus den verschiedenen Netzwerkgruppen aufgeführt. Die Netzwerke mit deutscher Beteiligung sind in den folgenden Auflistungen unterstrichen (nationale Netzwerke sind in Kapitel 2.2 aufgelistet).

Fachlich-thematische Netzwerke (Forschung):

- CO₂GeoNet (unabhängiges Netzwerk von europäischen Forschungseinrichtungen, nationalen geologischen Diensten und Universitäten zur CO₂-Speicherung).
- ENeRG (European Network for Research in Geo-Energy; 1992 gegründetes Netzwerk verschiedener europäischer Forschungseinrichtungen zum Thema Geoenergie, einschließlich CCS und CCUS).

- EuroGeoSurveys GeoEnergy Expert Group (Expertengruppe innerhalb des europäischen Verbunds nationaler Geologischer Dienste).
- EERA, European Energy Research Alliance (2008 gegründete Allianz europäischer Forschungseinrichtungen und Universitäten zur europaweiten Koordinierung und Realisierung von Forschungsaktivitäten zu Energietechnologien gemäß „European Integrated Strategic Energy Technology Plan (SET-Plan)“; u. a. Programm zu CCS).
- ECCSEL, European Carbon Dioxide Capture and Storage Laboratory Infrastructure, (Europäisches Forschungsinfrastrukturnetzwerk, seit 2016 als „European Research Infrastructure Consortium (ERIC)“ etabliert).
- IEA-GHG Greenhouse Gas R&D Programme der Internationalen Energieagentur, (mehrere Netzwerke u. a. zu CO₂-Abscheidetechnologien, Speicherung, Überwachung und Umweltauswirkungen).

Regionale Netzwerke:

- North Sea Basin Task Force (NSBTF): Zusammenschluss öffentlicher und privater Einrichtung verschiedener Nordsee-Anrainerstaaten zur Förderung von (gemeinsamen) CCS-Aktivitäten im Nordseegebiet.
- Baltic Sea Region Network of CCS (BASRECCS): Das Netzwerk bietet Interessierten aus Wissenschaft und Industrie die Möglichkeit zum Austausch und zur Planung gemeinsamer CCS-Forschungsprojekte im Ostseeraum.

Weitere Netzwerke in Europa:

- EU CCS Demonstration Project Network: Das Netzwerk wurde 2009 von der EC zur Unterstützung der Umsetzung großer CCS-Demonstrationsprojekte in Europa ins Leben gerufen.
- European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP): Zusammenschluss von Vertretern aus Wissenschaft, Industrie und Umweltschutzorganisationen zur Förderung der CCS-Technologie.

7 Umweltauswirkungen

Ein Austritt von CO₂ ist grundsätzlich an allen Gliedern von CCS-Prozessketten möglich; eine Leckage aus dem Transportsystem oder aus dem Speicher würde dabei voraussichtlich größere Auswirkungen nach sich ziehen als der CO₂-Austritt an einer Abscheideanlage (z. B. U. K. Environment Agency 2011). Bei CO₂-Abscheideanlagen stehen vielmehr die möglichen Auswirkungen des Einsatzes großer Mengen Chemikalien für die Anlagen-, Betriebs- und Arbeitssicherheit sowie der Schutz der menschlichen Gesundheit insgesamt im Vordergrund.

Neben den direkten Auswirkungen von Abscheidung, Transport und Speicherung auf die Umwelt, müssen auch indirekte Wirkungen durch die Substitution von Technologien und die in CCUS-Anwendungen erzeugten Produkte in die Betrachtung möglicher Umweltauswirkungen mit einbezogen werden.

7.1 Rohstoffseitige Umweltauswirkungen

Die vor der technologischen CCS-Prozesskette liegende Bereitstellung von (zusätzlichen) Brennstoffen und Rohstoffen, aus denen CO₂-Ströme stammen, ist generell mit vielfältigen und unterschiedlichen Umweltauswirkungen verbunden, die hier nicht im Einzelnen beleuchtet werden können, bei einer umfassenden Bewertung von CCS-Technologien und dem Vergleich verschiedener technologischer Optionen aber nicht außer Acht gelassen werden sollten.

Bei der Substitution von Brennstoffen ändern sich auch die damit verbundenen Umweltauswirkungen zu deren Bereitstellung. Beispielsweise ist beim Ersatz von Kohle durch Erdgas, mit deutlich geringeren CO₂-Emissionen pro Energieeinheit, die im Vergleich zu CO₂ etwa 20-fach höhere Treibhausgaswirkung von Methan bei Verlusten und Leckagen zu bedenken. Auch die Methanfreisetzung aus Biogasanlagen ist nicht vernachlässigbar (Westerkamp et al. 2014).

Der Einsatz von Biomasse in Kraftwerken oder in der petrochemischen Industrie ist vor allem dann kritisch zu hinterfragen, wenn bei Projekten im industriellen Maßstab, wie in Decatur, Illinois, auf ganze Landstriche ausgedehnte Monokulturen zur Bereitstellung der Biomasse dienen. Zur Deckung des wachsenden Bedarfs an Holzpellets zur Verstromung in Kraftwerken in Frankreich, dem Vereinigten Königreich, Dänemark oder den Niederlanden werden große Wälder in Nordamerika abgeholzt (Willinger 2016). Die vielfältigen ökologischen Funktionen intakter Wälder und Waldböden können durch die meist nachfolgenden monotonen Forstplantagen nicht ersetzt werden (vgl. 9.3.3).

Des Weiteren wird CCS im Zusammenhang mit der verbesserten Ausförderung von Erdöl- oder Erdgaslagerstätten kritisch gesehen. Berücksichtigt man bei CO₂-EOR-Projekten die Freisetzung von CO₂ aus dem zusätzlich geförderten Öl, dann kann aus dessen Produkten (v. a. Treibstoffe) bei der dezentralen Nutzung mehr CO₂ freigesetzt werden, als in den Lagerstätten gespeichert bleibt.

Für die Abscheidung, den Transport in Rohrleitungen und die Speicherbohrungen sind hochwertige, korrosionsresistente Materialien erforderlich, daher wird ein Mehrbedarf an Stahl und Stahlveredlern erwartet (z. B. Nakijima 2018) und somit sind auch zusätzliche Umweltbeeinträchtigungen durch Bergbau und Verhüttung zu erwarten.

Der zusätzliche Einsatz von Energierohstoffen für die CO₂-Abscheidung ist in vielen Studien für unterschiedliche Anlagen detailliert ermittelt worden.

7.2 Mögliche Auswirkungen der CO₂-Abscheidung

Die möglichen Umweltauswirkungen der Abscheidung hängen von der angewendeten Abscheidetechnologie ab. Bei vielen Abscheideverfahren sind vor allem die möglichen direkten Umweltauswirkungen durch die beim Abscheideprozess eingesetzten Substanzen zu betrachten und weniger die durch das abgetrennte CO₂ selbst.

Mögliche Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit, die Arbeitssicherheit und die Umwelt sind insbesondere für die CO₂-Abscheidung durch Aminwäsche gut untersucht, da diese ein lang etabliertes Verfahren, z. B. für die Erdgasaufbereitung, ist. Diese Untersuchungen fokussieren sich insbesondere auf Auswirkungen von Amin-Emission mit dem CO₂-abgereicherten Abgasstrom, also während des regulären Betriebs. In geringem Umfang kann auch ein Schlupf von Aminen und ggf. seinen Abbauprodukten in den abgeschiedenen CO₂-Strom auftreten. Austretende Amine können vor allem i) in der Luft Nitramine und Nitrosamine (z. T. krebserregend) bilden und ii) zur Bildung sekundärer Aerosole führen. Die Bildung der Nitrosamine und Nitramine kann photochemisch oder durch die Anwesenheit von Ozon, Nitrat- oder Hydroxylradikalen initialisiert werden und ist u. a. abhängig von der Verfügbarkeit von NO_x. Während Nitrosamine eine begrenzte Lebensdauer in der Atmosphäre aufweisen, da sie photochemisch abgebaut werden können, sind Nitramine stabiler und können somit auch aus

der Atmosphäre in den Boden oder das Oberflächenwasser gelangen (z. B. Hillebrand et al. 2016). Die Reduzierung der Aminemissionen aus CO₂-Abscheideanlagen wurden in den letzten Jahren intensiv beforscht (z. B. Moser et al. 2017). Zudem müssen die verbrauchten Aminlösungen entsorgt werden. Pro 1 Mio. Tonnen abgetrenntem CO₂ fielen in 2013 nach dem damaligen Entwicklungsstand 3500 bis 4000 Tonnen Aminabfall an (Dautzenberg & Bruhn 2013).

Die CO₂-Abscheidung aus Rauchgasen von Kraftwerken mittels Aminwäsche oder unter Verwendung der Oxyfuel-Technologie kann u. U. zu einer weitergehenden Reduzierung der direkten SO_x- und NO_x-Emissionen im Vergleich zu Rauchgasen von Kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung² führen, da diese Substanzen – bedingt durch die Anforderungen des Abscheideprozesses – vor Eintritt in die Abscheidung weitgehend entfernt werden müssen (z. B. EEA 2011).

Bei anderen industriellen CO₂-Quellen hängen mögliche Umweltauswirkungen von den eingesetzten Energieträgern und Rohstoffen sowie von der Reinigung der abgeschiedenen CO₂-Ströme ab.

7.3 Mögliche Auswirkungen beim CO₂-Transport

7.3.1 Pipeline-Transport

Im Gegensatz zur CO₂-Abscheidung könnte beim Pipelinetransport eine Freisetzung großer CO₂-Mengen in kurzer Zeit, z. B. durch Unfälle erfolgen, die große Auswirkungen auf Arbeitssicherheit und die menschliche Gesundheit haben könnten. Während des regulären Betriebs sind kaum akute Auswirkungen zu erwarten. Durch den Bau neuer Pipelines können langfristig oder temporär (vor allem während der Bauphase) verschiedene Schutzgüter wie Flora und Fauna, Landschaft oder Kulturgüter betroffen werden. Beeinträchtigungen der Funktionen des an Land zumeist betroffenen Schutzgutes Boden werden von Stange et al. (2012) erörtert. Studien natürlicher CO₂-Austritte lassen vermuten, dass sich Auswirkungen auf die unmittelbare Umgebung der Leckagen beschränken werden und bei kurzfristigen Ereignissen kaum dauerhafte Ökosystemveränderungen bewirken sollten. Dies gilt ebenso für Austritte in der gut durchmischten Nordsee, in der sich begrenzte Mengen von CO₂, Simulationsrechnungen zufolge (Phelps et al. 2015), rasch ausbreiten und verdünnen sollten.

Bei einer Freisetzung großer CO₂-Mengen aus der Pipeline wird die CO₂-Konzentration in der Umgebung mit zunehmender Entfernung von der Pipeline rasch sinken. Die Freisetzung des CO₂ ist vom Abstand der Sicherheitsventile und von der Geschwindigkeit und dem Ausmaß des Druckverlusts in der Pipeline abhängig. Diese wiederum hängen von zahlreichen Faktoren ab, wie z. B. dem Transportdruck und der Temperatur im Normalbetrieb, dem Pipeline-Durchmesser und der -Wandstärke und der Ursache der CO₂-Freisetzung (z. B. Hillebrand et al. 2016 und Referenzen darin). Zudem beeinflusst die mögliche Bildung und ggf. die Sublimation von festem CO₂ (Trockeneis) an der Austrittsstelle die Menge und die Verteilung des freigesetzten CO₂.

Das freigesetzte CO₂ kann sich aufgrund seiner um ca. 50 Prozent höheren Dichte im Vergleich zu Luft bevorzugt in Bodennähe und besonders in Vertiefungen ansammeln. Je nach Gelände und meteorologischen Bedingungen kann sich das angesammelte CO₂ auch mehr oder weniger schnell in der Luft verteilen. In Bereichen höherer CO₂-Konzentrationen besteht die Möglichkeit einer Beeinträchtigung der Gesundheit von Menschen und anderen Lebewesen – eine letale Wirkung auf den Menschen kann ab Konzentrationen von mehr als 10 Vol.- Prozent bereits nach kurzzeitiger Exposition (bereits von wenigen Minuten) auftreten (z. B. EIGA 2011). Die schädliche Wirkung des CO₂ entsteht durch eine Kombination eines erhöhten CO₂-Gehaltes im Blut (Hyperkapnie), eines erniedrigten pH-Wertes des Bluts (Übersäuerung, Azidose) und O₂-Verdrängung in der Lunge (Erstickung).

Beim Pipeline-Transport von CO₂-Strömen, die gewisse Anteile von Begleitstoffen enthalten, müssen – je nach Art und Konzentration der Begleitstoffe – zudem die Wirkungen dieser Begleitstoffe auf Freisetzung und Ausbreitung sowie deren mögliche Schädwirkung beachtet werden. Insbesondere für CO₂-Pipelines in dicht besiedelten Gebieten muss der Sicherheitsabstand zwischen Pipeline und Siedlungen/Gebäuden so gewählt werden, dass außerhalb des Sicherheitsbereichs keine Gefährdung durch erhöhte CO₂- oder Begleitstoff-Konzentrationen auftreten kann. Da der in früheren Berechnungen ermittelte Sicherheitsabstand erheblich variierte (zwischen <1 m and 7,2 Kilometer; Korneef et al. 2010) wurden in den letzten Jahren verschiedene Großversuche zum

² In Deutschland ist eine Reduzierung der SO_x- und NO_x-Gehalte in Kraftwerksabgasen vorgeschrieben (nach BImSchV).

CO₂-Austritt beim Versagen von CO₂-Pipelines durchgeführt (s. o.). Zum Vergleich: Eine Erdgas-Pipeline beansprucht in der Regel einen Korridor mit einer Breite von 15 bis 30 m (EEA 2011).

Mögliche Auswirkungen einer CO₂-Leckage mit geringen austretenden CO₂-Flüssen z. B. aus einer im Boden verlegten Pipeline sind vergleichbar zu den möglichen oberflächennahen Auswirkungen einer CO₂-Leckage aus einem geologischen Speicher. Die möglichen Auswirkungen umfassen insbesondere eine lokale Erniedrigung des pH-Wertes in Grundwasser und Boden. Mögliche Auswirkungen wurden in zahlreichen Forschungsprojekten vor allem anhand von Feldversuchen mit kontrollierter CO₂-Freisetzung und Untersuchungen an Stellen, an denen CO₂ natürlich aus tieferen Erdschichten an die Oberfläche (also in den Boden oder in Gewässer) aufsteigt, untersucht (s. 8.4, 8.5).

7.3.2 Schiffstransport

Beim Schiffstransport von CO₂ entstehen auch während des regulären Betriebs gewisse Emissionen an CO₂ und weiteren Substanzen aus dem zum Schiffsantrieb benötigten Treibstoff, während beim Pipelinetransport (Normalbetrieb) nur ggf. bei der Stromerzeugung (für den Betrieb der Kompressoren oder Pumpen) CO₂-Emissionen entstehen. Eine (unbeabsichtigte) Freisetzung von größeren Mengen an CO₂ aus einem Transportschiff ins Meer könnte dort Auswirkungen haben, die analog zu den möglichen Auswirkungen einer CO₂-Freisetzung aus einem CO₂-Speicher im marinen Bereich in das Meerwasser sind. Bei Be- oder Entladevorgängen kann CO₂ (und ggf. darin enthaltenen Begleitstoffe) unbeabsichtigt entweichen und in der unmittelbaren Umgebung dieser Stationen (also in Häfen oder auf See an Plattformen oder einem Schiff als Zwischenspeicher vor der Injektion, z. B. de Kler et al. 2016) zu Auswirkungen führen, die analog zu denen im Fall einer Pipeline-Leckage entsprechender Größe wären.

7.4 Mögliche Auswirkungen der Speicherung

Die Speicherung von CO₂ in Gesteinsschichten des tiefen geologischen Untergrundes beeinflusst sowohl die physikalischen und chemischen Bedingungen im Speichergestein als auch im Deckgebirge. Dadurch werden verschiedene Prozesse initiiert, wie z. B. die Verdrängung von salinarem Formationswasser, geochemische Wechselwirkungen zwischen Kohlensäure und der Mineralmatrix des Speichergesteins oder Hebungen des Deckgebirges oder induzierte Seismizität. Solche Prozesse können nicht nur Auswirkungen auf tiefe Gesteinsschichten haben, sondern letztendlich auch oberflächennahe Schutzgüter betreffen (Grundwasser, Meeresumwelt, Boden, Luft, Mensch, Natur, Kultur- und Sachgüter).

Oberflächennahes Grundwasser, das zur Gewinnung von Trinkwasser geeignet ist, kann im Prinzip beeinflusst werden, wenn entweder CO₂ oder verdrängtes salinarem Formationswasser über Leckage- bzw. Migrationswege durch das Deckgebirge bis hin in oberflächennahe Grundwasserleiter aufsteigt. Der Eintritt von CO₂ in einen oberflächennahen Grundwasseraquifer und die Einlösung in die Wasserphase führt zu einer Versauerung des Grundwassers. Dadurch kann es zur Auflösung von Mineralen und zu einer Anreicherung von Spurenelementen im oberflächennahen Grundwasser kommen, mit negativen Folgen für die Trinkwassergewinnung. Daneben können auch die Grundwasserorganismen beeinträchtigt werden. Der Eintritt von verdrängtem salinarem Formationswasser in einen oberflächennahen Grundwasseraquifer bewirkt direkt eine Versalzung des zur Trinkwassergewinnung geeigneten Grundwassers, möglicherweise begleitet von einem Eintrag von Spurenelementen des verdrängten salinarem Formationswassers. Bei Leckagen aus Speichern in erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten oder Leckagen durch Muttergesteine für Kohlenwasserstoffe können schädliche organische (z. B. polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe) und andere problematische Substanzen (z. B. Schwermetalle) von den CO₂-Strömen aufgenommen werden. Eine Abschätzung des Ausmaßes solcher Einwirkungen auf oberflächennahes Grundwasser kann nur standortspezifisch für jeden Einzelfall erfolgen. Einen Überblick auf mögliche Auswirkungen der CO₂-Speicherung auf Grundwasser geben z. B. Lions et al. (2011) oder Fischer et al. (2016).

Erdöl- und Erdgaslagerstätten können von einer Vielzahl an Altbohrungen durchdrungen sein. Als Kurzschlüsse zwischen Reservoir und Oberfläche stellen sie potenzielle Migrationsbahnen dar, durch die Fluide aufsteigen könnten. Vor der Nutzung einer erschöpften Erdöl- oder Erdgaslagerstätte als CO₂-Speicher müssen die Altbohrungen aufgefunden und langfristig sicher abgedichtet werden. Der mögliche Austritt von CO₂ oder verdrängtes salinarem Formationswasser über (Alt-)Bohrungen ist ein allgemeines Szenario, das bei der Risikoanalyse für CO₂-Speicher berücksichtigt wird. Die Auswirkungen von Leckagen über punktförmige Migrationswege wie Bohrungen und Störungen werden eher kleinräumig und örtlich begrenzt sein (Jones et al. 2015). Die Auswirkungen von CO₂-Austritten an der Erdoberfläche oder am Grunde von Gewässern auf Ökosysteme werden an natürlichen Analoga erforscht (s. 8.5).

Die Injektion von CO₂ in geologische Speicherschichten beeinflusst den lokalen Spannungszustand im Gebirge (Speicher- und Deckschichten) und kann dadurch seismische Ereignisse induzieren. Bei operativen CO₂-Speicherprojekten sowie in Erdölfeldern mit CO₂-EOR Maßnahmen wurden bisher überwiegend mikroseismische Ereignisse (Mikroerdbeben) instrumentell registriert; nur in Einzelfällen traten Ereignisse auf, die für Menschen wahrnehmbar sind (IEAGHG 2013b, White & Foxall 2016). Das Gefahrenpotenzial durch induzierte Seismizität bei der CO₂-Speicherung gilt als vergleichbar mit den Gefahren induzierter Seismizität, die durch andere Nutzungsarten des tieferen Untergrunds hervorgerufen werden, wie z. B. die Versenkung von Abwässern (White & Foxall 2016, Verdon & Stork 2016). Da die Anzahl operativer CO₂-Speicherprojekte immer noch begrenzt ist, können die Erfahrungen aus etablierten Nutzungsoptionen als Analoga herangezogen und teilweise auf die CO₂-Speicherung übertragen werden (vgl. 10.1).

Bei der Errichtung und im bestimmungsgemäßen Betrieb von CCS-Anlagen sind in Bezug auf das Schutzgut Mensch typische Umweltauswirkungen industrieller/bergbaulicher Anlagen zu erwarten wie etwa Lärm, Staub, Erschütterungen etc., die keine CCS-spezifischen Besonderheiten sind. Daneben besteht ein Restrisiko für diffuse CO₂-Austritte z. B. durch geologische Störungen, Altbohrungen oder infolge von Unfällen sowie im Extremfall durch sogenannte Blowouts.

CO₂ ist ein farb- und geruchloses Gas, das schwerer ist als Luft. Das Gas kann bodennah in tiefer gelegene Bereiche abfließen oder sich in luftaustauscharmen Zonen (z. B. Senken bei Windstille, Keller, geschlossene Räume) sammeln. CO₂ kann durch Verdrängung des Luftsauerstoffs in Abhängigkeit von der jeweiligen Konzentration beim Menschen Symptome hervorrufen, die von Kopfschmerzen, Müdigkeit, Konzentrationsschwäche über Bewusstlosigkeit bis zum Tod reichen können. Ein passender Grenz- oder Richtwert für erhöhte CO₂-Konzentrationen fehlt insbesondere außerhalb von Gebäuden. Für die Bewertung von CO₂-Konzentrationen im Freien können die gesundheitlich-hygienischen Innenraumleitwerte (Innenraumlufthygiene-Kommission 2008) zumindest als untere Grenze eines möglichen Bewertungsmaßstabs angesehen werden.

Neben der CO₂-Freisetzung ist auch die Freisetzung von gesundheitsschädlichen Begleitstoffen des CO₂-Stroms wie H₂S, SO₂, NO_x, H₂SO₃, H₂SO₄ und HNO₃ denkbar. Hinzutreten könnte noch eine Mobilisierung gesundheitsschädlicher Stoffe aus dem Speicherkomplex selbst, die im nicht-bestimmungsgemäßen Betrieb ebenfalls bis an die Oberfläche gelangen könnten.

Im Ergebnis einer wertenden Gesamtbetrachtung empfiehlt sich aufgrund des möglichen Konfliktpotenzials zwischen CCS und der gleichzeitigen Oberflächennutzung als bewohnter Bereich, beide Nutzungsformen zu trennen. Bei der Zulassung unterirdischer CO₂-Speicher sollte geprüft werden, ob es jeweils der verbindlichen Festlegung von Schutzabständen zu Siedlungen bedarf. Dabei werden unter anderem die Größe und Lage des Speicherkomplexes und die topografische Situation zu berücksichtigen sein.

Die zu erwartenden relevanten Auswirkungen der unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid auf Flora, Fauna, Landschaft und ggf. die Biodiversität durch Speicheranlagen beruhen insbesondere auf der Errichtung obertägiger Anlagen wie Injektionsanlagen, Pipelines und Zufahrtsstraßen. Bei der Planung von unterirdischen CO₂-Speichern sollte frühzeitig berücksichtigt werden, dass Schutzgebiete des Naturschutzrechts von baulichen Anlagen freizuhalten sind.

Für die Errichtung von Obertageanlagen wie Injektionsanlagen, Rohrleitungen, Zufahrtswege und Monitoringmessstellen werden Flächen in Anspruch genommen. Im Hinblick auf das 30-ha-Ziel der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie muss die Inanspruchnahme von Fläche als begrenzte natürliche Ressource möglichst gering gehalten werden. Das KSpG sieht die dauerhafte Speicherung von CO₂ vor. Daher wird die für CO₂-Speicherung in Anspruch genommene geologische Struktur dauerhaft belegt; sie steht zukünftig für andere Nutzungen nur noch eingeschränkt zur Verfügung. Nutzungskonflikte könnten zum Beispiel mit der Nutzung tiefer geothermischer Energie auftreten. Die untertägige Gewinnung von Rohstoffen im Bereich eines CO₂-Speicherkomplexes ist im Hinblick auf die langfristig zu gewährleistende Dichtigkeit des Speichers erschwert. Der Speicherkomplex sollte daher so bemessen sein, dass angrenzende Nutzungen (vertikal und horizontal) und Nutzungen an der Oberfläche nicht ausgeschlossen werden. Hierzu bietet es sich an, mögliche Nutzungskonflikte aber auch Synergien zwischen Nutzungen des Untergrunds und Nutzungen der Oberfläche durch unterirdische Raumplanung (Schulze & Keimeyer 2015) planerisch zu steuern.

In allen Phasen der CCS-Vorhaben, von der Erkundung über den bestimmungsgemäßen Betrieb bis hin zum begleitenden und nachsorgenden Monitoring, ist das Hervorrufen von Erschütterungen möglich. Auswirkungen auf Kultur- und Sachgüter, insbesondere Gebäude, sind denkbar. Dies gilt auch für die im bestimmungsgemäßen Betrieb möglichen allmählichen Landhebungen (und Senkungen). Im konkreten Einzelfall sollten jeweils standortspezifische Obergrenzen für Erschütterungen und Landhebungen/-Senkungen, sowie für Bodenzerrungen

und -Pressungen festgelegt werden, um erhebliche Auswirkungen weitestgehend zu vermeiden. Auch Änderungen der Grund- oder Oberflächenwasserspiegel, aufgestiegenes salzhaltiges Formationswasser, ein CO₂-bedingt gesunkener pH-Wert des Bodens oder eine schwach saure CO₂-Lösung im Boden können je nach den Umständen des Einzelfalls Kulturgüter und sonstige Sachgüter schädigen.

Im Rahmen eines FuE-Vorhabens ließ das UBA mögliche Auswirkungen einer unterirdischen Speicherung von CO₂ auf die Schutzgüter Mensch, Tiere, Pflanzen, biologische Vielfalt, Landschaft, Kultur- und sonstige Sachgüter sowohl im bestimmungsgemäßen als auch nicht-bestimmungsgemäßen Betrieb untersuchen (Schütte et al. 2018).

Folgen von CO₂-Austritten können in den verschiedenen Bereichen der marinen Lebewelt auftreten. In der tiefen Biosphäre können dort lebende Mikrobengesellschaften unmittelbar mit dem eingespeisten CO₂ in konzentrierter oder gelöster Form in Kontakt kommen. Außerdem könnten die Beimengungen zum CO₂ Auswirkungen auf die Mikrobengesellschaften und die marinen Ökosysteme haben. Nicht nur das CO₂, sondern auch die in den CO₂-Strömen enthaltenen Verunreinigungen (vgl. Kap. 3.2, 3.5) können die marine Umwelt beeinträchtigen.

Eine zusätzliche Gefahr besteht, wenn durch die CO₂-Einleitung toxische Stoffe in der Speicherformation mobilisiert werden. Dazu können Schwermetalle, aber auch radioaktive Substanzen in Abhängigkeit von Zusammensetzung der Gesteinsformationen und Reaktivität der Substanzen zählen. Einerseits können diese die tiefe Biosphäre beeinträchtigen. Andererseits könnte bei einer Leckage ein mit diesen Stoffen angereichertes Porenwasser in andere Grundwasserhorizonte eindringen und diese kontaminieren.

Die Benthosorganismen wären in der Umgebung einer Leckage dem ausströmenden CO₂ ausgesetzt. Das durch den CO₂-Austritt bedingte Absinken des pH-Wertes beeinträchtigt in erster Linie Organismen mit Kalkskeletten. Insbesondere Echinodermen (z. B. Seesterne, Seeigel) und einige Mollusken (Schnecken, Muscheln) dürften davon betroffen sein, da sie Kalziumkarbonat für den Skelettbau verwenden. Auch Krebse (Crustaceen) könnten in Mitleidenschaft gezogen werden (IEA GHG 2007, Turley et al. 2004, Pörtner 2006).

Bei langanhaltenden, schwerwiegenden Leckagen können so große Mengen CO₂ ins Meer gelangen, dass es auch im freien Wasser über dem CO₂-Ausstrom zu Änderungen des pH-Wertes und der CO₂-Konzentration kommt. Dadurch können auch das Nekton (vor allem Fische, Cephalopoden) und das Plankton (Algen wie Coccolithophoriden (Kalkalgen)) beeinträchtigt werden. Allerdings sind im freien Wasser nur bei Extremleckagen ähnlich hohe CO₂-Konzentrationen zu erwarten wie am Meeresboden nahe einer Austrittsstelle.

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die Entwicklung von Tiefseeorganismen eher langsam verläuft, ihre Stoffwechselraten niedriger sind und ihre Lebenserwartung höher ist als in anderen Meeresschichten (IPCC 2005). Die Bewohner der Tiefseeökosysteme haben sich während ihrer Evolution an die sehr speziellen Lebensbedingungen angepasst, mit ihren typischerweise sehr stabilen Temperatur- und Druckverhältnissen und relativ konstanten CO₂-Konzentrationen. Diese gleichbleibenden Umgebungsvariablen erfordern keine schnellen Anpassungsstrategien. Daher muss bei einer möglichen Speicherung von CO₂ auf dem Meeresboden ebenso wie bei Leckagen der Speicherstätten unter dem Meeresboden damit gerechnet werden, dass die dortigen Ökosysteme sehr stark geschädigt werden können und voraussichtlich sehr lange brauchen werden, um sich von einer, durch mögliche CO₂-Leckagen bedingten Veränderungen ihrer Umgebung zu erholen (IPCC 2005). Über die Organismen der Tiefsee, ihre Lebensformen und Interaktionen, ist generell sehr wenig bekannt. Die direkte Wirkung von CO₂ auf marine Organismen ist im Labor und in Feldexperimenten untersucht worden.

In mehreren europäischen Verbundprojekten wurden die Ausbreitung von CO₂ (Phelps et al. 2015) und mögliche Umwelteinflüsse bei Speicherleckagen im Bereich der Nord- und Ostsee untersucht sowie Fluidaustritte am Meeresboden charakterisiert (ECO₂ 2015, Schade 2016), Injektionsexperimente durchgeführt und Überwachungstechnologien zur Detektion und Quantifizierung von CO₂-Austritten weiterentwickelt (z. B. Blackford et al. 2015, Hannies et al. 2017) und Vorschläge für die Risikobewertung veröffentlicht (Wallmann et al. 2015).

Auch offshore können Einschränkungen durch bestehende Nutzungen und Schutzgebiete bestehen, die die Speicherung verhindern oder die Überwachung erschweren (Schulze 2015), daher sind auch bei der Speicherung unter dem Meeresboden raumplanerische Aspekte zu berücksichtigen (EU Richtlinie 2014/89/EU).

7.5 Natürliche Analoga für Leckagen

Bei Leckagen von CO₂-Speichern können CO₂ und Formationsfluide, das sind Erdgas, Erdöl oder Salzwässer, aus den Speicherformationen entweichen. Natürliche Austritte dieser Fluide, einzeln oder auch in Kombination, an der Erdoberfläche oder am Grunde von Gewässern sind in der Natur nicht selten. Solche Austritte, insbesondere von CO₂, wurden als Analoga für Leckagen und die damit verbundenen Auswirkungen auf die umgebenden

Ökosysteme untersucht, in Deutschland (z. B. Krüger et al. 2009, Lions et al. 2011, Lübben & Leven 2018). Allgemein lässt sich feststellen, dass derartige Austritte und die damit verbundenen Austritte zumeist räumlich auf Gebiete von einigen Metern bis Zehnermetern begrenzt sind. Das ist darauf zurückzuführen, dass diese Fluide nicht ungehindert austreten können, sondern auf dem Weg aus der Tiefe den Strömungswiderstand etlicher hundert Meter mächtiger Gesteinspakete überwinden müssen, indem sie über Netzwerke von Klüften und porösen Gesteinen aufsteigen. Daher sind die Fluidströme auch meist begrenzt. Durch die Mischung, Lösung und Verdünnung der Fluide in der turbulent durchmischten Atmosphäre oder in Gewässern (Binnengewässer oder Meerwasser) sinken die Konzentrationen der Fluide in diesen Medien rasch mit der Entfernung zu den Austrittsstellen, so dass die Umweltauswirkungen begrenzt bleiben. An den natürlichen Austritten finden sich mitunter angepasste Organismen, die hohe Konzentrationen von CO₂ oder Sole tolerieren können und mitunter geschützte Biotopse seltener Pflanzen darstellen (z. B. Salzwiesen im Binnenland). Die Fluide variieren in ihrer Ökotoxizität je nach Beschaffenheit und dem betroffenen Medium. CO₂ alleine ist dabei eher weniger problematisch als hochkonzentrierte Solen in Süßwässern oder organische Verbindungen aus Erdöl oder Erdgas, die mitunter recht toxische Nebenbestandteile, wie polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe (PAK), Schwermetalle oder Schwefelwasserstoff, und starke Treibhausgase wie Methan enthalten können.

Diese natürlichen Fluidaustritte sind allerdings nur bedingt für Aussagen zu Leckagen von Pipelines oder Bohrungen (Blow-outs) geeignet, bei denen in kurzer Zeit große Mengen an CO₂ oder Fluide austreten können. Diese Ereignisse sind im Gegensatz zu den natürlichen Leckagen aus unterirdischen Reservoirien recht kurzzeitig, aber mit markanten Umweltauswirkungen verbunden, da die Ökosysteme keine Zeit zur Adaption haben und nicht alle Organismen entkommen können. Natürliche Analoga zu Leckagefällen können periodisch eruptierende Bohrungen sein, in denen CO₂ und CO₂-reiches Grundwasser eruptieren, so wie an der Bohrung auf dem Namedyer Werth bei Andernach. (Weitere Erfahrungen mit CO₂-Ausbrüchen aus Tiefbohrungen und Rohrleitungen werden im Kapitel 3.3.6 aufgeführt.) Diese Flüsse gehen aber auch rasch wieder zurück, aufgrund begrenzter Volumina zwischen den Sicherheitsventilen in Rohrleitungen und dem Strömungswiderstand der Speichergesteine, der nach dem Druckabfall im bohrlochnahen Bereich, den Nachfluss von Fluiden zunehmend drosselt.

8 Wirtschaftliche Auswirkungen

Mit Zunahme weltweit in Betrieb gehender CCS-Anlagen fallen die Kosten für CCS Technologien. So konnte im Kraftwerkssektor die Abscheidung von einer Tonne CO₂ von anfänglich 100 US-Dollar auf derzeit etwa 60 US-Dollar gesenkt werden. Im Bereich der Erdgasverarbeitung, Düngemittelherstellung und Ethanolproduktion aus Biomasse liegen die Kosten pro vermiedener Tonne CO₂ derzeit zwischen 20 bis 33 US-Dollar (entspricht ca. 17 bis 29 Euro). In den energieintensiven Industrien Eisen- und Stahlherstellung sowie der Zementproduktion liegen die Kosten derzeit noch höher, bei 67 bis 119 sowie 104 bis 194 US-Dollar/Tonne CO₂ (GCCSI 2017). Forschung und Entwicklung und die Erfahrungen aus den weltweit laufenden Demonstrationsanlagen lassen weitere Kostenreduktionen in den nächsten fünf bis sieben Jahre erwarten (GCCSI 2017). Zusammen mit steigenden Zertifikatpreisen – seit Mitte letzten Jahres ist der Preis von 5 auf aktuell über 21 Euro pro Tonne CO₂ (aktueller Preis bei [European Energy Exchange \(EEX\)](#) am 4. Oktober 2018) angestiegen – werden Klimaschutzmaßnahmen für die Wirtschaft damit attraktiver. Wirtschaftliches Potenzial bieten allerdings bislang vorwiegend CO₂-EOR-Anlagen. Für die Einbindung von energieintensiven Industrieanlagen bedürfte es noch weiterer ökonomischer Anreize und Programme.

Weltweit sind derzeit 51 Initiativen zur Bepreisung von Kohlenstoff implementiert bzw. in der Einführung. Davon sind 25 handelsbasiert (Emissionshandelssysteme) und 26 steuerbasiert (World Bank 2018). Die Spannweite der Initiativen ist groß, sie liegt zwischen 1 bis 139 US-Dollar/Tonne CO₂, die Hälfte von ihnen unter 10 US-Dollar/Tonne CO₂. Im Vergleich zu Preisen, die zum Erreichen der Ziele des Pariser Klimaabkommens notwendig wären, dies sind 40 bis 80 US-Dollar/Tonne CO₂ in 2020, sind die aktuellen Preise bei weitem noch nicht ausreichend. Es bedarf eines weiteren Anstiegs der Kohlenstoffpreise in den meisten Initiativen zur Stimulation von Maßnahmen zur Emissionsminderung (World Bank 2018).

Neben dem Emissionshandel dient in Norwegen beispielsweise eine CO₂-Steuer als Anreiz zur Emissionsvermeidung. Die CO₂-Steuer, eingeführt 1991 weit vor dem Europäischen Emissionshandel, gab den Auslöser für das erste und weltweit wohl bekannteste CCS-Projekt Sleipner, das im Bereich der norwegischen Nordsee seit 1996 jährlich 1 Mio. Tonnen CO₂ im geologischen Untergrund speichert. Aktuell beträgt die CO₂-Steuer für den Petroleum-Sektor in Norwegen 500 NOK (entspricht annähernd 53 Euro je Tonne CO₂).

In den USA werden seit 1996 die Entwicklung von Abscheidetechnologien an Kohlekraftwerken und der Einsatz von CCS-Technologien im Demonstrationsmaßstab gefördert. Steuererleichterungen unterstützen die Entwicklung. Im Jahr 2018 wurde der Internal Revenue Code, Section 45Q, der Steuergutschriften für jede dauerhaft im geologischen Untergrund gespeicherte Tonne CO₂ ermöglicht, von 22,66 auf 50 US-Dollar sowie von 12,83 auf 35 US-Dollar bei der Speicherung im Zusammenhang mit der Ausbeutesteigerung von Öllagerstätten, rückwirkend ab dem Jahr 2017 und gültig bis 2026, angehoben. Einige Stakeholder sehen in diesem Vorgehen einen möglichen „Game Changer“ für die CCS-Entwicklung in den USA, der neben EOR-Projekten auch wirtschaftliche Projekte mit dauerhafter Speicherung im Untergrund ermöglichen könnte. Andere Gruppen sind da vorsichtiger und weisen darauf hin, dass zusätzliche Maßnahmen benötigt werden, um die Kosten von CCS zu reduzieren und den breiten Einsatz dieser Technologie zu unterstützen (Folger 2018). Dies gilt insbesondere für Industrieanwendungen, bei denen noch große Unsicherheit hinsichtlich der Kosten bestehen (Leeson et al. 2017).

Gegenüber der CO₂-Speicherung auf dem Festland erscheint die Speicherung im marinen Bereich eher realisierbar, ist aber die teurere Option (acatech, 2018).

9 Möglicher Beitrag von CCS zu Klimaschutz, Energieversorgung, Industrieproduktion

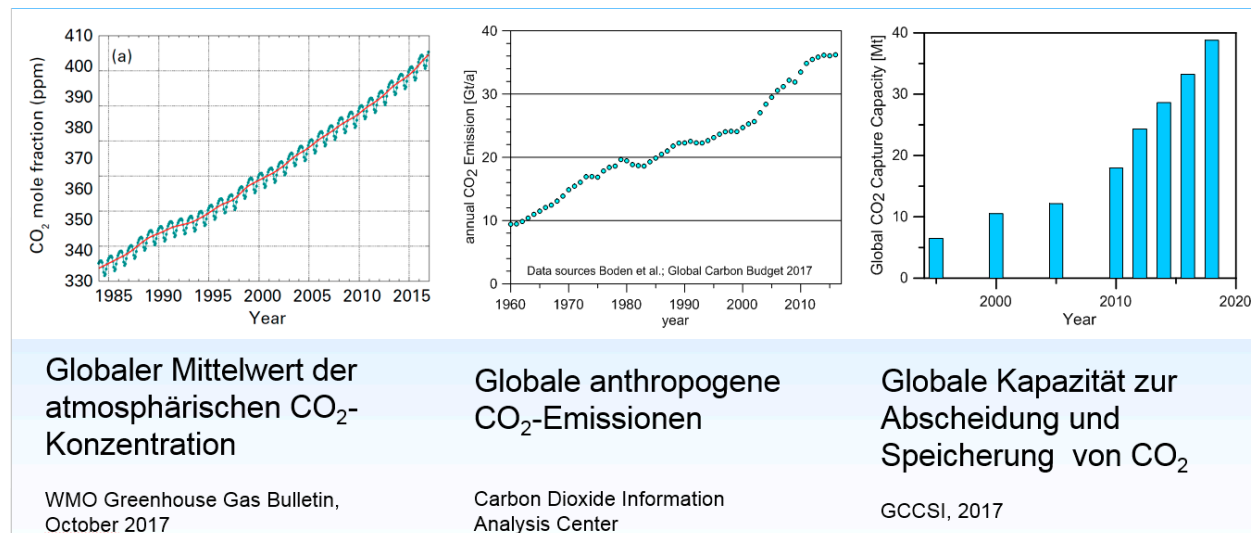
Weltweit sind 18 CCS-Anlagen in Betrieb, weitere sollen 2018 hinzukommen (GCCSI 2018). Bislang dient die Abscheidung überwiegend der Nutzung und Speicherung zur Ausbeutesteigerungen von Kohlenwasserstofflagstätten. Die in Betrieb befindlichen Anlagen haben eine Abscheidkapazität von 37 Mio. Tonnen CO₂ jährlich. Insgesamt wurden bislang 220 Mio. Tonnen CO₂ im geologischen Untergrund gespeichert (GCCSI 2017). Der bisherige Einsatz von CCS zum Klimaschutz ist damit im Vergleich zu den Emissionen gering.

9.1 Umfang des bisherigen Einsatzes

Der Umfang der CO₂-Speicherung war bisher global recht begrenzt und national bezüglich des Klimaschutzes vernachlässigbar. Die Abscheidkapazitäten und Massen das gespeicherten CO₂ steigen zwar an, jedoch beträgt die jährliche Speicherung nur etwa ein Tausendstel der anthropogenen Emissionen und die CO₂-Gehalte der Atmosphäre steigen weiterhin an (Abb. 3). Die Zunahme der Extremereignisse und der globalen Mitteltemperaturen der letzten Jahre zeigen dementsprechend das weitere Fortschreiten des Klimawandels an.

Abbildung 3

Vergleich des CO₂-Gehalts der Atmosphäre mit den globalen CO₂-Emissionen und den Kapazitäten zur CO₂-Abscheidung.



9.2 Voraussetzungen für den zukünftigen Einsatz von CCS

Im Folgenden werden die wesentlichen naturwissenschaftlich-technischen Aspekte sowie einige wirtschaftliche Betrachtungen aufgeführt. Eine gesamtgesellschaftliche Diskussion über die zukünftige Energieversorgung und die Dekarbonisierung der industriellen Prozesse, ist aus Sicht der Bundesregierung ebenso wichtig wie auch die Schaffung langfristiger politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen und der damit einhergehenden Planungs- und Investitionssicherheit für Unternehmen und Investoren. Hierzu wird insbesondere auf das Acatech-Positionspapier „CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz“ (Acatech 2018) und auf die ESYS-Stellungnahme „Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“ (ESYS 2017) verwiesen.

Die Speicherung von CO₂ zur Minderung der CO₂-Emissionen in Deutschland und zum Klimaschutz kann aus naturwissenschaftlich-technischer Sicht zukünftig nur dann einen nennenswerten Beitrag leisten, wenn:

- **Klimawirksamkeit durch langzeitsichere Speicherung gegeben ist**

Eine, wenn nicht die wesentlichen Voraussetzungen für CCS sind sichere, das CO₂ dauerhaft von der Atmosphäre zurückhaltende CO₂-Speicher. Geologische Speicher für CCS (Speicher- und Barrierehorizonte) müssen sorgfältig untersucht und charakterisiert, betrieben und überwacht werden. Für die Überwachung eines Speichers sind dabei insbesondere auch die Anforderungen an das Monitoring aus dem Emissionshandel zu berücksichtigen. Nur bei Erfüllung aller Vorgaben kann davon gesprochen werden, dass sich CO₂ für sehr lange Zeiträume, quasi dauerhaft, von der Atmosphäre zurückhalten lässt (s. auch 3.3.1). Ein dauerhafter Rückhalt ist im

Rahmen von CCU nicht gegeben. Die meisten CCU-Produkte haben eine Lebensdauer von nur Wochen bis wenigen Jahren und setzen dann wieder das darin gebundene CO₂ frei (z. B. Schwan et al. 2018).

- **ausreichende Speicherpotenziale vorhanden sind**

Untersuchungswürdige Gebiete für eine dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ sind in Deutschland vor allem in Norddeutschland sowie in der Deutschen Nordsee verbreitet (Sedimentgesteine des Norddeutschen Beckens). Dazu kommen noch Potenziale in kleineren Sedimentbecken, wie z. B. im Oberrheingraben oder im Süddeutschen Molassebecken (Müller & Reinhold 2011, Jähne-Klingberg et al. 2014). Als Speicheroptionen kommen salinare Aquifere und erschöpfte Erdgaslagerstätten in Betracht. Eine Quantifizierung von CO₂-Speicherpotenzialen für diese beiden Optionen erfolgte durch die BGR im Rahmen zahlreicher Projektstudien.

Die Speicherkapazität ausgewählter, größerer Erdgasfelder wurde auf Basis bekannter Erdgasfördermengen mit insgesamt ca. 2,75 Mrd. Tonnen CO₂ abgeschätzt. Die bewerteten Felder sind nahezu ausschließlich im Nordwesten Deutschlands gelegen. Eine potenzielle Nutzung als CO₂-Lagerstätte käme aber jeweils erst infrage, nachdem die Förderaktivitäten eines Feldes eingestellt worden sind (erschöpfte Lagerstätte).

Die Quantifizierung von Speicherkapazitäten in salinaren Aquiferen basiert auf regionalgeologischen Daten und ist von größeren Unsicherheiten behaftet als für Erdgaslagerstätten. Eine Bewertung volumetrischer Speicherkapazitäten erfolgte für Aquiferstrukturen in Gebieten des Norddeutsches Beckens (inklusive des Deutschen Nordseesektors), des Oberrheingrabens sowie des Süddeutschen Molassebeckens (ca. 75 Prozent der Fläche dieser drei Becken wurde dabei erfasst). Die Bewertung ergab Speicherkapazitäten von 6,3 bis 12,8 Mrd. Tonnen. Davon entfällt auf die Deutsche Nordsee eine mittlere Kapazität von 2,9 Mrd. Tonnen.

International gebräuchliche Ansätze zur Quantifizierung nationaler Kapazitäten berücksichtigen nicht nur den Flächenanteil von Speicherstrukturen, sondern die Gesamtverbreitung salinärer Aquifere. Die Anwendung eines solchen Ansatzes im Sinne der Vergleichbarkeit ergibt für Deutschland ein quantifiziertes Potenzial von 20 bis 115 Mrd. Tonnen CO₂. Abzüglich der Hoheitsgebiete (einschließlich der Küstenmeere) von Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Schleswig-Holstein sowie Brandenburg, wo die CO₂-Speicherung durch Ländergesetze bzw. durch einen Landtagsbeschluss (BB) verboten ist, verbliebe für den Rest Deutschlands eine Kapazität von 4 bis 24 Mrd. Tonnen CO₂. Demnach machen diese Verbotsgebiete ca. 4/5 des Gesamtpotenzials aus. Der Großteil der verbleibenden Kapazität entfällt auf die ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) der Deutschen Nordsee.

Die Speichereignung von Aquiferen bzw. Aquiferstrukturen muss durch die Standorterkundung gemäß KSpG festgestellt werden. Es kann daher nur der geotechnisch nutzbare Anteil des Speichervolumens für die CO₂-Speicherung verwendet werden. Der nutzbare Anteil wird vermutlich nur einen Teil der gesamten volumetrischen Kapazität ausmachen.

Über die deutschen Grenzen hinaus sind in Europa vor allem in der Nordsee und der Norwegischen See große Speicherpotenziale verbreitet. Von norwegischer Seite wird Bereitschaft signalisiert, das CO₂ anderer Staaten in Lagerstätten vor der norwegischen Küste dauerhaft zu speichern.

- **eine Netto-Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz von CCS gewährleistet ist**

Die Nutzung von CCS-Technologien bedarf einer genauen und umfassenden Bilanzierung der CO₂-Emissionen, da insbesondere der Abscheidungsprozess energieintensiv ist und zu zusätzlichen Emissionen führen kann. Bei CO₂-EOR erhöht die Speicherung von CO₂ die Förderung von Erdöl, das wiederum zu CO₂-Emissionen führt, die über das im Volumen des geförderten Öls speicherbare CO₂-Menge hinausgehen können. Im Falle von BECCS sind weiterhin auch die Produktion der Bioenergiepflanzen, Land- und Wasserverbrauch mit zu berücksichtigen (s. 7.3.3).

(Anmerkung: CCU als Teil einer Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft kann maximal den Anteil an CO₂ einsparen, der wiederverwendet wird, abzüglich der Emissionen, die – wie bei CCS – durch Abtrennung, Transport und Aufreinigung eventuell anfallen. Entscheidend für die Bilanzierung ist die Substitution des Ausgangsstoffes. Synthetische Brenn- und Kraftstoffe beispielsweise substituieren die entsprechenden fossilen Substanzen, deren Verbrennung zu zusätzlichen Emissionen geführt hätte. Erfolgt die Umwandlung auf Basis erneuerbarer Energien fallen vereinfachend nur die Emissionen der ursprünglichen CO₂-Quelle an, sodass die letztendliche Verbrennung des synthetischen Brenn- oder Kraftstoffes als nahezu klimaneutral angesehen werden kann (Ausfelder et al. 2017). Auch aus energetischer Sicht sind die meisten der vorgeschlagenen Optionen zur Nutzung von CO₂ eher als nicht sinnvoll zu betrachten (WWF 2018)).

- **umfassende Lebenszyklusanalysen positiv ausfallen**

Um die Klimawirksamkeit der CCS- oder CCU(S)-Technologie zu bewerten, ist eine umfassende Betrachtung der jeweiligen Technologie bzw. entsprechender Projekte mittels geeigneter Verfahren notwendig (Lebenszyklusanalyse, Ökobilanz, technoökonomische Analyse etc.). Hierbei ist darauf zu achten, dass i) verschiedene Technologien/Projekte einer einheitlichen Bewertung unterzogen werden (z. B. wurden für CCU-Technologien „Techno-Economic Assessment & Life Cycle Assessment Guidelines“ erstellt (Global CO₂ Initiative, 2018)), ii) die Systemgrenzen für die Betrachtungen ausreichend groß gewählt werden (einschließlich Größen wie Flächenbedarf, Energie- und Rohstoffaufwand für Errichtung, Betrieb, Stilllegung und Nachsorge der Infrastruktur zur Abscheidung, zum Transport, zur Nutzung und zur Speicherung von CO₂ und daraus hergestellter Produkte) und das jeweilige Projekt als Teil eines Gesamt-Stoff- und Energiesystems betrachtet wird, um z. B. eine Emissionsverlagerung auf andere Prozesse sowie ggf. Auswirkungen auf andere Umweltkompartimente und Problemverlagerungen zu vermeiden. Zudem muss für die Bewertung der Klimawirksamkeit einer Technologie deren Anwendungsskala berücksichtigt werden, also die CO₂-Menge pro Zeiteinheit, die mit der jeweiligen Technologie umgesetzt, vermieden bzw. (langfristig) gespeichert werden kann.

- **keine anderweitigen Reduktionsmöglichkeiten, z. B. Technologiewandel, alternative Produkte, möglich oder sinnvoll erscheinen**

Im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung vom 14. November 2016 wurde festgestellt, dass ein nicht unerheblicher Anteil (ca. 38 Prozent) der Industrieemissionen nicht auf die Nutzung von Energie, sondern direkt auf Produktionsprozesse in der Grundstoffindustrie zurückzuführen ist, Kalk- und Zementherstellung, Stahlherstellung oder auch Grundstoffchemie werden als Beispiele genannt. Emissionsminderungen der betroffenen Prozesse „können durch neue Technologien und Verfahren in der Industrie ersetzt werden oder über eine Nutzung von CO₂-Emissionen vermindert werden (CCU) oder, wenn sonst nicht vermeidbar, gegebenenfalls langfristig geologisch zu speichern sind (CCS)“.

Angesichts des erforderlichen umfassenden Systemwechsels zu einer „Green Economy“ (UBA 2017a) sollte im Sinne einer technologieoffenen und innovationsfördernden Umwelt- und Klimapolitik auch der Einsatz neuer Materialien einbezogen werden. Alternative Stoffe stehen bereits heute zur Verfügung oder sind in der Entwicklung, wie der Verbundwerkstoff Carbonbeton, um nur eines von vielen Beispielen zu nennen. Die Festlegung auf etablierte Technologien könnte angesichts des erforderlichen umfassenden Systemwechsels zu einer „Green Economy“ (UBA 2017a) auch innovative Entwicklungen bremsen und dem Ziel der Bundesregierung einer technologieoffenen und innovationsfördernde Umwelt- und Klimapolitik unter Einsatz neuer Materialien entgegenwirken (BMBF 2018).

- **Wirtschaftlichkeit der Projekte gegeben ist**

Die meisten CCS-Technologien sind im Vergleich zu anderen Minderungsoptionen noch teuer und nicht wirtschaftlich. Ausnahme sind CO₂-EOR-Anwendungen. Hier lässt sich das durch CO₂-Injektion zusätzliche gewonnene Erdöl wirtschaftlich abbilden, entsprechend hoch ist der Anteil dieser Projekte (s. 4.1). Allerdings stellen diese CO₂-EOR-Projekte nur bedingt eine Klimaschutzmaßnahme im strengen Sinne dar, da u. U. mehr CO₂ aus den Produkten (v. a. Treibstoffe) des zusätzlich geförderten Erdöls frei gesetzt wird, als in den Lagerstätten gespeichert bleibt.

Abscheidung, Transport und Speicherung von CO₂ aus Industrieanlagen sind derzeit nicht wirtschaftlich. Die Kosten im Industriesektor hängen von einer Vielzahl von Faktoren ab, etwa der Art der CO₂-Abscheidung, der Reinheit des CO₂-Stroms, der vorgesehenen Transportinfrastruktur, der Entwicklung der Energiekosten und der Art der Nutzung des CO₂ im Falle von CCU beziehungsweise den verfügbaren Speicheroptionen bei CCS (Acatech 2018). Die Abscheidungstechnologie stellt dabei den größten Kostenfaktor für CCS-Technologien dar. Entsprechend brauchen diese Technologien noch Unterstützung, in Form von steuerlichen Anreizen wie in den USA, durch CO₂-Steuern oder durch wirksamen Emissionshandel mit entsprechend hohen Zertifikatpreisen (s. auch 9) sollen sie zeitnah einen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Volkswirtschaftlich gesehen sind den Kosten für die CO₂-Speicherung auch die mit dem Klimawandel verbundenen Kosten, unter anderem durch Schäden bei Extremwetterereignissen, gegenüberzustellen. Je später Maßnahmen zur Emissionsminderung ergriffen werden, desto höher werden die Kosten für Klimafolgen, Anpassung und Emissionsminderungsmaßnahmen (Klepper et al. 2015).

9.3 Erwarteter Umfang von CCS für künftige Energieerzeugung und Industrieproduktion

Während in der ersten Dekade dieses Jahrhunderts CCS vor allem als Option zur Verminderung von CO₂-Emissionen aus fossilen Energieträgern an Großkraftwerken gesehen wurde, hat sich nach den Fortschritten in der Energiewende der Fokus auf prozessbedingte Emissionen aus Industrieanlagen verschoben, deren Produkte als kurzfristig unersetzbar angesehen werden und deren Produktionsprozesse nicht oder nur langsam umgestellt werden können. Da die Begrenzung des Klimawandels auf ein verträgliches Maß gefährdet erscheint (Steffen et al. 2018), könnte auch in Deutschland ein Entzug von CO₂ aus der Atmosphäre z. B. durch Landnutzungsänderungen, veränderte Waldbewirtschaftung und/oder dessen Speicherung im Untergrund als erforderlich erachtet werden (IPCC 2018).

Zur Erreichung des im Klimaschutzplan 2050 festgelegten Ziels der weitgehenden Treibhausgasneutralität gibt es verschiedene Maßnahmen-Szenarien. Ein Teil der Szenarien geht davon aus, dass Deutschland für die Erreichung des 95 Prozent-Zieles bis 2050 die Reduktion von Emissionen, insbesondere aus Industrieprozessen, nicht nur mittels neuartiger Verfahren und der Nutzung von CO₂ erreichen können, sondern auch die unterirdische Speicherung von CO₂ in Betracht ziehen muss (Fraunhofer ISI et al. (2017). Nach Ansicht von Boston Consulting Group und Prognos (2018) wäre CCS, solange mögliche Alternativen nicht deutlich günstiger werden, nach heutigem Stand erforderlich, um Prozessemissionen in der Stahl- und Zementproduktion, der Dampfreformierung in der Chemie sowie Emissionen in verbliebenen Raffinerien und bei der Müllverbrennung zu eliminieren. In einer kürzlich veröffentlichten Position von Acatech, der deutschen Akademie für Technikwissenschaften, an der NGOs, Vertreter der Wirtschaft und der Wissenschaft beteiligt waren, wird eine neue Debatte zur Speicherung und Nutzung von CO₂ angeregt, damit diese Technologien für die Reduktion anderweitig nicht vermeidbarer Industrieemissionen rechtzeitig zur Verfügung stünden (Acatech 2018). IRENA (OECD/IEA & IRENA 2017) sieht auf globaler Ebene die Entwicklung erneuerbarer Energien und Steigerung der Energieeffizienz als die Hauptmaßnahmen zur Erreichung der notwendigen Emissionsminderungen von 90 Prozent in 2050, ein kleiner Anteil (10 Prozent) wird durch Substitution fossiler Energien und CCS erzielt. Im „Remap Dekarbonisierungsfall“ dagegen wird CCS ausschließlich im industriellen Sektor entwickelt. IRENA bemerkt darüber hinaus, dass Gas zwar eine Brückentechnologie zum stärkeren Einsatz erneuerbarer Energien sein kann, diese Rolle jedoch begrenzt werden sollte, solange es nicht mit CCS verknüpft ist. Andere Szenarien sehen eine Erreichung der Minderungsziele auch ohne eine Anwendung der CCS-Technologie als möglich an (z. B. DLR/IWES/IfnE 2012, Prognos/EWI/GWS 2014). Als Begründungen werden u.a. verschiedene Umweltauswirkungen, begrenzte Speicherkapazitäten, fehlende Akzeptanz genannt (Agentur für Erneuerbare Energien 2015). In der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ (Öko-Institut et al., 2015) wird CCS in den ambitionierten Szenarien KSZ-KS90 und KSZ-KS95 eingesetzt. Im KSZ-KS90 bleibt der Einsatz auf die Vermeidung prozessbedingter Emissionen im Industriesektor sowie auf Biogas- und Bioethanolanlagen beschränkt. Wegen der Nutzungskonkurrenz von biogenem CO₂ für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe (Power-to-Liquid) findet dagegen im Szenario KSZ-KS95 keine CO₂-Abscheidung an Biomasseumwandlungsanlagen und anschließende geologische Speicherung statt. Die realisierten Emissionsminderungen liegen bei ca. 41 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent (CO₂-Äq³) (KSZ-KS95) bzw. 66 Mio. Tonnen CO₂-Äq (KSZ-KS90). Darüber hinaus wird in den Szenarien der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ mit Verweis auf die zahlreichen Alternativen im Bereich emissionsarmer Stromerzeugung auf den Einsatz von CCS verzichtet. Die Abscheidung von CO₂ und anschließende Verwendung in Prozessen (CCU) wird in keinem der untersuchten Szenarien diskutiert.

9.3.1 Energieerzeugung

Die Stromerzeugung beruht in Deutschland auf erneuerbaren Energien (33,3 Prozent im Jahr 2017), Braunkohle (22,5 Prozent), Steinkohle (14,1 Prozent), Erdgas (13,2 Prozent) und Kernenergie (11,7 Prozent). Im Jahr 2017 wurden im Bereich der Stromerzeugung nach ersten Hochrechnungen insgesamt 260 Mio. Tonnen CO₂ emittiert (UBA 2018a). Der fortschreitende Emissionsrückgang wird durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und den sukzessiven Rückgang fossiler Stromerzeugung, insbesondere Kohle, erfolgen. Ein Einsatz der CCS-Technologie ist in Deutschland im Rahmen der Energieerzeugung nicht vorgesehen. Einen Plan zur schrittweisen Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung soll bis Anfang Februar 2019 die aus Politikern, Verbänden und Wissenschaftlern bestehende Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (kurz: Kohlekommission) erarbeiten.

³ Definition CO₂-Äquivalent (UBA 2018b): Emissionen anderer Treibhausgase als Kohlendioxid (CO₂) werden zur besseren Vergleichbarkeit entsprechend ihrem globalen Erwärmungspotenzial in CO₂-Äquivalente umgerechnet (CO₂ = 1).

Auch außerhalb Deutschlands wird Kohle in erheblichem Maße noch zur Produktion von Strom genutzt. Dies spiegelt sich auch in einigen Szenarien wider. Im 450 ppm-Szenario der IEA werden zukünftig 80 Prozent der Stromproduktion aus Kohle weltweit mit CCS (3685 TWh) betrieben werden. 2017 wurde eine internationale Allianz ins Leben gerufen. Die Mitglieder der sogenannten „Powering Past Coal“ Allianz wollen zusammenarbeiten, um Methoden des Kohleausstiegs zu teilen, Initiativen aufnehmen, die diesen Wandel unterstützen und Pläne und Ziele zur Entwicklung sauberer Energiequellen fördern. Analysen gehen davon aus, dass ein Kohleausstieg in den OECD- und EU28-Ländern bis spätestens 2030, weltweit spätestens 2050 notwendig ist, um das Pariser Klimaabkommen zu erfüllen. Die Partner der Allianz verpflichten sich, in ihren Zuständigkeitsbereichen aus traditioneller Kohlekraft auszusteigen und neue Kohlekraftwerke ohne funktionierendes CCS zu unterbinden. Die Deklaration wurde 2017 auf der COP23 von 25 Ländern unterzeichnet. Deutschland gehört nicht dazu (Abb. 4).

Abbildung 4

Europäische Länder, die sich an der Powering-past-coal-Allianz beteiligen
(Stand: September 2018)

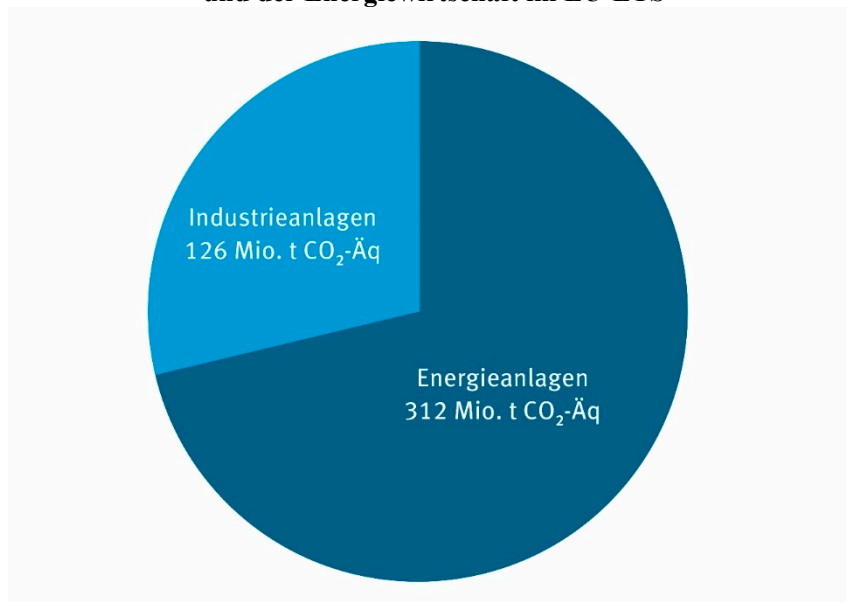


9.3.2 Industrieproduktion

Im Jahr 2016 waren Industrieprozesse für ca. 7 Prozent der Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich (inkl. Emissionen aus der industriellen Herstellung und dem Verbrauch halogener Kohlenwasserstoffe und SF₆), weitere 14 Prozent der nationalen Emissionen sind energetisch bedingte Emissionen der Industrie (UBA 2016). Die größten Anteile der prozessbedingten Emissionen in 2015 entstammten der Herstellung mineralischer Produkte (z. B. Zement), der Herstellung von Metall (z. B. Stahl) sowie der Herstellung von Grundchemikalien durch die chemische Industrie (UBA 2017b). Die deutschen Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen Industrieanlagen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS) machen etwa ein Viertel der gesamten Emissionen emissionshandelspflichtiger deutscher Anlagen aus (siehe Abb. 5). Deren Aufschlüsselung nach Branchen ist in Abb. 5.1 dargestellt. Die Gruppierung erfolgt dabei nach emissionshandelspflichtigen Tätigkeiten und nicht nach Inventarabgrenzung. Die dargestellten emissionshandelspflichtigen Treibhausgasemissionen der Industrieanlagen umfassen deshalb neben Prozessemissionen auch energiebedingte Emissionen der entsprechenden Anlagen. Die in Abb. 5 und 5.1 dargestellten Emissionen der Energieanlagen können daher auch Emissionen von Industrieanlagen umfassen, sofern diese nicht im Rahmen einer emissionshandelspflichtigen Tätigkeit emittiert wurden.

Abbildung 5

Anteile der Treibhausgasemissionen der deutschen Industrie und der Energiewirtschaft im EU-ETS

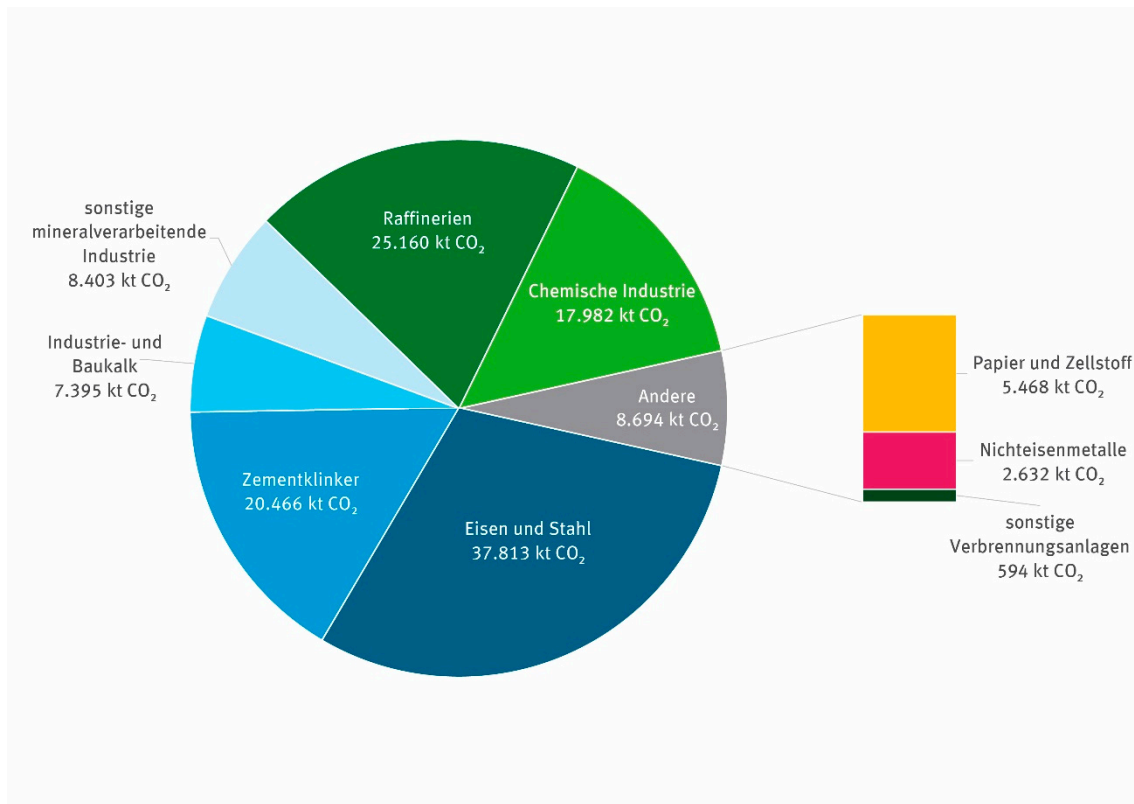


Anmerkung:

Die hier erfassten Energieanlagen umfassen nicht nur die Großfeuerungsanlagen (mit einer Feuerungswärmeleistung (FWL) > 50 MW), sondern auch die Feuerungsanlagen mit einer FWL zwischen 20 und 50 MW sowie Antriebsmaschinen. Datenquelle: DEHSt (2018). Hier ist darauf hinzuweisen, dass die dargestellte Sektorabgrenzung entsprechend des EU ETS nicht ganz der Sektorabgrenzung des Klimaschutzplans 2050 (KSP 2050) entspricht. Nach dem KSP 2050 sind Raffinerien, die im EU ETS der Industrie zugeordnet werden, dem Energiesektor zuzurechnen. Umgekehrt werden Industriekraftwerke im EU ETS dem Energiesektor zugeordnet, während sie nach KSP 2050-Aufteilung in der Industrie angesiedelt sind.

Abbildung 5.1

Treibhausgasemissionen der deutschen Industrie im EU-ETS



Datenquelle: DEHSt (2018)

Laut Klimaschutzplan der Bundesregierung soll der Industriesektor bis 2030 seine Treibhausgasemissionen um mindestens 49 bis 51 Prozent gegenüber 1990 verringern (Emissionen aus der Nutzung von Strom im Industriesektor sind hierbei nicht berücksichtigt). Zur Minderung der energetisch bedingten CO₂-Emissionen werden u. a. eine Steigerung von Energie- und Materialeffizienz, die Substitution fossiler Energieträger durch „Green Fuels“ oder Strom (z. B. Elektrifizierung der Prozesswärmebereitstellung) sowie die direkte Nutzung Erneuerbarer Energien (z. B. solarthermische Erzeugung von Prozesswärme) in Betracht gezogen (z. B. Guminski et al. 2018). Zudem muss nach diesen Autoren auch ein Wechsel von Verfahrensrouten zur Erreichung der Emissionsminderungsziele erfolgen.

Ca. 60 Prozent der CO₂-Emissionen bei der Zementherstellung sind prozessbedingt, d. h. sie entstehen bei dem „Brennen“ des Kalksteins, während die verbleibenden ca. 40 Prozent direkt aus der Wärmeerzeugung oder indirekt durch den Strombedarf des Zementwerks entstehen (z. B. IEA 2018). Eine Verminderung der CO₂-Emissionen soll beispielsweise in der Zementindustrie vor allem durch die Verwendung innovativer Technologien (inkl. CO₂-Abscheidung) der Verringerung des Klinker-Zement-Verhältnisses (und ggf. Verwendung alternativer Bindemittel), der Verwendung alternativer, mit weniger CO₂-Emissionen verbundener Brennstoffe und eine Verbesserung der Energieeffizienz erreicht werden (IEA 2018). In dem sog. 2 °C-Szenario der IEA wird angenommen, dass global im Jahr 2050 zwischen 25 und 29 Prozent der gesamten direkten CO₂-Emissionen aus der Zementherstellung abgeschieden (und dauerhaft gespeichert) werden (IEA 2018).

Ca. 65 bis 70 Prozent der Gesamtemission pro Tonne produzierten Stahls fallen bei der Roheisen- und Rohstahlproduktion an. Zur Stahlerzeugung werden im Wesentlichen zwei Verfahrensrouten verwendet i) „Eisenerz zu Stahl“ (integrierte Hüttenwerke mit Hochofen und Stahlkonverter; in Deutschland etwa 2/3 der Stahlherstellung) und ii) „Schrott/Eisenschwamm zu Stahl“ (Stahl aus Stahlschrott oder Eisenschwamm wird in Elektrolichtbogenöfen geschmolzen) (z. B. Stahl 2015). Die CO₂-Emissionen entstehen bei der Stahlherstellung hauptsächlich durch die Bereitstellung der benötigten Energie (Wärme/Strom) und sind nur zu einem kleineren Anteil und je nach gewählter Verfahrensrouten prozessbedingt (z. B. IEA 2017). Als mögliche Maßnahmen zur Emissionsminderung werden global u. a. eine Verbesserung der Energieeffizienz, Senkung des Reduktionsmit-

telverbrauchs, Verwendung alternativer Brennstoffe/Reduktionsmittel, verbessertes Recycling von Stahl enthaltenden Produkten sowie die Entwicklung innovativer, alternativer Verfahren diskutiert (z. B. IEA 2017). Aufgrund der in den letzten Jahrzehnten erfolgten Optimierungen an Hochöfen in Deutschland ist dort das weitere CO₂-Einsparpotenzial sehr gering (Stahl 2015), so dass andere Maßnahmen für eine weitere Emissionsminderung in Betracht gezogen werden müssen. U. a. werden aktuell in Deutschland und Europa Möglichkeiten zur Abscheidung und Nutzung oder dauerhaften Speicherung des anfallenden CO₂ entwickelt bzw. erprobt (s. o.). Verbundwerkstoffe aus nachwachsenden Rohstoffen könnten in Zukunft Stahl in verschiedenen Einsatzgebieten teilweise substituieren.

Zur Reduzierung der CO₂-Emissionen der Chemischen Industrie wird aktuell neben einer Steigerung der Material- und Energieeffizienz vor allem die Abscheidung und die (roh-) stoffliche Nutzung des abgeschiedenen CO₂ nach Reduktion diskutiert (CCU – s. 3.4).

9.3.3 Negative Emissionen

Die Gesamtmenge von CO₂, die noch emittiert werden darf, um den CO₂-Gehalt in der Atmosphäre auf einem Niveau zu halten, bei dem die globale Erwärmung bis Ende des Jahrhunderts 2 °C nicht überschreiten sollte, ist begrenzt und wird bei weiterhin ungebremsten Emissionen überschritten werden, so dass der Atmosphäre CO₂ entzogen werden müsste, um diese Emissionen zumindest teilweise zu kompensieren, sofern der Klimawandel dann noch dadurch rückgängig zu machen ist (vgl. 3.6). Negative Emissionen können durch Änderungen der Landnutzung und die Speicherung von CO₂ aus Biomasse (BECCS) oder aus Anlagen zum direkten CO₂-Entzug aus der Luft (DACCS) gewonnen werden. Auf die hohen Kosten, den Energiebedarf und die geringe Abscheidkapazität der heutigen DAC-Anlagen wurde bereits in Kapitel 3.1 hingewiesen.

Die energetische Nutzung von Biomasse zur Substitution fossiler Energieträger ist besonders umstritten. Rockström et al. (2017) erwarten die Notwendigkeit, gegen Ende des Jahrhunderts weltweit jährlich zehn bis 20 Mrd. Tonnen CO₂ der Atmosphäre zu entziehen, insbesondere durch BECCS. Eine Task Force des Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF 2018) beziffert das globale technische Potenzial für BECCS auf 3,3 Mrd. Tonnen CO₂ pro Jahr. Auch die Zero Emission Technology Plattform und die European Biofuels Technology Plattform (2012) fordern den Ausbau von CCUS auf der Grundlage nachhaltig produzierter Biomasse für Europa in einem Umfang von 800 Mio. Tonnen CO₂ jährlich ab 2050. Der dazu erforderliche, nicht auf Europa beschränkte, großflächige Anbau von Energiepflanzen ist jedoch im globalen Maßstab kaum sozial- und umweltverträglich machbar (Ernsting & Munnion 2015).

Alleine für die nachhaltige Produktion für Holzpellets eines 500 MW-Kraftwerksblocks wäre in Deutschland eine Fläche der doppelten Größe des Saarlandes erforderlich. Das CSLF gibt den globalen Flächenbedarf für die Biomasseproduktion bei einer CO₂-Speicherung von 3,3 Mrd. Tonnen pro Jahr mit ca. 4 bis 6 Mio. Quadratkilometer an, was einem Drittel der ackerbaulich nutzbaren Landfläche der Erde entspräche (CSLF 2018). Mit gegenwärtigen Ernährungsgewohnheiten und der damit verbundenen Landnutzung lässt der Flächenbedarf zur Ernährung der wachsenden Weltbevölkerung allerdings kaum Spielraum für die Ausweitung des Anbaus von Pflanzen zur energetischen Nutzung (Henry et al. 2018). Alternative Szenarien, die neben technologischen Ansätzen auch soziologische Ansätze berücksichtigen, zeigen Möglichkeiten der zukünftigen Energieversorgung auf, die ohne Biomasseanbau in den oben genannten Größenordnungen auskommen (Popp et al. 2017, van Vuuren et al. 2018).

Bisher ungenutzte Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft fallen oft dezentral an und können daher auch nur bedingt genutzt werden und kaum zu BECCS im großen Maßstab beitragen. Bei der Einschätzung der Potenziale von BECCS sollte nicht nur die gespeicherte Menge an CO₂ betrachtet werden, sondern es müssen umfassende Bilanzen der Umweltauswirkungen, Analysen der Stoffkreisläufe, der Transportkette und Bilanzen der eingesetzten, gespeicherten und freigesetzten Stoffe zugrunde gelegt werden (CSLF 2018), da bei Landnutzungsänderungen und ökologisch nachlässig bewirtschaftetem Anbau und der Lagerung feuchter Biomasse die Vermeidung der CO₂-Emissionen durch BECCS deutlich gemindert sein kann (Vaughan et al. 2018) oder gar mehr Treibhausgase (in CO₂-Äquivalenten) freigesetzt werden könnten als bei der Kohleverstromung (Röder et al. 2015, Willinger 2016).

Das IPCC (2018) kommt zum Schluss, dass es riskant ist, sich im großen Maßstab auf in Teilen unerprobte Technologien zum Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre zu verlassen, da vielfältige Einschränkungen bezüglich Machbarkeit und Nachhaltigkeit bestehen.

10 Zusammenfassung der Ergebnisse und darauf aufbauend Vorschlag gesetzgeberischer Maßnahmen

10.1 Forschung und Entwicklung zu CCS und CCU in Deutschland im europäischen und internationalen Vergleich:

10.1.1 CCS

Die Entwicklung der CCS-Technologie ist zumindest in den europäischen Staaten zuletzt wesentlich langsamer vorangeschritten, als dies in den 2000er Jahren anvisiert worden war. Die Realisierung großer Demonstrationsprojekte ist aber weniger an technisch-geologischen Hindernissen der Abscheidung bzw. der Speicherung gescheitert, sondern vielmehr an den ökonomischen Rahmenbedingungen und der fehlenden gesellschaftlichen Akzeptanz.

Für Deutschland beruht dies im Wesentlichen auf seiner Sonderrolle, weil sich ein Großteil der Speicherkapazitäten im Norddeutschen Becken und damit „Onshore“, d. h. unter bewohntem Gebiet, befindet. Im Gegensatz zu den Ländern, die über großes Offshore-Speicherpotential unterhalb der Nordsee verfügen, hat sich hierzulande sehr deutlich gezeigt, dass die großtechnische Umsetzung der Technologie unter bewohntem Gebiet absehbar kaum konsensfähig sein wird. Vergleichbare Entwicklungen zeigten sich auch in anderen europäischen Staaten mit Onshore-Speicherprojekten. Festzustellen ist jedoch, dass auch diejenigen Länder, die aufgrund ihrer geographischen und geologischen Voraussetzungen kaum Akzeptanzschwierigkeiten gegenüber der großtechnischen Umsetzung von CCS zu erwarten hatten und haben, die schwierigen finanziellen Rahmenbedingungen nicht ohne Weiteres überwinden konnten. Die an CCS interessierten Nordseeanrainer Norwegen, Niederlande und das Vereinigte Königreich haben ihre Aktivitäten zu CCS jedoch nicht eingestellt, sondern haben ihre Strategien den veränderten Rahmenbedingungen angepasst. Während in den 2000ern große Projekte vor allem im Energiebereich geplant waren, scheint sich mittlerweile die Auffassung durchzusetzen, dass die begrenzte Ressource Speicherkapazität nur für solche CO₂-Emissionen, die anderweitig nicht reduziert werden können, reserviert sein soll. Deshalb hat sich der Fokus von großen Projekten im Energiebereich auf regionale Industriecluster verschoben, die über gemeinsame Infrastrukturen die CO₂-Restmengen unterhalb der Nordsee speichern könnten, die durch Verfahrensinnovationen oder die Nutzung im Kreislauf nicht vermieden werden können. Alle drei Länder entwickeln derzeit Industrieprojekte mit mehreren Industriepartnern, von denen das Projekt in Norwegen, an dem über ihre Tochterfirma Norcem auch HeidelbergCement beteiligt ist, in der Planung am weitesten vorangeschritten ist und daher wohl am ehesten realisiert werden wird.

Auch in Deutschland ist die Forschung und Entwicklung zu CCS – wenn auch in geringerem Maße – fortgesetzt worden. Obwohl die Pilotabscheideanlage von Vattenfall am Standort Schwarze Pumpe und der Pilotspeicher des Helmholtz Geoforschungs-zentrums Potsdam in Ketzin/Brandenburg mittlerweile stillgelegt worden sind, verfügt Deutschland im Innovationszentrum von RWE in Niederaußem weiterhin über eine größere Pilotanlage zur CO₂-Abscheidung. Im Kraftwerksbereich hat das BMWi die Förderung von Forschung und Entwicklung zur CO₂-Abscheidung fortgesetzt und beteiligt sich vor allem an einem europäischen Koordinationsinstrument zur Förderung von CCUS-Projekten (ERA-Net ACT). Das BMBF hat nach Abschluss des Ketzin-Projekts die Förderung von F&E zur CO₂-Speicherung beendet und konzentriert sich mit dem CO₂Plus Programm auf die Förderung der CO₂-Nutzung zur Erweiterung der Rohstoffbasis.

Im internationalen und europäischen Vergleich nimmt Deutschland damit eine untergeordnete Rolle bei der Forschung und Entwicklung von CCS ein. Australien, Kanada, USA, Japan, China sowie einige arabische Staaten betreiben die Weiterentwicklung von CCS ihrerseits sehr viel intensiver als die europäischen Staaten.

10.1.2 CCU

Anders stellt sich die Situation zur Forschung und Entwicklung zur CO₂-Nutzung in Deutschland dar. Hier verfolgen die Bundesregierung, die Industrie sowie die Forschungsinstitutionen – abgesehen von Enhanced Gas- oder Enhanced Oil Recovery – eine deutlich offensivere Strategie zur künftigen Verwendung von CO₂ als Rohstoff bzw. zur Weiterentwicklung von Optionen, die eine spätere Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft ermöglichen könnten.

10.2 Wissenschaftliche Erkenntnisse zu CCS/CCU; Szenarien für die Anwendung der Technologien

10.2.1 CCS

Die CO₂-Speicherung wird weltweit bereits in 18 großen Projekten angewendet. Insbesondere das seit 1996 in Norwegen betriebene Sleipner Projekt hat die sichere und zuverlässige Speicherung von CO₂ sowie die Möglichkeit zur Überwachung der CO₂-Ausbreitung demonstriert und damit die Einsatzreife der CO₂-Speicherung belegt. Die Erkenntnisse aus einem Speicherstandort sind indes nicht ohne Weiteres auf andere Speicherstandorte übertragbar, so dass die umweltgerechte und langzeitsichere Speicherung für jeden Standort neu geprüft und bewertet werden muss. Die großen Speicherkapazitäten in Europa liegen unterhalb der Nordsee bzw. der Norwegischen See und ergeben eine für viele Dekaden ausreichende Speichermenge, vor allem dann, wenn man sich auf den Industriesektor beschränkte. Szenario-Rechnungen im Hinblick auf die kosteneffiziente Klimazielerreichung entsprechend dem Klimaschutzplan 2050 (z. B. BMWi-Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“, die BDI-Studie „Klimapfade für Deutschland“) zeigen, dass Deutschland für die Erreichung einer weitgehenden Treibhausgasneutralität bis 2050 die Reduktion insbesondere von Emissionen aus Industrieprozessen nicht nur mittels neuartiger Verfahren und der Nutzung von CO₂ wird erreichen können, sondern auch die unterirdische Speicherung von CO₂ in Betracht ziehen muss. Im Gegensatz dazu ist u. a. nach dem UBA-Szenario „Treibhausgasneutrales Deutschland 2050“ die 95 Prozentige Treibhausgasreduktion auch ohne CCS zu erreichen.

10.2.2 CCU

Je nach Lebensdauer des jeweiligen CCU-Produkts kann das CO₂ einige Tage oder Wochen (synthetische Kraftstoffe) bis hin zu Jahren (z. B. Polymere) oder Jahrzehnte bzw. Jahrhunderte gespeichert werden (z. B. in Baustoffen wie Zement). Das geschätzte Nutzungspotenzial beläuft sich auf ca. 6 – 10 Prozent der weltweiten Emissionen. Dies entspricht jedoch nicht dem CO₂-Reduktionspotenzial von CCU, das nach bisheriger Schätzung eher gering ausfällt und das je nach Speicherdauer des CO₂ und dem erforderlichen Energieaufwand für die jeweilige Nutzungsoption stark variieren kann. CCU-Technologien sind trotz eingeschränkter Potentials zur CO₂-Einsparung ein erster Schritt für eine spätere Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft.

10.3 Gesellschaftliche, rechtliche und ökonomische Rahmenbedingungen für CCS und CCU in Deutschland

10.3.1 CCS

Die verschiedenen Technologien der CCS-Prozesskette können im Hinblick auf ihre gesellschaftliche Wahrnehmung nicht einheitlich betrachtet werden. Im Vordergrund der öffentlichen Kritik steht vor allem die unterirdische Speicherung von CO₂. Die Abscheidung und der Transport von CO₂ scheint dagegen weniger im Fokus der öffentlichen Aufmerksamkeit zu stehen. Dieser Umstand könnte auf die bestehenden Erfahrungen mit dem Immissionsschutzrecht für Industrieanlagen bzw. die Erfahrungen mit Gasleitungen bzw. Rohrfernleitungen zurückzuführen sein. Je nachdem, aus welchen Gründen die CO₂-Speicherung abgelehnt wird, dürfte sich die Akzeptanz der CO₂-Speicherung auch danach richten, welche Orte für die Speicherung in Betracht gezogen werden (onshore/offshore) oder welche CO₂-Emittenten zur unterirdischen CO₂-Speicherung zugelassen sein sollten. Darüber hinaus könnte die Akzeptanz gegenüber der CO₂-Speicherung zunehmen, wenn tatsächlich nur solche CO₂-Emissionen unterirdisch gespeichert werden dürften, die anderweitig kaum, oder jedenfalls auf lange Sicht noch nicht vermeidbar sein werden – dies gilt vor allem im Hinblick auf die Prozessemissionen von Teilen der Raffinerie- und Stahlindustrie, der Zement- und Kalkindustrie, einzelner Herstellungsverfahren in der Chemie oder die Emissionen aus der Abfallverbrennung.

Die mangelnde öffentliche Akzeptanz spiegelt sich in den rechtlichen Rahmenbedingungen für die CO₂-Speicherung in Deutschland wider. Das bestehende Kohlendioxid-speicherungsgesetz (ugs. CCS-Gesetz) erlaubt die Abscheidung und den Transport von CO₂ in unbegrenzter Menge und auf unbegrenzte Zeit, schränkt aber die CO₂-Speicherung in Deutschland mit einer inzwischen abgelaufenen Antragsfrist, mit mengenmäßigen Grenzen sowie der Länderklausel gleich in dreifacher Hinsicht ein. Daher ist die CO₂-Speicherung in Deutschland und im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandsockels zum Teil aus mehreren Gründen nicht möglich. Das Gesetz trennt bisher allerdings nicht nach der Herkunft bestimmter CO₂-Ströme oder unterscheidet nach der Onshore- oder Offshore-Speicherung.

Trotz steigender Zertifikatpreise im Europäischen Emissionshandel dürfte der gesamte Technologiepfad bestehend aus Abscheidung, Transport und Speicherung für die ersten europäischen Projekte, vermutlich aber auch

auf absehbare Zeit keine Rentabilität erwarten lassen. So rentiert sich das langjährige norwegische Projekt Sleipner, das keine staatlichen Fördergelder erhält, nur aufgrund der geringen Abscheidungskosten und der ersparten Aufwendungen für die in Norwegen ansonsten zusätzlich anfallende CO₂-Steuer in Höhe von umgerechnet 36 Euro/Tonne. Europäische oder staatliche Förderprogramme sind eine weitere Möglichkeit, CCS-Projekte zu unterstützen. So wird im Rahmen des EU-Emissionshandels für die Handelsperiode 2021 bis 2030 der sog. Innovationsfonds aufgelegt, der aus den Versteigerungserlösen von 450 Millionen Zertifikaten gespeist wird und aus dem neben Verfahrensinnovationen für emissionsintensive Industrien auch Projekte aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien sowie großtechnische CCS-Projekte gefördert werden können. Daneben sind auch nationale Fördermittel denkbar. So wurde für das Industrie-CCS-Projekt in Norwegen eine staatliche Förderung parlamentarisch zugesichert.

10.3.2 CCU

Die gesellschaftlichen, rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die Entwicklung weiterer CO₂-Nutzungsoptionen sind weitgehend zufriedenstellend. Die Bundesregierung, die Industrie und die Forschungsinstitutionen widmen sich möglichen Nutzungsoptionen mit der notwendigen Aufmerksamkeit. Gesellschaftliche Hindernisse bestehen derzeit im Vergleich mit CCS nicht. Unter rechtlichen Gesichtspunkten besteht noch Klärungsbedarf, wie die CO₂-Nutzung im Europäischen Emissionshandel angerechnet werden kann und wie die Anrechnung synthetischer Kraftstoffe im Rahmen der Erneuerbaren Energiedirektive ablaufen kann. In einzelnen Fällen werden Produkte, die unter Verwendung von CO₂ hergestellt worden sind, bereits vertrieben. Synthetische Kraftstoffe sind u. a. aufgrund der niedrigen Preise fossiler Energieträger derzeit noch sehr weit davon entfernt, konkurrenzfähig zu sein.

10.4 Handlungsoptionen zum Umgang mit CCS und CCU in Deutschland

Die rein technisch-wissenschaftlichen Erkenntnisse zu CCS sind im Hinblick auf alle drei Technologiebereiche Abscheidung, Transport und Speicherung weit fortgeschritten, weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht gegebenenfalls im Hinblick auf variierende Abscheidetechnologien für Industrieanlagen. Des Weiteren sollte geprüft werden, ob und ggf. in welchem zeitlichen Horizont CCS als Klimaschutzmaßnahme fortentwickelt werden sollte, um erforderlichenfalls für die Erreichung der 2050-Klimaziele – vor allem im Industriesektor – zur Verfügung zu stehen. Diese Fragestellung sollte vor dem Hintergrund der fehlenden öffentlichen Akzeptanz gegenüber CCS stärker als bisher unter Einbeziehung der Öffentlichkeit und damit im Dialog mit allen relevanten Stakeholdern bestehend aus NGOs oder sonstigen Vertretern der Öffentlichkeit, Verbänden, Unternehmen und Wissenschaftlern untersucht werden. Darüber hinaus sind diese Fragestellungen in einem Gesamtbild der weiteren CO₂-Reduktionstechnologien im industriellen Sektor, d. h. mit den verschiedenen CO₂-Nutzungsmöglichkeiten sowie den unter dem Begriff Carbon Direct Avoidance (CDA) erfassten Technologien zu betrachten, um die jeweiligen Anteile und Potentiale dieser Reduktionstechnologien in ihrer Gesamtheit bewerten zu können. Zur Bearbeitung dieser Fragestellungen und zur Bewertung dieser Technologien im Gesamtgefüge der CO₂-Reduktionstechnologien könnte ein Dialogforum mit Vertretern von NGOs, Verbänden, Unternehmen und der Wissenschaft ins Leben gerufen werden.

Im Übrigen sieht die Bundesregierung unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen derzeit keine Notwendigkeit für gesetzgeberische Maßnahmen im Bereich des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes.

11 Quellenangaben

- ACATECH (2018): CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie. – 115 S., Berlin.
- AD-HOC ARBEITSGRUPPE GEOLOGIE (2015): Charakterisierung der Nutzungspotenziale des geologischen Untergrundes in Deutschland als Bewertungsgrundlage für unterirdische Raumnutzungen. – Abschlussbericht erarbeitet für den Bund/Länder-Ausschuss Bodenforschung (BLA-GEO) durch die Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer (SGD) und die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) und mit Unterstützung des Bund/Länder-Ausschusses Bergbau (LAB), 107 S., Güstrow.
- AINES, R.D., LEACH, M.J., WEISGRABER, T.H., SIMPSON, M.D., FRIEDMANN, S.J., & BRUTON, C.J. (2018): Quantifying the potential exposure hazard due to energetic releases of CO₂ from a failed sequestration well. – *Energy Procedia* 1: 2421–2429.
- AGENTUR FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN (2015): Metaanalyse – Klimaschutz und Treibhausgasemissionen in Deutschland. – 22 S.
- AGORA ENERGIEWENDE & AURORA ENERGY RESEARCH (2018): 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg. Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel. Berlin.
- AUSFELDER, F., DRAKE, F.-D., ERLACH, B., FISCHEDICK, M., HENNING, H.-M., KOST, C., MÜNCH, W., PITTEL, K., REHTANZ, C., SAUER, J., SCHÄTZLER, K., STEPHANOS, C., THEMANN, M., UMBACH, E., WAGEMANN, K., WAGNER, H.-J. & WAGNER, U. (2017): „Sektorkopplung“ – Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems. – 166 S., München (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft).
- BERGMANN, P., DIERSCH, M., GÖTZ, J., IVANDIC, M., IVANOVA, A., JUHLIN, C., KUMMEROW, J., LIEBSCHER, A., LÜTH, S., MEEKES, S., NORDEN, B., SCHMIDT-HATTENBERGER, C., WAGNER, F. M. & ZHANG, F. (2016): Review on geophysical monitoring of CO₂ injection at Ketzin, Germany. – *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139: 112-136.
- BOSTON CONSULTING GROUP & PROGNOSE (2018): Klimapfade für Deutschland. – 290 S.
- BIRKHOLZER, J. T., CIHAN, A. & ZHOU, Q. (2012): Impact-driven pressure management via targeted brine extraction – Conceptual studies of CO₂ storage in saline formations. – *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 41: 316-327.
- BLACKFORD, J., BULL, J. M., CEVATOGLU, M., CONNELLY, D., HAUTON, C., JAMES, R. H., LICHTSCHLAG, A., STAHL, H., WIDDICOMBE, S. AND WRIGHT, I. C. (2015): Marine baseline and monitoring strategies for carbon dioxide capture and storage (CCS) – *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 38: 221-229.
- BMBF – BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG (2015): Förderrichtlinie des Bundesministeriums für Bildung und Forschung vom 24. Juni 2015 zur Förderung von „CO₂Plus – Stoffliche Nutzung von CO₂ zur Verbreiterung der Rohstoffbasis“.
- BMBF – BUNDESMINISTERIUM FÜR BILDUNG UND FORSCHUNG (2018): Bundesbericht Forschung und Innovation 2018. – Berlin.
- BRADSHAW, J., ALLINSON, G., BRADSHAW, B.E., NGUYEN, V., RIGG, A.J., SPENCER, L. & Wilson, P. (2003): Australia's CO₂ Geological Storage Potential and matching of emission sources to potential sinks. – In: GALE, J. & KAYA, Y. (Hrsg.), *Greenhouse Gas Control Technologies*: 663-668.
- BRAUER, A., HAUG, G.H., DULSKI, P., SIGMAN, D.M. & NEGENDANK, J.F.W. (2008): An abrupt wind shift in western Europe at the onset of the Younger Dryas cold period. – *Nature geoscience*, 1: 520-523.
- BROWNSORT, P., SCOTT, V. & SIM, G. (2015): Carbon Dioxide Transport Plans for Carbon Capture and Storage in the North Sea Region – A summary of existing studies and proposals applicable to the development of Projects of Common Interest. – Report WP-SCCS 2015-02.
- CO₂EUROPIPE (2010): Development of a large-scale CO₂ transport infrastructure in Europe: matching captured volumes and storage availability. – Report D2.2.1 WP2.2.

- COVESTRO (2018): <https://www.co2-dreams.covestro.com/de> [abgerufen am 01.10.2018]
- CRI (2018): <http://carbonrecycling.is/george-olah/> [abgerufen am 01.10.2018]
- CSLF (2018): Technical Summary of Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS). – Bioenergy Carbon Capture and Storage (BECCS) Task Force, Report, 76 S.
- DAUTZENBERG, G. & BRUHN, T. (2013): Environmental Impacts of Carbon Capture Technologies. An overview of the state of development, potential side effects and current challenges for science and society. – IASS Working Paper 2013.
- DEHSt (2018): Treibhausgasemissionen 2017 – Emissionshandelspflichtige stationäre Anlagen und Luftverkehr in Deutschland (VET-Bericht 22017). – Deutsche Emissionshandelsstelle, Bericht, 3 S. und 5 S.
- DE KLER, R., NEELE, F., NIENOORD, M., BROWNSORT, P., KOORNEEF, J., BELFROID, S., PETERS, L., VAN WIJHE, A. & LOEVE, D. (2016): Transportation and unloading of CO₂ by ship – a comparative assessment. – Final Report, CATO WP9 Final Report, 117 S.
- DISS, K. (2018): How the Gorgon gas plant could wipe out a year's worth of Australia's solar emissions savings. – <http://www.abc.net.au/news/2018-06-21/gorgon-gas-plant-wiping-out-a-year-of-solar-emission-savings/9890386> [Stand: 21.06.2018].
- DLR/IWES/IfnE (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. – Schlussbericht. BMU – FKZ 03MAP146. 345 S.
- DURUCAN, S., KORRE, A., SHI, J.-Q., IDIENS, M., STAŃCZYK, K., KAPUSTA, K., ROGUT-DABROWSKA, A., KEMPKA, T., WOLF, K.-H., YOUNGER, P., ZAVSEK, S., POULSEN, N.E., BOJDA, D., FRANZSEN, S., MURESAN, M., GAO, J., BEATH, A. & MASTALERZ, M. (2014): TOPS: Technology options for coupled underground coal gasification and CO₂ capture and storage. – Energy Procedia, 63: 5827-5835.
- EAKIN, C.M., LIU, G., GOMEZ, A.M., DE LA COURI, J.L., HERON, S.F., SKIRVING, W.J., GEIGER, E.F., MARSH, B.L., TIRAK, K.V. & STRONG, A.E. (2018). Unprecedented three years of global coral bleaching 2014-2017. Sidebar 3.1. [in State of the Climate in 2017]. – Bulletin of the American Meteorological Society, 99(8): 74-75.
- EASAC (2013): Carbon capture and storage in Europe. – European Academies Science Advisory Council policy report 20, German National Academy of Sciences Leopoldina 2013.
- ECO₂ (2015): Offshore CO₂ storage and marine ecosystems. A scientific summary of the ECO₂ project. – ECO₂ Briefing Paper No. 4. 29 S.
[https://oceanrep.geomar.de/29075/1/D5.7 Prozent5B1 Prozent5D.pdf](https://oceanrep.geomar.de/29075/1/D5.7%20Prozent5B1%20Prozent5D.pdf)
- EEA – EUROPEAN ENVIRONMENTAL AGENCY (2011): Air pollution impacts from carbon capture and storage (CCS) – EEA Technical Report No. 14/2011.
- EIGA – EUROPEAN INDUSTRIAL GASES ASSOCIATION (2011): Sicherheitsinformation 24/11/D: Physiologische Gefahren durch Kohlendioxid (CO₂).
- EKE, P.E., NAYLOR, M., HASZELDINE, S. & CURTIS, A. (2011): CO₂/brine surface dissolution and injection: CO₂ storage enhancement. – SPE Projects, Facilities & Construction, 6(01): 41-53.
- EPA – ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (2018): Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Implementation Manual for UIC Program Directors. – EPA-Bericht EPA 816-R-18-001, 212 S.
- ERNSTING, A. & MUNNION, O. (2015): Last-ditch option, or wishful Thinking? Bioenergy with carbon capture and storage. – Biofuelwatch Report, 52 S.
- ESYS – ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT (2017): Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. – Stellungnahme, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e.V., Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e.V., 90 S.

- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2011a): Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 1. CO₂ Storage Life Cycle Risk Management Framework. Brüssel 60 S.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2011b): Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide. Guidance Document 2. Characterisation of the Storage Complex, CO₂ Stream Composition, Monitoring and Corrective Measures. Brüssel 155 S.
- EUROPÄISCHE KOMMISSION (2016): EU and China: Strengthening Ties between the World's Largest Emission Trading Systems in 2017. – https://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2016102001_en [Stand: 20.10.2016].
- FINKENRATH, M., NICK, S. & BETTZÜGE, M.O. (2015): Ökonomische Aspekte von CCS. – In: FISCHEDICK ET AL. (Hrsg.), CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung: 571-604, Heidelberg.
- FISCHER, S., KNOPF, S., MAY, F. & REBSCHER, D. (2016): CO₂ Storage related Groundwater Impacts and Protection. – Grundwasser, 21(1): 5-21.
- FOLGER, P. (2018): Carbon capture and sequestration (CCS) in the United States. – Congressional Research Service 7-5700, 31 S.
- GCCSI – GLOBAL CARBON CAPTURE AND STORAGE INSTITUTE (2017): The Global Status of CCS: 2017. – Report Global CCS Institute, 80 S.
- GCCSI – GLOBAL CARBON CAPTURE AND STORAGE INSTITUTE (2018): CCS Project Database. – <https://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects> [Stand: 11.08.2018].
- GEOTECHNOLOGIEN (2018): Speicherung von Kohlenstoffdioxid im Untergrund. – Webseite unter <http://www.geotechnologien.de/index.php/de/co2-speicherung.html> [Stand 04.10.2018].
- GFZ – GEOFORSCHUNGSZENTRUM (2018): Pilotstandort Ketzin. – <http://www.co2ketzin.de/startseite/> [Stand 26.09.2018].
- GLOBAL CO₂ INITIATIVE (2018): Techno-Economic Assessment & Life Cycle Assessment Guidelines for CO₂ Utilization. – Bericht, CO₂Chem Media and Publishing Ltd., 154 S.
- GREIG, C., BONGERS, G., STOTT, C. & BYROM, S. (2016): Overview of CCS Roadmaps and Projects. – 44 S., The University of Queensland, Brisbane.
- GUMINSKI, A., VON ROON, S. & PELLINGER, C. (2018): Sektorsteckbrief Industrie. – Bericht zum Strategischen Leitprojekt: Trends und Perspektiven der Energieforschung, Teilprojekt: Methodenentwicklung und -anwendung zur Priorisierung von Themen und Maßnahmen in der Energieforschung im Kontext der Energiewende.
- Hannis, S., Chadwick, A., Connelly, D., Blackford, J., Leighton, T., Jones, D., White, J., White, P., Wright, I., Widdicomb, S., Craig, J., Dixon, T., (2017): Review of offshore CO₂ storage monitoring: operational and research experiences of meeting regulatory and technical requirements. – Energy Procedia 114: 5967-5980.
- HENRY, R.C., ENGSTRØM, K., OLIN, S., ALEXANDER, P., ARNETH, A. & ROUNSEVELL, M.D.A. (2018): Food supply and bioenergy production within the global cropland planetary boundary. – PLOS ONE, 13(3):e0194695: 1-17.
- HERRING, S.C., CHRISTIDIS, N., HOELL, A., KOSSIN, J.P., SCHRECK III, C. J. & STOTT, P.A. Hrsg. (2018): Explaining Extreme Events of 2016 from a Climate Perspective. – Special Supplement to the Bulletin of the American Meteorological Society, 99(1): 1-157.
- HILLEBRAND, M., PFLUGMACHER, S. & HAHN, A. (2016): Toxicological risk assessment in CO₂ capture and storage technology. – International Journal of Greenhouse Gas Control, 55: 118-143.
- HOUSE, K.Z., BACLIG, A.C., RANJAN, M., VAN NIEROP, E.A., WILCOX, J. & HERZOG, H.J. (2011): Economic and energetic analysis of capturing CO₂ from ambient air. – Proceedings of the National Academy of Sciences, 108(51): 20428-20433.

- HÜBENER, H., BÜLOW, K., FOOKEN, C., FRÜH, B., HOFFMANN, P., HÖPP, S., KEULER, K., MENZ, C., MOHR, V., RADTKE, K., RAMTHUN, H., SPEKAT, A., STEGER, C., TOUSSAINT, F., WARRACH-SAGI, K. & WOLDT, M. (2017). Regionale Klimaprojektionen Ensemble für Deutschland. – Ergebnisbericht, ReKliEs-De. 76 S.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017): Global Iron & Steel Technology Roadmap. – Presentation by LANDOLINA, S. & FERNANDEZ, A; Kick-off Workshop for the IEA Global Iron & Steel Technology Roadmap, 20.11.2017.
- IEA – INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018): Technology Roadmap. Low-Carbon Transition in the Cement Industry. – Report, 66 S.
- IEAGHG (2013a): CO₂ Pipeline Infrastructure. – Technical Report 2013/18.
- IEAGHG (2013b): Induced Seismicity and its Implication for CO₂ Storage Risk. – Technical Report 2013/09.
- IEAGHG (2015): CCS Cluster Projects: Review and Future Opportunities. – Technical Report 2015/03.
- IEAGHG (2017): Review of CO₂ Storage in Basalts. – IEAGHG Technical Review, 2017-TR2.
- INNENRAUMLUFTHYGIENEKOMMISSION (2008): Gesundheitliche Bewertung von Kohlendioxid in der Innenraumluft: Mitteilungen der Ad-hoc-Arbeitsgruppe Innenraumrichtwerte der Innenraumlufthygiene-Kommission des Umweltbundesamtes und der Obersten Landesgesundheitsbehörden. – Bundesgesundheitsblatt – Gesundheitsforschung – Gesundheitsschutz 11/2008, S. 1358-1369.
- IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (2014): Klimaänderung 2014: Synthesebericht. Beitrag der Arbeitsgruppen I, II und III zum Fünften Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen (IPCC). – PACHAURI, R.K. & MEYER, L.A. (Hrsg.). Genf. Deutsche Übersetzung durch Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, Bonn, 2016.
- IPCC – INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (2018): Global Warming of 1.5 °C. an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. – http://www.ipcc.ch/report/sr15/index_background.shtml [abgestimmter Entwurf; Stand: 11.08.2018].
- ISHIMOTO, Y., SUGIYAMA, M., KATO, E., MORIYAMA, R., TSUZUKI, K., KUROSAWA, A. (2017): Putting costs of direct air capture in context. FCEA Working paper series: 002, SSRN 2982442. https://www.american.edu/sis/centers/carbon-removal/upload/FCEA_WPS002_Ishimoto.pdf [abgerufen am 19.11.2018]
- ISO (2018): Komitee-Homepage unter <https://www.iso.org/committee/648607.html> [abgerufen am 01.10.2018]
- JÄHNE-KLINGBERG, F., WOLF, M., STEUER, S., BENSE, F., KAUFMANN, D. & WEITKAMP, A. (2014): Speicherpotenziale im zentralen deutschen Nordsee-Sektor. – Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Bericht, 104 S.
- JAPAN MINISTRY OF ENVIRONMENT (2011): Regulatory Framework for Carbon Dioxide Sub-1450 seabed Storage. – Safety and Potential Environmental Impact, Office of Marine Environment.
- JENKINS, C., CHADWICK, A. & HOVORKA, S.D. (2015): The state of the art in monitoring and verification – ten years on. – International Journal of Greenhouse Gas Control, 40, 312-349.
- JONES, D.G., BEAUBIEN, S.E., BLACKFORD, J.C., FOEKEMA, E.M., LIONS, J., DE VITTOR, C., WEST, J.M., WIDDICOMBE, S., HAUNTON, C. & QUEIRÓS, A.M. (2015): Developments since 2005 in understanding potential environmental impacts of CO₂ leakage from geological storage. – International Journal of Greenhouse Gas Control, 40, 350-377.

- KERVÉVAN, C., BEDDELEM, M.-H., GALIÈGUE, X., LE GALLO, Y., MAY, F., O'NEIL, K. & STERPENICH, J. (2017): Main results of the CO₂-DISSOLVED project: First step toward a future industrial pilot combining geological storage of dissolved CO₂ and geothermal heat recovery. – *Energy Procedia*, 114: 4086-4098.
- KINGSLAKE, J., SCHERER, R.P., ALBRECHT, T., COENEN, J., POWELL, R.D., REESE, R., STANSELL, N.D., TULACZYK, S., WEARING, M.G. & WHITEHOUSE, P.L. (2018): Extensive retreat and re-advance of the West Antarctic Ice Sheet during the Holocene. – *Nature* 558,430-434.
- KLEPPER, G., RICKELS, W., SCHENKER, O., SCHWARZE, R., BARDT, H., BIEBELER, H., MAHAMMADZADEH, M. & SCHULZE, S. (2015): Kosten des Klimawandels und Auswirkungen auf die Wirtschaft. – In: BRASSEUR, G.P., JACOB, D. & SCHUCK-ZÖLLER, S. (Hrsg.), *Klimawandel in Deutschland*, 348 S. (Springer).
- KOORNNEEF, J., SPRUIJT, M., MOLAG, M., RAMÍREZ, A., TURKENBURG, W. & FAAIJ, A. (2010): Quantitative risk assessment of CO₂ transport by pipelines – a review of uncertainties and their impacts. – *J. Hazard. Mater.*, 177(1): 12-27.
- KRÜGER, M., MAY, F., MÖLLER, I., MUNDHENK, N., OPPERMAN, B., RANN, N., SCHULZ, H.-M., ZOCH, D., BARLOW, T. & COOMBS, P. (2009): Report on joint geocological research of natural CO₂ sources in the East Eifel, Germany. – *Fachbericht, BGR*, 102 S.
- KÜHN, M. & MÜNCH, U. (Hrsg.) (2013): CLEAN CO₂ Large-scale enhanced gas recovery in the Altmark natural gas field. – *Geotechnologies Science Report*, 19: 1-199.
- LEESON, D., FENNELL, P., SHAH, N., PETIT, C. & MACDOWELL, N. (2017): A techno-economic analysis and systematic review of carbon capture and storage (CCS) applied to the iron and steel, cement, oil refining and pulp and paper industries. – *Energy Procedia*, 114: 6297-6302.
- LIEBSCHER, A., MARTENS, S., MÖLLER, F., LÜTH, S., SCHMIDT-HATTENBERGER, C., KEMPKA, T., SZIZYBALSKI, A. & KÜHN, M. (2012): Überwachung und Modellierung der geologischen CO₂-Speicherung – Erfahrungen vom Pilotstandort Ketzin, Brandenburg (Deutschland). – *geotechnik*, 35(3), 177-186.
- LIONS, J., BRICKER, S., GALE, I., KIRK, K., KNOPF, S., RÜTTERS, H., BEAUBIEN, S., KJØLLER, C., MAY, F., NYGAARD, E., AUDIGANE, P., ROHMER, J., HATZIGNATIOUS, D.G. & SOHRABI, M. (2011): Potential Impact on Groundwater Resources of CO₂ Geological Storage. – *IEAGHG Report 2011/11*, 201 S.
- LIPPONEN, J., MCCULLOCH, S., KEELING, S., STANLEY, T., BERGHOUT, N. & BERLY, T. (2017): The politics of large-scale CCS deployment. – *Energy Procedia*, 114: 7581-7595.
- LIU, H.J., WERE, P., LI, Q., GOU, Y. & HOU, Z. (2017): Worldwide status of CCUS technologies and their development and challenges in China. – *Geofluids* 2017:1-25.
<https://doi.org/10.1155/2017/6126505>
- LÜBBEN, A. & LEVEN, C. (2018): The Starzach site in Southern Germany: a site with naturally occurring CO₂ emissions recovering from century-long gas mining as a natural analog for a leaking CCS reservoir. – *Environ. Earth Sci.* 08/2018(77): 316.
- MARKEWITZ, P., ZHAO, L. & ROBINIUS, M. (2017): Technologiebericht 2.3 CO₂ -Abscheidung und Speicherung (CCS). – In: WUPPERTAL INSTITUT, ISI, IZES (Hrsg.): *Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. Wuppertal.
- MINISTRY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY OF CHINA (2011): Carbon Capture, utilization and storage. Technology development in China. – 61 S.
- MISSION INNOVATION (2017): Accelerating Breakthrough Innovation in Carbon Capture, Utilization, and Storage. – Report of the Mission Innovation Carbon Capture, Utilization, and Storage Expert's Workshop. Houston, 291 S.
- MIT – MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY – CARBON CAPTURE & SEQUESTRATION TECHNOLOGIES (2016): CCS Project Database – Cancelled and Inactive Projects; verfügbar unter http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_cancelled.html

- MOSER, P., WIECHERS, G., STAHL, K., STOFFREGEN, T., VORBERG, G. & LOZANO, G.A. (2017): Solid Particles as Nuclei for Aerosol Formation and Cause of Emissions – Results from the Post-combustion Capture Pilot Plant at Niederaussem. – *Energy Procedia*, 114: 1000-1016.
- MÜLLER, C. & REINHOLD, K. (Hrsg.) (2011): Informationssystem Speichergesteine für den Standort Deutschland – eine Grundlage zur klimafreundlichen geotechnischen und energetischen Nutzung des tieferen Untergrundes (Speicher-Kataster Deutschland). – Bericht, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Berlin/Hannover.
- MÜNCHENER RÜCK (2018): Naturkatastrophen-Jahresbilanz: Hurrikan-Serie machte 2017 zu Jahr mit höchsten versicherten Schäden. – Pressemitteilung vom 04.01.2018.
- NAIMS, H., OLFE-KRÄUTLEIN, B., LORENTE LAFUENTE, A.M. & BRUHN, T. (2015): CO₂-Recycling – Option für Politik und Gesellschaft? – IASS Working paper, IASS Potsdam, 11 S.
- NAKAJIMA, K., DAIGO, I., NANSAI, K., MATSUBAE, K., TAKAYANAGI, W., TOMITA, M., MATSUNO, Y., (2018): Global distribution of material consumption: Nickel, copper, and iron – *Resources, Conservation & Recycling* (in press, DOI: 10.1016/j.resconrec.2017.08.029)
- NEELE, F., DE KLER, R., NIENOORD, M., BROWNSORT, P., KOORNEEF, J., BELFROID, S., PETERS, L., VAN WIJHE, A., LOEVE, D. (2017): CO₂ transport by ship: the way forward in Europe. – *Energy Procedia*, 114, 6824-6834.
- NETL – NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (2015): A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S. – Report DOE/NETL-2014/1681.
- NETL – NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY (2017): Best Practices: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for Geologic Storage Projects. – Report DOE/NETL-2017/1847.
- NOAA – National Centers for Environmental Information (2018): State of the Climate: Global Climate Report for Annual 2017, published online January 2018, retrieved on October 29, 2018 from <https://www.ncdc.noaa.gov/sotc/global/201713>
- NORTH SEA BASIN TASK FORCE (2017): NSBTF strategic regional plan on CCS transport infrastructure. Networks for carbon dioxide infrastructure in and between countries bordering the North Sea. – 29 S. [unveröffentlicht].
- OECD/IEA & IRENA (2017): Perspectives for the energy transition. Investment needs for a low-carbon energy system. 204 S.
- OGAWA, T., NAKANISHI, S., SHIDAHARA, T., OKUMURA, T. & HAYASHI, E. (2011): Saline-aquifer CO₂ sequestration in Japan – methodology of storage capacity assessment. – *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5: 318-326.
- ÖKO-INSTITUT, FRAUNHOFER ISI & IREES GmbH (2015): Überblick über vorliegende Szenarienarbeiten für den Klimaschutz in Deutschland bis 2050. – Technical Report, FKZ UM 15 41 1860, AP 1.1, 88 S.
- OLFE-KRÄUTLEIN, B., NAIMS, H., BRUHN, T. & LORENTE LAFUENTE, A.M. (2016): CO₂-als Wertstoff. Herausforderungen und Potenziale für die Gesellschaft, Potsdam: IASS. DOI 10.2312/iass.2016.
- OTTO, A., MARKEWITZ, P. & ROBINIUS, M. (2017): Technologiebericht 2.4 CO₂-Nutzung. – In: WUPPERTAL INSTITUT, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal.
- PHELPS, J.J.C., BLACKFORD, J.C., HOLT, J.T. & POLTON, J.A. (2015): Modelling large-scale CO₂ leakages in the North Sea. – *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 38: 210-220.
- POTSDAM INSTITUT FÜR KLIMAFOLGENFORSCHUNG (PIK) (2018): https://www.pik-potsdam.de/services/infothek/kippelemente/kippelemente?set_language=de [abgerufen am 01.10.2018]

- POPP, A., CALVIN, K., FUJIMORI, S., HAVLIK, P., HUMPENÖDER, F., STEHFEST, E., BODIRSKY, B.L., DIETRICH, J.P., DOELMANN, J.C., GUSTI, M., HASEGAWA, T., KYLE, P., OBERSTEINER, M., TABEAU, A., TAKAHASHI, K., VALIN, H., WALDHOFF, S., WEINDL, I., WISE, M., KRIEGLER, E., LOTZE-CAMPEN, H., FRICKO, O., RIAHI, K. & VAN VUUREN, D.P. (2017) Land-use futures in the shared socio-economic pathways. – *Global Environmental Change*, 42: 331-345.
- Prognos/EWI/GWS (2014): Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. – Projekt Nr. 57/12. 583 Seiten
- QUINTESSA (2014): CO2 FEP Database Version 2.0. – <https://www.quintessa.org/co2fepdb/v2.0.0/PHP/frames.php> [abgerufen am 27.11.2018]
- ROCKSTRÖM, J., GAFFNEY, O., ROGELJ, J., MEINSHAUSEN, M., NAKICENOVIC, N & SCHELLNHUBER, H.J. (2017): A Roadmap for rapid decarbonization. – *Science*, 355(6331): 1269-1271.
- RÖDER, M., WHITTAKER, C. & THORNLEY, P. (2015): How certain are greenhouse gas reductions from bioenergy? Life cycle assessment and uncertainty analysis of wood pellet-to-electricity supply chains from forest residues. – *Biomass and Bioenergy*, 79: 50-63.
- RÜTTERS, H., MÖLLER, I., MAY F., FLORNES, K., HLADIK, V., ARVANITIS A., GÜLEC, N., BAKILER, C., DUDU, A., KUCHARIC, L., JUHOJUNTTI, N., SHOGENOVA A., GEORGIEV G. (2013): State-of-the-art of monitoring methods to evaluate storage site performance. CGS-Europe Key Report, May 2013, 109p.
- SCHADE, H., MEVENKAMP, L., GUILINI, K., MEYER, S., GORB, S. N., ABELE, D., VANREUSEL, A. & MELZNER, F. (2016): Simulated leakage of high pCO₂ water negatively impacts bivalve dominated infaunal communities from the Western Baltic Sea. – *Scientific Reports*, 6: Artikelnummer 31447, (Open Report). doi:10.1038/srep31447
- SCHMITZ, S. (2011): Vorhaben: Abdichtung von Bohrungen eines CO₂-Untergrundspeichers für die langfristige Verwahrung (CODICHT) im BMBF Programm „GEOTECHNOLOGIEN“ : Schlussbericht; Verbundprojekt UR II: COBOHR, 314 S.
- SCHÜTTE, P., KOHLS, M., KATTAU, S., WITTRÖCK, E., WARNKE, M. & LIENEMANN, A. (2018): Beschreibung und Bewertung möglicher Auswirkungen einer unterirdischen Speicherung von Kohlendioxid auf ausgewählte Umweltschutzgüter – Potenzialbewertung nach § 5 des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes. – UBA-Texte 8/2018, online verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/beschreibung-bewertung-moeglicher-auswirkungen>
- SCHULZ, R., KNOPF, S., SUCHI E. & DITTMANN J. (2013): Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie. – Bericht, FKZ 0325257A/B, BGR, 111 S.
- SCHULZE, F. & KEIMEYER, F. (2015): Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über- und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten, Teilvorhaben 2: planerische und rechtliche Aspekte. – UBA-Texte 57/2015, 324 S.
- SCHWAN, G., TREUCHEL, K. & SCHMAUK, S. (2018): Bioenergiepotenziale richtig bewerten und nutzen, Nebenwirkungen eindämmen. – Bericht, Humboldt-Viadrina Governance-Plattform. 80 S.
- SHARMA, S., VAN GENT, D., BURKE, M. & STELFOX, L. (2017): The Australian South West Hub Project: Developing a Storage Project in Unconventional Geology. – *Energy Procedia*, 114, 4524-4536.
- SMITH, P., DAVIS, S.J., CREUTZIG, F., FUSS, S., MINX, J., GABRIELLE, B., KATO, E., JACKSON, R.B., COWIE, A., KRIEGLER, E., VAN VUUREN, D.P., ROGELJ, J., CIAIS, P., MILNE, J., CANADELL, J.G., MCCOLLUM, D., PETERS, G., ANDREW, R., KREY, V., SHRESTHA, G., FRIEDLINGSTEIN, P., GASSER, T., GRÜBLER, A., HEIDUG, W.K., JONAS, M., JONES, C.D., KRAXNER, F., LITTLETON, E., LOWE, J., MOREIRA, J.R., NAKICENOVIC, N., OBERSTEINER, M., PATWARDHAN, A., ROGNER, M., RUBIN, E., SHARIFI, A., TORVANGER, A., YAMAGATA, Y., EDMONDS, J. & YONGSUNG, C. (2015): Biophysical and economic limits to negative CO₂ emissions. – *Nature Climate Change*, 6, 42 S.

- SMYTH, J. (2018): Chevron under fire over Australian CO₂ emissions. – Financial Times, 15.06.2018.
- STAHL – WIRTSCHAFTSVEREINIGUNG STAHL (2015): Klimaschutz mit Stahl – Politische Positionen und Beitrag der Stahlindustrie in Deutschland. – Bericht, Düsseldorf, 16 S.
- STANGE, F. & DUIJNISVELD, W.H.M. (2012): Entwicklung von praktikablen Schwellenwerten für das Schutzgut Boden bei der untertägigen Speicherung von CO₂. – Abschlussbericht des UBA-Forschungsvorhabens 3711 72 226, BGR, 68 S.
- STEFFEN, W., ROCKSTRÖM, J., RICHARDSON, K., LENTON, T.M., FOLKE, C., LIVERMAN, D., SUMMERHAYES, C.P., BARNOSKY, A.D., CORNELL, S.E., CRUCIFIXI, M., DONGES, J.F., FETZER, I., LADE, S.J., SCHEFFER, M., WINKELMANN, R. & SCHELLNHUBER, H.J. (2018): Trajectories of the Earth System in the Anthropocene. – Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 115(33): 8252-8259.
- TANASE, D., SASAKI, T., YOSHII, T., MOTOHASHI, S., SAWADA, Y., ARAMAKI, S., YAMANOUCHI, Y., TANAKA, T., OHKAWA, S. & INOWAKI, R. (2013): Tomakomai CCS Demonstration Project in Japan. – Energy Procedia, 37: 6571-6578.
- TANASE, D. (2017): Tomakomai CCS Project. – Vortrag, 11th IEA-GHG Monitoring Network Meeting, 14.06.2017.
- TUCKER, O., GARNHAM, P., WOOD, P., BERLANG, W., SUSANTO, I. (2013): Development of an offshore monitoring plan for a commercial CO₂ storage pilot – Energy Procedia 37 4317-4335. UBA – UMWELTBUNDESAMT (2016): Emissionsquellen. – <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/klimaschutz-energiepolitik-in-deutschland/treibhausgas-emissionen/emissionsquellen> [Stand:08.10.2018].
- UBA – UMWELTBUNDESAMT (2017a): Übergang in eine Green Economy: Systemische Hemmnisse und praktische Lösungsansätze. – UMWELT, INNOVATION, BESCHÄFTIGUNG, 02/2017: 1-206.
- UBA – UMWELTBUNDESAMT (2017b): Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2017. – CLIMATE CHANGE, 13/2017: 1-1091.
- UBA – UMWELTBUNDESAMT (2018a): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017. – CLIMATE CHANGE 11/2018.
- UBA – UMWELTBUNDESAMT (2018b): Glossar, <https://www.umweltbundesamt.de/service/glossar/c>
- UIO – Universitetet i Oslo (2017): Optimized CO₂ storage in sloping aquifers (Upslope). – <https://www.mn.uio.no/geo/english/research/projects/upslope/> [Stand 25.04.2017].
- UK ENVIRONMENT AGENCY (2011): Scoping the environmental impacts of carbon capture, transport and storage. – Bericht, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/297115/geho0811bucq-e-e.pdf.
- UNEP (2018): Emissions Gap Report 2018. – United Nations Environment Programme, Nairobi, 57 S.
- VAN VUUREN, D., STEHFEST, E., GERNAAT, D.E.H.J., VAN DEN BERG, M., BIJL, D.L., DE BOER, H.S., DAIIOGLOU, V., DOELMAN, J.C., EDELENBOSCH, O.Y., HARMSSEN, M., HOF, A.F. & VAN SLUISVELD, M.A.E. (2018) Alternative pathways to the 1.5°C target reduce the need for negative emission technologies. – Nature Climate Change, 8: 391-397.
- VAUGHAN, N.E., GOUGH, C., MANDER, S., LITTLETON, E.W., WELFLE, A., GERNAAT, D.E.H.J. & VAN VUUREN, D.P. (2018): Evaluating the use of biomass energy with carbon capture and storage in low emission scenarios. – Environmental Research Letters, 13 044014.
- VERDON, J.P. & STORK, A.L. (2016): Carbon capture and storage, geomechanics and induced seismic activity. – Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, 8(6), 928-935.

- Wallmann, K., Haeckel, M., Linke, P., Haffert, L., Schmidt, M., Buenz, S., James, R., Hauton, C., Tsimplis, M., Widdicombe, S., Blackford, J., Queiros, A. M., Connelly, D., Lichtschlag, A., Dewar, M., Chen, B., Baumberger, T., Beaubin, S., Vercelli, S., Proelss, A., Wildenborg, T., Mikunda, T., Nepveu, M., Maynard, C., Finnerty, S., Flach, T., Ahmed, N., Ulfesnes, A., Brooks, L., Moskeland, T. and Purcell, M. (2015): Best Practice Guidance for Environmental Risk Assessment for offshore CO₂ geological storage. – ECO₂ Deliverable, D14.1, 53 S. DOI 10.3289/ECO2_D14.1 <http://dx.doi.org/10.3289/ECO2_D14.1>.
- WESTERKAMP, T., REINELT, T., OEHMICHEN, K., PONITKA, J. & NAUMANN, K. (2014): KlimaCH₄ Klimateffekte von Biomethan. – DBFZ Report Nr. 20, 183 S.
- WHITE, J.A. & FOXALL, W. (2016): Assessing induced seismicity risk at CO₂ storage projects: Recent progress and remaining challenges. – International Journal of Greenhouse Gas Control, 49, 413-424.
- WILLINGER, G. (2016): Wie Holzpellets die Wälder ruinieren. – Spektrum – Die Woche, 05/2016.
- WORLD BANK & ECOFYS (2018): State and Trends of Carbon Pricing 2018. – Report, World Bank, 62 S. Doi: 10.1596/978-1-4648-1292-7.
- WWF (2018): Wie klimaneutral ist CO₂ als Rohstoff wirklich? WWF Position zu Carbon Capture and Utilization (CCU). – Berlin, 24 S.
- ZERO EMISSION TECHNOLOGY PLATFORM & EUROPEAN BIOFUELS TECHNOLOGY PLATFORM (2012): Biomass with CO₂ Capture and Storage (Bio-CCS). – Bericht, 29 S.