

## **Unterrichtung**

**durch die Bundesregierung**

### **Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz**

Die an den Deutschen Bundestag übermittelte Ursprungsdatei ermöglichte keine Weiterverarbeitung zu einer barrierefreien Bundestagsdrucksache.



Inhaltsverzeichnis	Seite
<b>Teil A: Evaluierung der Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes und des Stands der Technik von CCS und CCU</b> .....	11
<b>1 Einleitung</b> .....	12
1.1 Zweck und Gegenstand des Berichts nach § 44 .....	12
1.2 Grundlagen des Klimawandels und der Klimapolitik.....	12
1.2.1 Klimawandel.....	12
1.2.2 Auswirkungen des Klimawandels auf Deutschland .....	13
1.2.3 Klimapolitische Entwicklung in Deutschland .....	14
1.3 Definitionen, Abgrenzungen und Terminologie.....	16
1.4 Historie KSpG .....	19
1.5 Gesellschaftliche Diskurse um CCU/S.....	20
1.6 Erkenntnisse zur gesellschaftlichen Wahrnehmung und Akzeptanz von CCU/S .....	23
<b>2 Technische Fortschritte und wissenschaftliche Erkenntnisse zu CCS weltweit</b> .....	26
2.1 CO <sub>2</sub> -Abscheidung.....	26
2.2 CO <sub>2</sub> -Transport .....	29
2.3 CO <sub>2</sub> -Speicherung.....	35
2.3.1 Geologische CO <sub>2</sub> -Speicherung.....	35
2.3.2 CO <sub>2</sub> -Speicherung und Mineralisierung in basischen Gesteinen .....	37
2.3.3 Natürliche Kohlenstoffentnahme.....	39
2.3.4 Marine Ökosysteme.....	44
2.4 CO <sub>2</sub> -Nutzung .....	46
2.4.1 Übersicht über Nutzungsmöglichkeiten von CO <sub>2</sub> .....	46
2.4.2 Verfahren zur CO <sub>2</sub> -Umwandlung .....	48
2.4.3 Aktuelle CCU-Projekte .....	49
2.4.4 Nutzung und Speicherung von CO <sub>2</sub> .....	49
<b>3 Rechtsrahmen für CCS und CCU und Anwendung Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes in Deutschland</b> .....	52
3.1 Europäischer Rahmen.....	52
3.2 Geltende Regelungen für CCU/S in Deutschland.....	53
3.2.1 CO <sub>2</sub> -Abscheidung.....	53
3.2.2 CO <sub>2</sub> -Transport .....	53
3.2.3 CO <sub>2</sub> -Speicherung.....	54
3.2.4 CO <sub>2</sub> -Nutzung .....	54
3.3 Internationales Recht und völkerrechtliche Abkommen .....	54

	Seite
3.4	Anwendung des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes in Deutschland ..... 55
3.4.1	§ 5 Grundlagen für die Analyse und Bewertung der Potenziale für die dauerhafte Speicherung ..... 55
3.4.2	§ 6 Register ..... 57
3.5	Raumplanung und Nutzungskonflikte ..... 57
<b>4</b>	<b>Europäischer Rahmen und Zusammenarbeit</b> ..... 60
4.1	Europäische Politik und aktueller Rechtsrahmen ..... 60
4.2	Förderung von CCU/S und PCIs ..... 60
4.3	SET-Plan ..... 62
4.4	Europäische Kooperationen ..... 63
4.5	Überblick zu Klimapolitik und Entwicklung von CCU/S in europäischen Mitgliedstaaten ..... 64
4.5.1	CCU/S in der Klimapolitik der EU und den Mitgliedstaaten ..... 64
4.5.2	Regulierung zur CO <sub>2</sub> -Speicherung ..... 65
4.5.3	Ansätze zur Implementierung von CCU/S-Projekten in Europa ..... 66
<b>5</b>	<b>Internationale Erfahrungen und Entwicklungen</b> ..... 68
5.1	Zentrale Projekte und Industrieprojekte weltweit ..... 68
5.2	F&E Projekte ..... 72
5.3	Länderübersichten zu Politik, Rechtslage und Praxis von CCU/S ..... 74
5.3.1	Australien ..... 74
5.3.2	Großbritannien ..... 77
5.3.3	Kanada ..... 78
5.3.4	Norwegen ..... 81
5.3.5	Niederlande ..... 83
5.3.6	Saudi-Arabien ..... 84
5.3.7	Vereinigte Staaten ..... 86
5.3.8	China ..... 88
<b>6</b>	<b>Normung</b> ..... 91
<b>7</b>	<b>Umweltauswirkungen</b> ..... 93
7.1	Abscheidung ..... 93
7.2	Transport ..... 94
7.3	Geologische CO <sub>2</sub> -Speicherung ..... 94
7.4	Mariner Bereich ..... 95
7.5	Natürliche Analoga für Leckagen bei der CO <sub>2</sub> -Speicherung ..... 96
7.6	Indirekte Umweltauswirkungen ..... 96

	Seite
<b>8 Die Rolle von CCS und CCU für den Klimaschutz – Erkenntnisse anhand eines Vergleichs aktueller Klimaneutralitätsstudien .....</b>	97
8.1 Globale Entwicklung von CCS und CCU in internationalen Szenarien .....	97
8.1.1 Umfang von CCU/S in globalen Szenarien zur Klimaneutralität .....	97
8.1.2 Globale Entwicklung von CCS-Projekten .....	99
8.2 Der Beitrag von CCS und CCU für Klimaneutralität in Deutschland .....	100
8.2.1 Nationale klimapolitische Zielsetzungen .....	100
8.2.2 Übersicht aktueller Studien .....	101
8.2.3 Einsatz von CCS und CCU in der Energiewirtschaft .....	104
8.2.4 Einsatz von CCS und CCU in der Industrie .....	105
8.2.5 Der Bedarf von CO <sub>2</sub> -Infrastrukturen und CO <sub>2</sub> -Speicherung .....	106
8.2.6 Biomasseeinsatz und BECCS .....	106
8.2.7 Negativemissionen .....	108
8.3 Übergeordnete zentrale Erkenntnisse der Klimaneutralitätsstudien .....	110
8.4 CCU/S als Teil der Industriestrategie in Deutschland .....	111
<b>Teil B Vorschläge für Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Evaluierung des KSpG für eine anwendungsübergreifende Rechtssicherheit von CCU/S .....</b>	113
<b>Teil C Weitergehende Vorschläge für die Entwicklung einer Carbon Management Strategie und Identifikation zentraler Maßnahmenfelder zur Etablierung einer CCU/S-Wirtschaft .....</b>	121
Maßnahmenfeld 1: Entwicklung Carbon Management Strategie unter Einbettung in übergeordneten Rahmen .....	124
Maßnahmenfeld 2: Anwendungsgebiete von CCU und CCS .....	125
Maßnahmenfeld 3: Transparentes Monitoring, Reporting and Verification (MRV) .....	126
Maßnahmenfeld 4: Geschäftsmodelle für CCU/S – Anreizsysteme und Förderungen .....	126
Maßnahmenfeld 5: Aufbau CO <sub>2</sub> -Infrastruktur und integrierte Planung der Infrastrukturen .....	127
Maßnahmenfeld 6: Identifikation und Entwicklung von regionalen CCU/S-Clustern .....	129
Maßnahmenfeld 7: CCU als Teil eines Kohlenstoffkreislaufs .....	131
Maßnahmenfeld 8: Stärkung der europäischen und internationalen Zusammenarbeit bei CCU/S .....	132

	Seite
Maßnahmenfeld 9: Klare Kommunikation und gesamtgesellschaftlicher Dialog .....	132
Maßnahmenfeld 10: Der Beitrag der Kreislaufwirtschaft zur Transformation der Industrie .....	133
<b>9 Glossar</b> .....	135
<b>Literaturverzeichnis</b> .....	139

**Tabellenverzeichnis**

	Seite
Tabelle 1: Vergleichende Betrachtung ausgewählter Umweltbeeinträchtigungen durch verschiedene Transportmittel für Massengüter.....	34
Tabelle 2: Übersicht CO <sub>2</sub> Transportinfrastrukturprojekte mit PCI-Status aus der fünften PCI-Liste (Stand 2021).....	62
Tabelle 3: Laufende kommerzielle CCS-Projekte laut CO <sub>2</sub> RE Datenbank ( (Global CCS Institute, 2022a), Stand September 2022).....	69
Tabelle 4: Übersicht an CCU/S-Netzwerken/Cluster weltweit (nach GCCSI 2021) .....	70
Tabelle 5: Aktive kommerzielle CCS-Projekte in Kanada nach (Global CCS Institute, 2022a): Stand 15. September 2022 ...	79
Tabelle 6: Kommerzielle CCS-Projekte in Norwegen nach (Global CCS Institute, 2022a), Stand 15. September 2022 ...	81
Tabelle 7: Aktive kommerzielle CCS-Projekte in den USA nach Global CCS Institute (Global CCS Institute, 2022a), Stand 15. September 2022 .....	86
Tabelle 8: Aktive kommerzielle CCS-Projekte in China nach Global CCS Institute (Global CCS Institute, 2022a), Stand 15. September 2022 .....	89
Tabelle 9: Übersicht über Klimaneutralitätsstudien und analysierte Szenarien .....	101

## Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1: Entwicklung der mittleren jährlichen Anzahl von Heißen Tagen mit Höchstwerten von mindestens 30 Grad Celsius (Deutscher Wetterdienst; Extremwetter Kongress, 2022) .....	14
Abbildung 2: Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2021 sowie die Darstellung der Ziele des KSG. Die Darstellung der Energiewirtschaft basiert auf einer Interpolation, da im KSG einzig Zielwerte für 2022 und 2030 formuliert sind (Umweltbundesamt, 2022a) .....	15
Abbildung 3: Akzeptanzfaktoren für CCU/S, eigene Darstellung des Wuppertal Instituts in Anlehnung an Dinse (2000) sowie Geßner, Zeccola (2019) .....	24
Abbildung 4: Die weltgrößte DAC-Anlage „Orca“ in Island (Climeworks, 2022a) .....	28
Abbildung 5: Phasendiagramm von Kohlenstoffdioxid mit Tripelpunkt und kritischem Punkt.....	29
Abbildung 6: Kartenskizze des geplanten CO <sub>2</sub> -Rohrleitungsnetzes (grün) und möglicher Erweiterungen (grau) (OGE, 2022) .....	31
Abbildung 7: Nutzungsmöglichkeiten von CO <sub>2</sub> unter Ausnahme der Förderung von fossilen Energieträgern, eigene Darstellung nach IEA (2019) .....	47
Abbildung 8: Beispiel für ein Geologisches Modell aus dem Norddeutschen Untergrund mit verschiedenen Schichtflächen (Top und Basis einer Abfolge von Gesteinsschichten (violett), Salzstrukturen (rosa) und Störungen (grün, grau).....	56
Abbildung 9: Die Bündelung von CO <sub>2</sub> -Strömen in regionalen Clustern könnte ohne einheitliche technische Standards für Umschlagplätze problematisch werden. Zeichnung Jens Rätz, BGR.....	91
Abbildung 10: Globale CO <sub>2</sub> -Abscheidung nach Quelle im IEA „Net Zero by 2050“ Szenario; Grafik aus (IEA, 2021) .....	98
Abbildung 11: Modellierte Minderungspfade für 1,5- und 2-Grad-Temperaturanstieg. Rote Fläche: „Current Policy“ Szenarien, lila: „likely below 2°“, blau: „below 1,5° with low or limited overshoot“ .....	99
Abbildung 12: Entwicklung der Anzahl an CCU/S-Projekten in unterschiedlichen Entwicklungsstadien weltweit seit 2018; Daten aus (IEA, 2022f) Stand: 26. Oktober 2022.....	100
Abbildung 13: Abgeschiedenes und geologisch gespeichertes CO <sub>2</sub> in berücksichtigten Studien und Szenarien (Lübbbers, et al., 2022).....	102

	Seite
Abbildung 14: Durch CCS gespeicherte CO <sub>2</sub> -Emissionen nach Anwendung im Jahr 2045 (2050 für BMWK-Szenario) in den berücksichtigten Studien (Lübbbers, et al., 2022).....	103
Abbildung 15: Anteile an der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2021 (BDEW, 2022) .....	104
Abbildung 16: Energetischer Biomasseeinsatz in den Klimaneutralitätsstudien (Lübbbers, et al., 2022).....	107
Abbildung 17: Hochlauf von Negativemissionen in verschiedenen Klimaneutralitätsstudien (Lübbbers, et al., 2022).....	108
Abbildung 18: Erste Maßnahmenfelder für den Hochlauf von CCU/S, eigene Darstellung .....	122
Abbildung 19: Große CO <sub>2</sub> -Emittenten und Standorte der Grundstoffchemie. Quelle: (Prognos AG, 2021).....	130



## **Teil A:**

**Evaluierung der Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes und  
des Stands der Technik von CCS und CCU**

## 1 Einleitung

Das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid, das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), trat am 24. August 2012 in Kraft. Es ist die Umsetzung der europäischen Richtlinie 2009/31/EG und soll die rechtliche Grundlage für die Gewährleistung einer dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten schaffen.

§ 44 des KSpG erfordert alle vier Jahre einen Evaluierungsbericht über die Anwendung des Gesetzes und die national und international gewonnenen Erfahrungen zu Carbon Capture and Storage (CCS). Der erste Evaluierungsbericht wurde im Jahr 2018 verfasst und berichtet zum technischen Fortschritt und zu neuesten wissenschaftlichen Erkenntnissen, welche relevant im Rahmen des Gesetzes sind.

Der vorliegende zweite Evaluierungsbericht aktualisiert den Bericht aus 2018 und verweist auf diesen zu Aspekten, bei denen keine neuen Erkenntnisse entstanden sind.

### 1.1 Zweck und Gegenstand des Berichts nach § 44

Gemäß § 44 soll der Evaluierungsbericht zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz über die Anwendung dieses Gesetzes sowie international gewonnenen Erfahrungen berichten. Er soll dabei auch den Bericht nach Artikel 38 Absatz 2 der Richtlinie 2009/31/EG berücksichtigen. Da sich in Richtlinie 2009/31/EG allerdings auf einen bis zum 31. März 2015 vorzulegenden Bericht bezogen wird, ist dieser für den aktuellen Evaluierungsbericht nicht relevant.

Im vorliegenden Evaluierungsbericht zum KSpG 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 Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub> 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 CCS-Technologie sowie den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für CCS. Er diskutiert aktuelle Klimaneutralitätsstudien<sup>1</sup> und analysiert die Rolle von Carbon Capture and Utilization (CCU) und CCS in diesen Studien.

Die gesammelten Erkenntnisse werden abschließend einer zusammenfassenden Abwägung zur Zukunft von CCU/S in Deutschland unterzogen, aus der sich mögliche Handlungsempfehlungen ergeben. Dabei werden Empfehlungen für mögliche gesetzgeberische Maßnahmen im Bereich des KSpG sowie weiterer Anpassungen des Rechtsrahmens dargestellt. Weiterhin werden in einem zweiten Teil Themenfelder für die weitere Befassung mit CCU/S im Rahmen einer Carbon Management Strategie skizziert.

### 1.2 Grundlagen des Klimawandels und der Klimapolitik

#### 1.2.1 Klimawandel

Bereits im Evaluierungsbericht zum KSpG aus 2018 ist die Entwicklung des Klimawandels festgehalten sowie auf grundlegende Phänomene des Klimawandels, wie Kipppunkte, eingegangen worden. Aus diesem Grund werden nachstehend einzig die neuen Entwicklungen und Erkenntnisse aus den drei Teilen des Sechsten Sachstandsberichts (AR6) des Weltklimarats (engl. „Intergovernmental Panel on Climate Change“; IPCC) dargestellt.

Im Beitrag der ersten Arbeitsgruppe („Naturwissenschaftliche Grundlagen“) zum Sechsten Sachstandsbericht des IPCC von 2021 wird festgehalten, dass die globale Oberflächentemperatur gemittelt über den Zeitraum 2010 bis 2019 um 0,8 bis 1,3 °C höher liegt als der Referenzwert für den Zeitraum 1850 bis 1900. Als bester Schätzwert wird 1,07 Grad Celsius angegeben. Im Bericht werden fünf Szenarien für die Entwicklung der globalen Treibhausgasemissionen und deren Auswirkungen modelliert (SSP1-1.9 bis SSP5-8.5). In allen untersuchten Szenarien liegt der beste Schätzwert für die Erhöhung der gemittelten Oberflächentemperatur für den Zeitraum bei 2021 bis

---

<sup>1</sup> Die Begriffe „Klimaneutralität“ und „Treibhausgasneutralität (THG-Neutralität)“ bezeichnen unterschiedliche Phänomene. „Klimaneutralität“ ist der Zustand, in dem menschliche Aktivitäten keinen netto-Effekt auf das Klimasystem bewirken und in dem auch regionale oder lokale biogeophysikalische Effekte menschlicher Aktivitäten berücksichtigt werden, wie beispielsweise Aerosole in der Atmosphäre oder eine Veränderung der Oberflächenalbedo (IPCC, 2018). „Klimaneutralität“ ist damit umfassender als eine reine Treibhausgasneutralität, in der die Netto-Summe aller Treibhausgasemissionen in und –entnahmen aus der Atmosphäre über eine bestimmte zeitliche Periode gleich null ergeben. Da die nicht-THG-Effekte auf das Klima zum einen relativ gering sind, um zum anderen nicht im Scope der meisten Studien betrachtet werden, werden die Begriffe im vorliegenden Bericht, wie im öffentlichen Diskurs, weitgehend synonym verwendet.

2040 bei 1,5 Grad Celsius im Vergleich zu 1850 bis-1990, mit einer sehr wahrscheinlichen Bandbreite von 1,2 bis 1,7 Grad Celsius im SSP1-9 Szenario. Weiterhin hält der IPCC fest, dass die Temperatur bis mindestens Mitte des Jahrhunderts weiter ansteigen wird. Die Erwärmung steht in direkter Relation zur steigenden Frequenz und Intensität von Dürren, Hitzewellen und weiteren Ereignissen (IPCC, 2021).

Im Beitrag der dritten Arbeitsgruppe („Minderung des Klimawandels“) zum Sechsten Sachstandsbericht wird darauf hingewiesen, dass bereits die voraussichtlichen Emissionen der bestehenden und derzeit geplanten Infrastrukturen für fossile Energie das globale CO<sub>2</sub>-Budget für die 1,5-Grad-Grenze aufbrauchen. Die bis zum 23. September 2022 als Teil des Übereinkommens von Paris eingereichten unkonditionierten Klimaschutzbeiträge (engl. „National Determined Contributions“, NDC) für 2030 würden bei vollständiger Umsetzung die globale Erwärmung schätzungsweise auf 2,6 Grad Celsius (Reichweite von 1,9 bis 3,6 Grad Celsius) bis zum Jahr 2100 begrenzen (Wahrscheinlichkeit 66 Prozent).<sup>2</sup> Aktuell eingeführte politische Maßnahmen würden zu höheren Treibhausgasemissionen als in den NDC angegeben führen. Eine Begrenzung der Erwärmung auf unter 2 Grad Celsius würde „rasche und tiefgreifende und in den meisten Fällen sofortige Senkungen der Treibhausgasemissionen“ erfordern, durch den „Übergang von fossilen Brennstoffen ohne CCS zu sehr kohlenstoffarmen oder kohlenstofffreien Energiequellen, wie erneuerbaren Energien oder fossilen Brennstoffen mit CCS, nachfrageseitige Maßnahmen und Effizienzsteigerungen, die Senkung von Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie den Einsatz von Methoden zur Kohlendioxidentnahme (Carbon Dioxide Removal, CDR)“<sup>3</sup>. Weiterhin hat der Bericht potenzielle Minderungsoptionen für die einzelnen Sektoren aufgezeigt und beziffert. Dies beinhaltet Minderung auf der Nachfrageseite, inklusive Veränderungen bei der Infrastrukturnutzung und verwendeten Technologien sowie Verhaltensänderungen. Allein dadurch wird ein Potenzial zur Emissionsreduktion im Endverbrauchssektor von 40 bis 70 Prozent bis 2050 gegenüber Basisszenarien ausgegeben. In Szenarien mit limitierten oder ohne CO<sub>2</sub>-Überschuss (engl. „with no or limited overshoot“), die die Temperatur auf 1,5 Grad Celsius begrenzen (>50 Prozent Wahrscheinlichkeit), müssen die globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 um 48 Prozent und bis 2040 um 80 Prozent sinken gegenüber 2019. Zu Beginn der 2050er Jahre sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen über alle Sektoren auf netto-null CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren (IPCC, 2022). Der Einsatz von CDR wird hierbei als unvermeidlich bezeichnet, um Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Auf die Notwendigkeit von CDR zum Erreichen der Szenarien, in denen die Erderwärmung auf 1,5 bis maximal 2 Grad Celsius begrenzt wird, wird in Kapitel 8.1 eingegangen.

### 1.2.2 Auswirkungen des Klimawandels auf Deutschland

Die mittlere Temperatur in Deutschland lag im Zeitraum 2012 bis 2021 bereits 2 Grad Celsius über der Mitteltemperatur der letzten Dekaden des 19. Jahrhunderts. Der Deutsche Wetterdienst stellt eine außergewöhnliche Häufung von Rekordjahren der Temperatur seit dem Jahr 2000 fest, die nur durch die menschengemachte globale Erwärmung erklärbar ist (Deutscher Wetterdienst; Extremwetter Kongress, 2022).

Innerhalb des Berichtszeitraums war Deutschland von extremen Witterungsereignissen in bisher nicht gekanntem Ausmaß betroffen. Diese hatten neben erheblichen wirtschaftlichen Schäden auch etliche Todesopfer zur Folge und machten damit die Auswirkungen des Klimawandels für große Teile der Bevölkerung zur greifbaren Realität. Insbesondere Extrema der Niederschlagsverteilung mit regionalen Extremwasserabflüssen und mehreren aufeinanderfolgenden langen sommerlichen Trockenphasen haben zu großen Schäden geführt (siehe Abbildung 1).

In mehr als 500 Orten in Rheinland-Pfalz und in Nordrhein-Westfalen hat das Julihochwasser 2021 katastrophale Schäden angerichtet. Auf 1000-jährige Hochwässer ausgelegte Deiche wurden überflutet, Häuser wurden zerstört und manche Bahnstrecken und Straßen sind bis heute noch unterbrochen. Deutschlandweit sind seit 2018 die durch die Dürre geförderten Borkenkäfermassenvermehrung großflächig verstärktes Absterben von Wäldern insbesondere in naturferneren Wäldern festzustellen. Das Ausmaß der Waldschäden verursacht erhebliche ökonomische wie ökologische Schäden. Eine Borkenkäfermassenvermehrung noch größeren Ausmaßes gab es in Oregon/USA, British Columbia/Kanada mit dem Western Pine Beetle (*Dendroctonus brevicomis*) an der Ponderosa Kiefer im Zeitraum 2000-2020 auf 374.000 km<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Quelle: UNEP Emissions Gap Report 2022

<sup>3</sup> IPCC, 2022: Zusammenfassung für die politische Entscheidungsfindung. In: Klimawandel 2022: Minderung des Klimawandels. Beitrag der Arbeitsgruppe III zum Sechsten Sachstandsbericht des Zwischenstaatlichen Ausschusses für Klimaänderungen [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley (Hrsg.)]. Deutsche Übersetzung auf Basis der Version vom Juli 2022. Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle, Bonn; Die Luxemburger Regierung, Luxemburg; Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, Wien; Akademie der Naturwissenschaften Schweiz SCNAT, ProClim, Bern; November 2022. DOI 10.48585/ncrb-8p46

Nach den kombinierten Borkenkäfer- und Dürreschäden sind seit 2018 in Deutschland etwa 450.000 ha Wald künstlich wieder aufzuforsten (BMEL, 2022). Das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) gibt die Fläche der Baumverluste in diesem Zeitraum mit 501.000 ha an (DLR, 2022). Die Waldbrandgefahr lag in den Jahren 2018 bis 2020 und 2022 um das vier- bis sechsfache über dem langjährigen Mittel; Hitzeereignisse haben in den vergangenen 20 Jahren deutlich zugenommen (Deutscher Wetterdienst; Extremwetter Kongress, 2022). Die Zahl der hitzebedingten Sterbefälle wird in Deutschland allein für die Jahre 2018 bis 2021 mit fast 20.000 angegeben (Winklmayr, Muthers, Niemann, Mücke, & an der Heiden, 2022).

Abbildung 1: **Entwicklung der mittleren jährlichen Anzahl von heißen Tagen mit Höchstwerten von mindestens 30 Grad Celsius (Deutscher Wetterdienst; Extremwetter Kongress, 2022)**

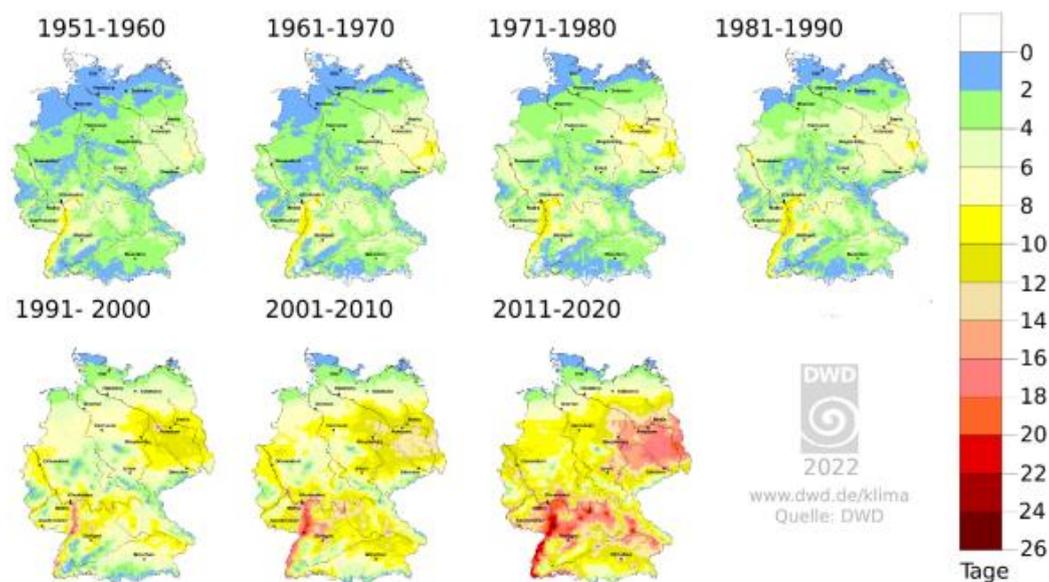


Abbildung 05: Mittlere jährliche Anzahl der Heißen Tage (d.h. Tage mit einer Höchsttemperatur von mindestens 30 °C / Quelle: DWD

Angesichts dieser Katastrophen und Schäden wird der Klimawandel zunehmend auch als Bedrohung für Deutschland empfunden, insbesondere von jungen Menschen, von denen viele den Kampf gegen den Klimawandel als Überlebensfrage ansehen. Weltweit sind etwa 60 Prozent der jungen Menschen sehr oder extrem besorgt über die Klimakrise (Marks, et al., 2021).

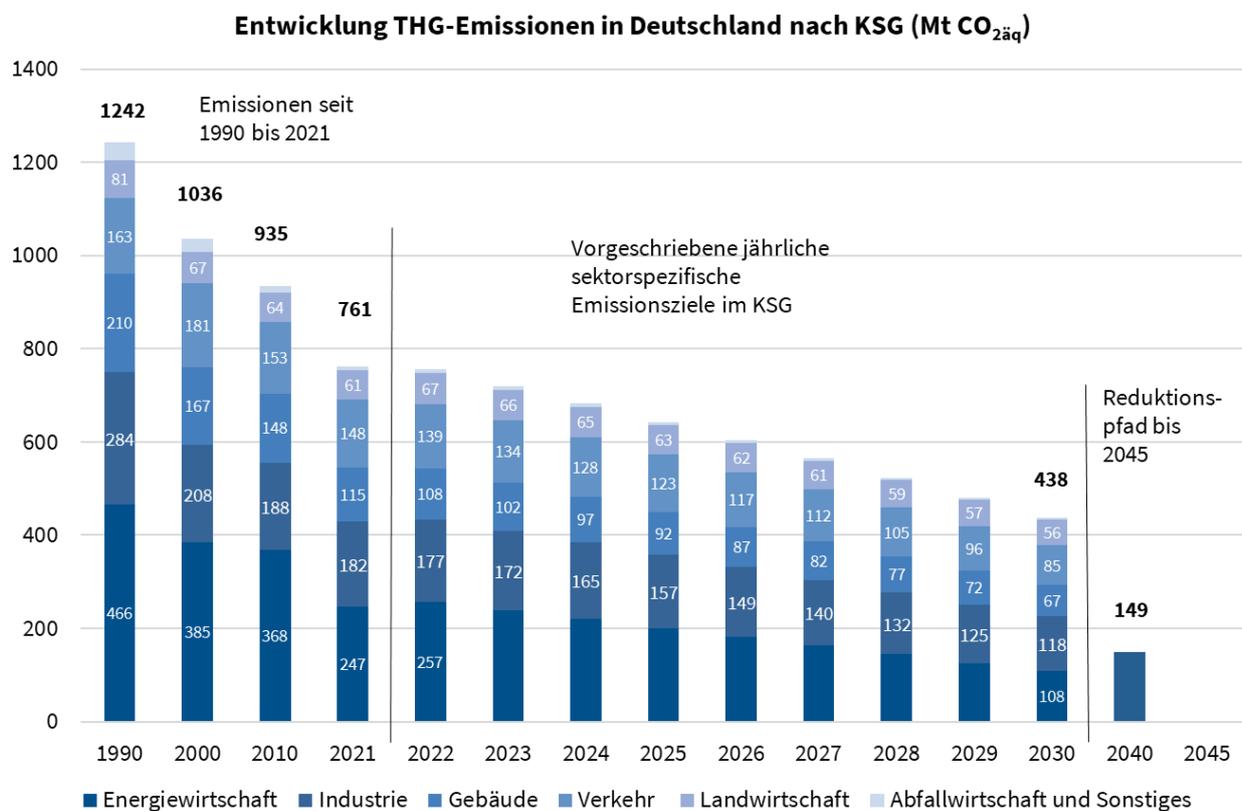
### 1.2.3 Klimapolitische Entwicklung in Deutschland

Die klimapolitische Ausgangslage hat sich seit 2018 erheblich verändert. Am 18. Dezember 2019 ist das Bundes-Klimaschutzgesetz in Kraft getreten. Es bildet den rechtlichen Rahmen für die Klimaschutzpolitik in Deutschland und ist ein wesentliches Instrument zur Umsetzung des Übereinkommens von Paris und der entsprechenden europäischen Vorgaben zum Klimaschutz. Durch die verbindliche Festlegung von Klimaschutzzielen, und Regelung zum Monitoring und zur Nachsteuerung im Falle von Zielverfehlungen sorgt es für ein höheres Maß an Verbindlichkeit und Verlässlichkeit. Das Bundesverfassungsgericht überprüfte 2021 die erste Fassung des Gesetzes auf Verfassungskonformität und entschied, dass das Gesetz mit Grundrechten insoweit unvereinbar sei, als eine ausreichend präzise Regelung über die Fortschreibung der Minderungsziele für die Zeit ab dem Jahr 2031 fehle. Das Gericht betonte zudem, dass die Last der für die Begrenzung des Klimawandels nötigen Emissionsreduktionen nicht zu stark auf kommende Generationen verlagert werden dürfe. Sonst würde die Freiheit künftiger Generationen übermäßig beschränkt (Bundesverfassungsgericht, 2021). Infolge der Entscheidung wurde das KSG im Jahr 2021 überarbeitet und die Ziele verschärft. In der aktuellen Fassung ist festgelegt, dass Deutschland bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität und ab 2050 negative Treibhausgasemissionen erreichen soll. Im Rahmen des Gesetzes festgelegte Zwischenziele sind u. a. die Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 65 Prozent bis 2030 und um mindestens 88 Prozent bis 2040 gegenüber den THG-Emissionen des Jahres 1990. Zudem wurden die einzelnen Sektorziele bis 2030 verschärft.

Die deutsche Klimapolitik ist zudem stark von der EU-Politik beeinflusst: Beispielsweise wirkt das EU-Emissionshandelssystem (EU-ETS) auf den Energie- und Industriesektor und das Erreichen der Ziele im Transport- und Wärmesektor wird von der Effort Sharing Regulation (ESR) beeinflusst. Auch in Zukunft wird die EU unter anderem durch den European Green Deal und das Fit for 55-Paket die deutsche Klimapolitik mitgestalten.

Für die Sektoren Industrie, Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft sowie Abfallwirtschaft und Sonstiges sind durch das Klimaschutzgesetz bis 2030 jährliche Minderungsziele mit Jahresemissionsmengen<sup>4</sup> vorgegeben (siehe Abbildung 2), für den Sektor Energiewirtschaft für die Jahre 2020, 2022 und 2030. Darüber hinaus sind in § 3a Absatz 1 Vorgaben für die Emissionsbilanzen des LULUCF-Sektors festgehalten, die im Mittel der drei jeweils vorhergehenden Kalenderjahre und dem Jahr 2030 -25 Mt CO<sub>2</sub>äq, 2040 -35 Mt CO<sub>2</sub>äq und 2045 -40 Mt CO<sub>2</sub>äq betragen sollen.

Abbildung 2: **Entwicklung der THG-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2021 sowie die Darstellung der Ziele des KSG. Die Darstellung der Energiewirtschaft basiert auf einer Interpolation, da im KSG einzig Zielwerte für 2022 und 2030 formuliert sind (Umweltbundesamt, 2022a)**



Im Jahr 2020 konnten die THG-Emissionsreduktionsziele in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft/Sonstiges erreicht werden. Lediglich der Gebäudesektor verfehlte 2020 das Ziel. Die Gesamtemissionsmenge reduzierte sich im Vergleich zum Jahr 1990 um 40,8 Prozent (Bundesregierung, 2022).

Im Jahr 2021 stiegen die Emissionen aufgrund von Erholungseffekten nach der ersten Phase der COVID-19-Pandemie in nahezu allen Sektoren gegenüber den Werten aus dem Jahr 2020 wieder an:

- Im Energiesektor stiegen die Emissionen um 12,4 Prozent auf eine Gesamtemissionsmenge von 247 Mt CO<sub>2</sub>äq.

<sup>4</sup> Die Emissionsbetrachtung im KSG bezieht sich auf Scope 1 Emissionen (siehe Glossar).

- Im Verkehrssektor erhöhten sich die Emissionen um 1,2 Prozent auf 148 Mt CO<sub>2</sub>äq. Das im KSG für das Jahr 2021 formulierte Ziel einer Reduktion auf 145 Mt CO<sub>2</sub>äq wurde somit um 3 Mt CO<sub>2</sub>äq verfehlt (Umweltbundesamt, 2022b).
- Im Industriesektor erhöhten sich die Emissionen um 5,5 Prozent auf 181 Mt CO<sub>2</sub>äq. Damit wurde das im KSG festgehaltene Ziel von 182 Mt CO<sub>2</sub>äq erreicht.
- Im Gebäudebereich konnten die Emissionen um 3,3 Prozent auf 115 Mt CO<sub>2</sub>äq gesenkt werden. Die im KSG formulierte Zielvorgabe für 2021 von 113 Mt CO<sub>2</sub>äq wurde damit aber erneut verfehlt.
- Im Landwirtschaftssektor konnten die Emissionen um 2,0 Prozent auf 61 Mt CO<sub>2</sub>äq gesenkt werden. Das KSG-Ziel einer Jahresemissionsmenge von 68 Mt CO<sub>2</sub>äq wurde somit erreicht. Diese große Lücke zum Ziel ist einer methodischen Änderung des Inventars zu verdanken.
- Der Abfallsektor wies 2021 eine Emissionsreduktion um 4,3 Prozent auf 8 Mt CO<sub>2</sub>äq auf, womit die im KSG vorgesehene Reduktion der Emissionen auf 9 Mt CO<sub>2</sub>äq erreicht wurde.

### 1.3 Definitionen, Abgrenzungen und Terminologie

CO<sub>2</sub> kann aus der Abluft oder den Prozessgasen der Energiewirtschaft oder Industrie abgeschieden werden. Hierdurch kann der Ausstoß von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre gemindert werden. Mittels unterschiedlicher Verfahren kann CO<sub>2</sub> auch aus der Atmosphäre entnommen werden, wodurch sogar Negativemissionen erzielt werden können. Bisher wird die Terminologie der verschiedenen Verfahren in der Literatur jedoch unterschiedlich und inkonsistent verwendet, was nach Olfe-Kräutlein et al. (2022) einer zielgerichteten Diskussion in der Bevölkerung und der Fachöffentlichkeit entgegensteht. Eine klare begriffliche Unterscheidung zwischen CO<sub>2</sub>-Minderungsverfahren bei bestehenden Prozessen einerseits, die auf fossilen Energieträgern und Rohstoffen basieren und damit maximal treibhausgasneutral sein können, und andererseits Verfahren, die Negativemissionen erzielen können, kann einen eigenständigen Diskurs über diese Maßnahmen ermöglichen. Zudem ist eine konsistente Begriffsdefinition und -verwendung erforderlich, um Maßnahmen zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und zum Erreichen von Negativemissionen gegebenenfalls getrennt zu regulieren.

Technologische CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und Entnahmemethoden stellen Verfahren dar, bei denen CO<sub>2</sub> mit unterschiedlichen technischen Methoden abgeschieden wird. Carbon Capture and Utilization (CCU) bezeichnet Abscheidung mit nachfolgender Nutzung des CO<sub>2</sub> (siehe Kapitel 2.4) entweder zur Herstellung kohlenstoffhaltiger Produkte oder direkt, etwa in Gewächshäusern. Carbon Capture and Storage (CCS) beschreibt die Abscheidung von CO<sub>2</sub> in Verbindung mit der anschließenden dauerhaften (geologischen) Speicherung (siehe Kapitel 2.3).<sup>5</sup>

Der Begriff CCUS (ohne Trennstrich) wird in der Literatur sehr unterschiedlich verwendet. In manchen Publikationen dient er beispielsweise als additiver Sammelbegriff jeglicher CCU- und CCS-Verfahren (Global CO<sub>2</sub> Initiative, 2022; IEA, 2021; American University Washington, 2020). Andere verstehen unter CCUS hingegen die Nutzung von CO<sub>2</sub> in Produkten mit klimarelevanter Verweildauer (Prognos AG, 2021). Ursprünglich wurde der Begriff CCUS besonders im nordamerikanischen Raum genutzt, um die dauerhafte geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in Verbindung mit dessen Nutzung (beispielsweise zur Steigerung der Fördermengen aus nahezu erschöpften Erdöl- und Erdgaslagerstätten (CO<sub>2</sub>-EOR/-EGR) zu bezeichnen). Definiert ist dies auch in ISO-Norm 27917:2017 (E). Der Evaluierungsbericht des KSpG aus dem Jahr 2018 folgte dieser Definition. Wegen der unterschiedlichen Verwendung des Begriffs sollte die Schreibweise CCUS jedoch vermieden oder stets spezifiziert werden („CCU oder CCS“ oder „CCUS sensu ISO 27917“). Um sowohl auf CCU als auch CCS zu verweisen, wird in diesem Bericht stattdessen die Bezeichnung CCU/S als Sammelbegriff verwendet.

Zu CCU/S gehören Prozesse, welche an Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen durch CO<sub>2</sub>-Abscheidung und einer anschließenden Nutzung oder Speicherung zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen. Entsprechenden Punktquellen treten aktuell vor allem in der Energiewirtschaft sowie der Industrie bei der Verbrennung fossiler Energieträger auf. In einigen Industrien, insbesondere in der Zement-, Kalk- und Glasherstellung, fallen zudem

---

<sup>5</sup> Bei der Einlagerung von CO<sub>2</sub> etwa in unterirdischen Gesteinsformationen wird üblicherweise von einer „Speicherung“ gesprochen. Im Gegensatz zu anderen Speichern, die gefüllt und wieder entleert werden, geht es bei der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund um eine langfristige, möglichst dauerhafte Einlagerung des CO<sub>2</sub>. Um diese Permanenz herauszustreichen, empfehlen einige Akteure die Verwendung des Begriffs „Endlager“ oder „Deponie“. Aufgrund der negativen Konnotation dieser Begriffe und der Gebräuchlichkeit des Begriffs „Speicher“, als auch der Tatsache, dass CO<sub>2</sub> für manche Industrien und Anwendungen einen Rohstoff darstellt, handelt es sich nach Meinung der Bundesregierung bei Speicher um die treffendste Bezeichnung.

auch nicht-energetische „Prozessemissionen“ an, welche nur äußerst schwer ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung vermeidbar sind.<sup>6</sup>

Die Anwendung von CCU/S an Anlagen mit einer Verwendung biogener Energieträger wird als Bioenergy with Carbon Capture and Utilization / Storage (BECCU/S) bezeichnet. Hierbei können Negativemissionen erzielt werden, wenn nach der Entnahme aus der Atmosphäre eine dauerhafte Speicherung sichergestellt wird und wenn die erzielte CO<sub>2</sub>-Entnahme nicht durch nachteilige Klimaschutzwirkungen aus damit einhergehenden Landnutzungsänderungen oder Landdegradation aufgewogen wird.

Bei Direct Air Capture (DAC) Verfahren (ebenfalls in Kombination mit der Nutzung oder Speicherung DACCU respektive DACCS) wird CO<sub>2</sub> nicht aus Punktquellen abgeschieden, sondern direkt der Atmosphäre entzogen. Auch hierdurch können gegebenenfalls Negativemissionen erzielt werden, wenn nach der Entnahme aus der Atmosphäre eine dauerhafte Speicherung sichergestellt wird.

Um Klarheit zu schaffen, sollte bei der Verwendung der Begrifflichkeiten genau unterschieden werden, um welche CO<sub>2</sub>-Quelle es sich handelt, und, wo zutreffend, BECCU/S oder DACCU/S anstelle des allgemeinen CCU/S verwendet werden.

Der Begriff Carbon Dioxide Removal (CDR) beschreibt Maßnahmen, die der Atmosphäre durch CO<sub>2</sub>-Entnahme und dauerhafte Speicherung netto CO<sub>2</sub> entziehen, also tatsächlich Negativemissionen generieren. Dazu gehören bestimmte BECCU/S- und DACCU/S-Anwendungen, sowie eine Reihe weiterer Verfahren, inklusive Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes. Für die Bilanzierung ist eine Gesamtbetrachtung des jeweiligen Verfahrens bzw. des Lebenszyklus eines Produkts nötig (engl. „life-cycle analysis“, LCA)<sup>7</sup> (Olfe-Kräutlein, et al., (2022). Von der Herkunft des CO<sub>2</sub> (fossil/biogen/atmosphärisch), damit einhergehenden Landnutzungsänderungen und Landdegradation und seinem Verbleib (Nutzung oder Speicherung) inklusive des Energieaufwands und der Verweildauer bei BECCU und DACCU hängt ab, inwieweit mit einem Verfahren klimawirksame Negativemissionen, nur Emissionsvermeidungen oder möglicherweise auch eine nachteilige Klimaschutzwirkung erzielt werden.

Im Zusammenhang mit CO<sub>2</sub>-Entnahmemethoden wird teilweise auch der Begriff CO<sub>2</sub>-Senke (engl. „carbon sink“) verwendet. In der UNFCCC-Definition aus 1992 wird diese verstanden als „*any process, activity or mechanism which removes a greenhouse gas, an aerosol or a precursor of a greenhouse gas from the atmosphere*“ (UNFCCC (1992): Artikel 1 Absatz 8). Der IPCC hingegen verweist bei dem Begriff „CO<sub>2</sub>-Senke“ auf deren Status als (natürliches) CO<sub>2</sub>-Reservoir in Abgrenzung vom (anthropogen induzierten) Prozess der CO<sub>2</sub>-Entnahme und –Speicherung (IPCC, 2018). Der Begriff CO<sub>2</sub>-Senke sollte daher nicht mit dem der CO<sub>2</sub>-Entnahmemethoden gleichgesetzt werden.

Die Bezeichnung Carbon Management stellt einen Sammelbegriff dar, der bislang noch unterschiedlich verwendet wird. Carbon Management im wörtlichen Sinne als „Umgang mit Kohlenstoff“ beinhaltet zunächst die Reduktion des Kohlenstoffbedarfs (Dekarbonisierung) und auch die Verringerung des fossilen Kohlenstoffeinsatzes (also etwa über biogene Kohlenstoffnutzung, Defossilisierung). Dies vorangestellt, soll der Begriff Carbon Management in diesem Bericht alle Optionen umfassen, mittels derer CO<sub>2</sub> abgeschieden, gebunden, transportiert, weiterverwendet oder gespeichert wird. Carbon Management wird damit als eine Oberkategorie verwendet, die ungeachtet der Klimawirkung (CO<sub>2</sub>-Vermeidung vs. CO<sub>2</sub>-Entnahme) oder der Prozessart (technologisch oder natürlich) verwendet werden kann.

Der Begriff CCU/S wird in diesem Bericht konsistent als Oberbegriff verwendet für die Abscheidung von CO<sub>2</sub> an verschiedenen CO<sub>2</sub>-Quellen oder aus der Atmosphäre, sowie dem Transport und der darauffolgenden Nutzung oder Speicherung. Erfolgt die Abscheidung an Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen, sollte dies möglichst präzise genannt werden (fossiles CCU/S). Verfahren mit dem Einsatz biogener Brennstoffe (BECCU/S) oder der Abscheidung aus der Atmosphäre (DACCU/S) sind Teil von CCU/S, sollten jedoch konkret als BECCU/S bzw. DACCU/S bezeichnet werden. Sofern BECCU/S und DACCU/S zu einer Netto-CO<sub>2</sub>-Entnahme führen (gemessen über eine stringente Lebenszyklusanalyse), wird von „Carbon Dioxide Removal“ (CDR) gesprochen, einem Verfahren also, das Negativemissionen erzeugt. Zu CDR zählen auch nature-based approaches, die Negativemissionen generieren können.

<sup>6</sup> Der Begriff „schwer vermeidbar“ bezieht sich auf Emissionen, die nach heutigem Kenntnisstand technisch nicht vermeidbar sind, auch wenn bspw. durch Substitution der Produkte oder reduzierte Nachfrage durchaus möglich ist, die Gesamtmenge der Emissionen zu verringern. Siehe auch Glossar.

<sup>7</sup> Siehe z. B. ISO 14040:2006

Im Folgenden werden die Definitionen zentraler Begriffe aufgeführt, so wie sie im Rahmen dieses Evaluierungsberichts verstanden werden:

**BECCU/S** (Bioenergy with Carbon Capture and Utilization / Storage)

*CCU/S-Verfahren, die bei Anlagen mit Verwendung biogener Energieträger zum Einsatz kommen. Mittels BECCU/S-Verfahren können unter Umständen Negativemissionen erzielt werden.*

**CCS** (Carbon Capture and Storage)

*Ein Prozess, bei dem CO<sub>2</sub> entweder aus der Atmosphäre oder an biogenen Punktquellen oder Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller oder energiebezogener Art abgeschieden, aufbereitet, komprimiert und zu einer Speicherstätte transportiert und im geologischen Untergrund dauerhaft von der Atmosphäre isoliert wird.*

*Die Klimabilanz des Prozesses hängt von der CO<sub>2</sub>-Quelle (fossil, biogen, atmosphärisch), den Treibhausgas-Emissionen der Prozesskette (Abscheidung, Transports, Speicherung) sowie der Dauerhaftigkeit der Speicherung, für die ein entsprechendes Monitoring erforderlich ist.<sup>8</sup>*

**CCU** (Carbon Capture and Utilization)

*Ein Prozess, bei dem CO<sub>2</sub> entweder aus der Atmosphäre oder an biogenen Punktquellen oder Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller oder energiebezogener Art abgeschieden, aufbereitet, komprimiert, transportiert und – direkt oder nach Umwandlung zur Herstellung eines neuen Produktes – genutzt wird.*

*Die Klimawirksamkeit von CCU hängt von der CO<sub>2</sub>-Quelle, dem potenziellen Anwendungsmaßstab, der Lebensdauer des Produktes, den CO<sub>2</sub>-Emissionen des Abscheidungs-, Nutzungs- bzw. Umwandlungsprozesses und dem ersetzten Produkt ab.*

**CCU/S** (Carbon Capture and Utilization / Storage)

*Sammelbegriff für alle CCS- und CCU-Verfahren, d. h. für alle Prozesse, bei denen CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre oder an biogenen Punktquellen oder Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller oder energiebezogener Art abgeschieden, aufbereitet, komprimiert, transportiert und – direkt oder nach Umwandlung – genutzt oder im geologischen Untergrund dauerhaft gespeichert wird, um es langfristig oder dauerhaft von der Atmosphäre zu isolieren.*

**CDR** (Carbon Dioxide Removal)

*Menschliche Aktivitäten, die CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entfernen und es für klimarelevante Zeiträume in geologischen Speicherstätten, terrestrischen oder ozeanischen Kohlenstoffspeichern (z. B. Biomasse) oder langlebigen Produkten binden.*

*Wichtig zur Beurteilung der Klimawirksamkeit von CDR (und der anderen oben genannten CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen) ist – neben der Langfristigkeit und Stabilität der CO<sub>2</sub>-Speicherung sowie dem potenziellen Anwendungsmaßstab – eine umfassende Bewertung der Energie- und Treibhausgasbilanzen sowie anderer Ökobilanzen der jeweiligen Aktivität und der ggf. durch die Aktivität indirekt verursachten Klimawirkung (z. B. Landdegradation).*

**DACCU/S** (Direct Air Carbon Capture and Utilization / Storage)

*Prozesse, bei denen CO<sub>2</sub> direkt aus der Atmosphäre abgeschieden, aufbereitet, komprimiert, transportiert und entweder zu einer Speicherstätte transportiert und im geologischen Untergrund dauerhaft von der Atmosphäre isoliert (DACCS) oder – direkt oder nach Umwandlung zur Herstellung eines neuen Produktes – genutzt wird (DACCU).*

*Mittels DACCU/S-Verfahren können unter Umständen Negativemissionen erzielt werden.*

---

<sup>8</sup> Im KSpG ist Speicherkomplex definiert als „Kohlendioxid-speicher sowie die umliegenden Gesteinsschichten oder Teile davon, soweit diese als natürliche zweite Ausbreitungsbarriere die allgemeine Integrität und die Sicherheit des Kohlendioxid-speichers beeinflussen“.

**Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes:**

*Maßnahmen, die darauf ausgerichtet sind, im Einklang mit dem Schutz der Biodiversität die Klimaschutzwirkung von terrestrischen oder marinen Ökosysteme zu erhalten und möglichst zu verstärken. Diese Maßnahmen tragen sowohl zum Biodiversitätserhalt als auch zum Klimaschutz bei. Wird dabei die Fähigkeit der Ökosysteme gesteigert, CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre zu entnehmen und langfristig als Kohlenstoff zu speichern, können Negativemissionen erzielt werden.*

**1.4 Historie KSpG**

Die Historie des KSpG wurde bereits im Evaluierungsbericht der Bundesregierung von 2018 erläutert. In diesem Kapitel wird neben einer Zusammenfassung der Historie des Gesetzes die politische Zielsetzung mit Bezug auf CCS wiedergegeben.

Die Richtlinie über die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> (2009/31 EG) der Europäischen Kommission trat am 12. Juni 2009 in Kraft. Diese „CCS-Richtlinie“ bezeichnet die Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid als Brückentechnologie, die zur Abschwächung des Klimawandels beiträgt und weist darauf hin, dass CCS „nicht als Anreiz dienen sollte, den Anteil von Kraftwerken, die mit konventionellen Brennstoffen befeuert werden, zu steigern“ sowie „die Bemühungen zur Förderung von Energiesparmaßnahmen, von erneuerbaren Energien und von anderen sicheren und nachhaltigen kohlenstoffarmen Technologien“ zu verringern. Die CCS-Richtlinie soll den Rechtsrahmen für CCS schaffen und legt Anforderungen für die geologische Speicherung und in Teilen für leitungsgebundenen Transport in den Mitgliedstaaten fest (siehe Kapitel 3).

Seit 2004 wurden am Pilotstandort Ketzin/Havel unter der Leitung des Deutschen GeoForschungsZentrums (GFZ) und unter Aufsicht des Landesamts für Bergbau, Geologie und Rohstoffe Brandenburg (LBGR) die Prozesse im geologischen Untergrund und die Ausbreitung des CO<sub>2</sub> in der Speicherformation während der Injektions- und der Postinjektionsphase wissenschaftlich untersucht. Hier wurden im Zeitraum von Juni 2008 bis August 2013 ca. 67.000 t CO<sub>2</sub> in einen porösen Sandstein in einer Tiefe von 630 bis 650 m injiziert (CO<sub>2</sub>SINK, 2010; GFZ, 2018). Es handelte sich hierbei um einen sogenannten Forschungsspeicher, der nach dem Bergrecht genehmigt wurde. Gemäß § 45 Absatz 5 der Übergangsvorschrift ist das KSpG hier nicht anzuwenden.

Die Umsetzung der europäischen CCS-Richtlinie erfolgte in Deutschland mit dem KSpG. Der erste Entwurf für das „CCS-Gesetz“ wurde im April 2009 von der Bundesregierung vorgestellt. Die Bundesregierung betonte zu dieser Zeit die Möglichkeit, Kohlekraftwerke auch künftig betreiben zu können, ohne den Klimawandel weiter zu forcieren (Richter, 2007).

Umweltverbände sahen in der Anwendung von CCS die Gefahr, dass die Nutzungsdauer fossiler Energieträger verlängert und der Ausbau erneuerbarer Energien verzögert würde (Tagesspiegel, 2009a). Darüber hinaus wurden Sicherheitsbedenken bezüglich der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> artikuliert. Zunehmende Widerstände in der Bevölkerung standen der Durchführung weiterer Projekte zur geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> im Weg (Tagesspiegel, 2009b; Schenkendöbern, 2010). Die Abstimmung über den Gesetzentwurf des KSpG aus dem Jahr 2009 wurde aufgrund dieser Widerstände auf die nächste Legislaturperiode verschoben (Nestler, 2009; CDU Rendsburg-Eckernförde, 2009).

Das im Jahr 2010 veröffentlichte Energiekonzept der darauffolgenden Bundesregierung von CDU und FDP nannte als Ziel bis 2050 eine Reduktion der THG-Emissionen von 80 bis 95 Prozent. Um dieses Ziel zu erreichen, sollte CCS vor allem in energieintensiven Industriezweigen mit hohen prozessbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, aber auch bei der Verstromung fossiler Energieträger eingesetzt werden. Das Ziel hierbei war die Erzeugung von „klimaneutralem“ Strom aus heimischer Braunkohle (BMW & BMU, 2010).

In der 17. Legislaturperiode legte die Bundesregierung erneut einen Entwurf für die Umsetzung der CCS-Richtlinie vor. Im Unterschied zum vorherigen Entwurf wurde die Kohlendioxidspeicherung auf Erprobungs- und Demonstrationzwecke beschränkt, für welche innerhalb einer im Jahr 2016 abgelaufenen Frist Anträge hätten gestellt werden müssen. Der neue Gesetzentwurf umfasste auch eine Beschränkung der maximalen jährlichen CO<sub>2</sub>-Speichermenge in Deutschland insgesamt und pro Speicherprojekt.

Am 24. August 2012 trat das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG) in Kraft. Das Gesetz enthält die sogenannte „Länderklausel“, die Bundesländern die Möglichkeit gibt die Kohlendioxidspeicherung nur in bestimmten Gebieten für zulässig oder für unzulässig zu erklären. Dies wurde von Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein genutzt, um die Kohlendioxidspeicherung für ihr Landesgebiet vollumfänglich auszuschließen (Energie-Experten, 2012; Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, 2012; Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern, 2012). Die

brandenburgische Landesregierung hat CCS ausgeschlossen, solange es keine bundeseinheitliche Regelung gibt (Landtag Brandenburg, Drucksache 5/7843). Die Bremische Bürgerschaft hat 2010 beschlossen, dass Anträge auf unterirdische Kohlendioxidsspeicherung und auf den Bau von Kohlendioxidleitungen durch das Land Bremen zu versagen sind (Bremische Bürgerschaft, 2010).

Mit dem Ablauf der Frist zur Antragstellung für die Genehmigung neuer CO<sub>2</sub>-Speicher Ende 2016 ist nach aktueller Gesetzeslage die CO<sub>2</sub>-Speicherung im gesamten Bundesgebiet nicht möglich (Tagesspiegel, 2011).

## 1.5 Gesellschaftliche Diskurse um CCU/S

Nach Einschätzung der in diesem Bericht analysierten Klimaneutralitätsstudien aus dem Jahr 2021, ist der Einsatz von CCS und CCU in erheblichem Maßstab notwendig zur Erreichung der Klimaziele (siehe Kapitel 8). Die RESCUE-Studie des UBA zeigt Möglichkeiten für ein THG-neutrales Deutschland ohne den Einsatz von CCS auf, allerdings unter der Annahme einer optimistischen Entwicklung der Emissionsbilanz im LULUCF-Sektor sowie im Vergleich zu den weiteren vorgestellten Klimaneutralitätsstudien einer stärkeren gesellschaftlichen Transformationsanstrengung.

Widerstände aus der Zivilgesellschaft führten bereits bei der Diskussion des ersten Entwurfs des KSpG zu Anpassungen (siehe Kapitel 1.4). Aus diesen Gründen sind in Deutschland über einzelne Pilotprojekte hinaus keine CCS-Projekte realisiert worden.

Als Grundlage für potenzielle Gesetzesanpassungen muss der Evaluierungsbericht den möglichen Beitrag von CCS zum Klimaschutz abwägen, technische Risiken betrachten und neben einer Studienanalyse die zentralen Bedenken berücksichtigen, welche gegenüber dem Hochlauf einer CCU/S-Wirtschaft bestehen. Eine Carbon Management Strategie (CMS) wird dabei Leitlinien zum Umgang mit CCS und CCU definieren müssen, welche gesellschaftlich und politisch gemeinsam getragen werden. Nachfolgend werden einige gegenüber CCS und CCU geäußerten zentralen Kritikpunkte dargestellt, damit diese in der weiteren Abwägung und Strategieentwicklung Berücksichtigung finden können.

### Erforderlichkeit von CCS und CCU zum Erreichen der Klimaneutralität

Die RESCUE-Studie des Umweltbundesamts zeigt auf, dass unvermeidbare THG-Emissionen aus industriellen Prozessen, der Landwirtschaft sowie der Abfallwirtschaft durch natürliche Senken ohne den Einsatz von CCS kompensiert werden können. Die Green-Szenarien (GreenSupreme, GreenLife und GreenMe) erreichen im Jahr 2050 Netto-Null unter aus Sicht des UBA optimistischen Annahmen zur CO<sub>2</sub>-Entnahme durch natürliche Ökosysteme (Umweltbundesamt, 2019c). Manche Umweltverbände verweisen auf die Studie des UBA, um darzulegen, dass für Klimaneutralität der Einsatz von CCS nicht erforderlich sei. Das Umweltbundesamt empfiehlt, die CCS-Technologie dennoch weiter zu erforschen, damit diese eingesetzt werden könne, falls sie benötigt werden sollte (Umweltbundesamt, 2022f).

Auch das Klimaschutzgesetz 2021 weist dem LULUCF-Sektor mit den Zielvorgaben in § 3a eine wichtige Rolle zu. Entgegen den aktuellen Trends soll die gemittelte jährliche Emissionsbilanz des Sektors bis zum Jahr 2030 auf mindestens – 25 Mt CO<sub>2</sub>äq, bis 2040 auf mindestens – 35 Mt CO<sub>2</sub>äq und bis 2045 auf mindestens minus 40 Mt CO<sub>2</sub>äq verbessert werden (KSG § 3a Absatz 1). Als Grundlage für das Erreichen dieser Ziele stellte das Bundesumweltministerium im August 2022 den Entwurf eines Aktionsprogramms „Natürlicher Klimaschutz“ vor (BMUV, 2022b).

Die jährliche Emissionsbilanz des LULUCF-Sektors ist jedoch gemäß den betrachteten Klimaneutralitätsstudien aus dem Jahr 2021 nicht ausreichend zum Ausgleich aller im Jahr 2045 verbleibenden Emissionen. Dies würde erst durch deutlich verringerte Residualemissionen im Landwirtschaftssektor und in der Industrie über Verhaltensänderungen und Suffizienzmaßnahmen (etwa durch eine deutliche Reduktion des Konsums tierischer Produkte, einen signifikanten Rückgang des Zementverbrauchs, etc.) gelingen. Die dafür notwendigen gesellschaftlichen Änderungen sind bisher jedoch nicht zu erkennen (NABU, 2022). Auch wenn sich eine Klimastrategie nicht auf gesellschaftliche Veränderungen verlassen sollte, sollte doch im besten Sinne auf diese hingearbeitet werden.

Die Autoren der nationalen Klimaneutralitätsstudien weisen zudem auf die hohe Unsicherheit des Beitrags der natürlichen Ökosysteme hin und plädieren für einen zeitnahen Hochlauf von CCS und CCU, um eine sichere Zielerreichung zu gewährleisten. Für diese Technologien müsse der Hochlauf bald starten, damit dann Infrastrukturen zur Verfügung stehen und die Kosten der Technologien sinken. Dies wird auch begründet mit der Zielsetzung von netto-negativen Emissionen ab 2050 gemäß Bundes-Klimaschutzgesetz. Das Öko-Institut empfiehlt in einer

Studie im Auftrag des NABU, dass Treibhausgasminderungen „unbedingten Vorrang vor CCS und CCU haben“ sollten, dabei jedoch auch Minderungsoptionen durch Änderungen des Lebensstils berücksichtigt werden müssten (Cames, Chaudry, & Sutter, 2021).

### **Beitrag von CCS zum Klimaschutz**

Schon bei Diskussionen um den ersten Entwurf des KSpG und die Entwicklung der CCS-Technologie wurden die Effektivität und der theoretische Beitrag von CCS zum Klimaschutz kritisiert. Insbesondere hohe Energiebedarfe würden die theoretischen Emissionsminderungspotenziale von CCS zunichtemachen. Greenpeace führte im Jahr 2008 in einer Stellungnahme an, dass bis zu 40 Prozent der Kraftwerksleistung (Wirkungsgradverlust ca. 15 Prozent) durch den erhöhten Energiebedarf verloren gingen und damit der Kohleeinsatz bei gleichbleibender Stromproduktion erhöht würde (Greenpeace, 2008). Die Kraftwerkskosten würden sich verdoppeln, was CCS zu einer teuren und ineffizienten Technologie mache. Darüber hinaus erfolgt keine vollständige Abscheidung, sodass weiterhin CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen. Außerdem stünden CCS-Techniken in der Argumentation einzelner Umweltverbände als nur großindustriell einsetzbare Option im Widerspruch mit der notwendigen Dezentralisierung der Energieversorgungsstrukturen (Pietzner, 2015).

Die Kosten und Wirkungsgradverluste wurden auch in Studien der IEA (2021) thematisiert. Demnach seien die Kosten in letzten zehn Jahren um 35 Prozent gefallen. Die Wirkungsgradverluste betragen nach Angaben der IEA nur noch ca. 10 Prozent (Baylin-Stern & Berghout, 2021). Die Kosten sind zudem stark abhängig von der CO<sub>2</sub>-Konzentration im Abgasstrom, sodass die Abscheidung bei Verbrennungsprozessen wie in Kraftwerken teurer ist als eine Abscheidung bei bestimmten Industrieprozessen, bei denen CO<sub>2</sub> in konzentrierterer Form anfallen kann.

Ein aktueller Standpunkt des NABU betont die Notwendigkeit des Einsatzes von erneuerbaren Energien sowie einer Kreislaufführung von CCU, damit diese einen effektiven Beitrag zum Klimaschutz leisten können (NABU, 2022). Dies deckt sich mit Aussagen von Acatech, wonach nur durch die Deckung des Energiebedarfs über erneuerbare Quellen ein wirksamer Klimaschutzbeitrag geleistet werden kann (acatech, 2018).

In den vergangenen Jahren hat sich zudem die Zielsetzung gewandelt, sodass nun Treibhausgasneutralität in Deutschland und Europa angestrebt wird. Die erhöhten Klimaschutzanstrengungen und damit einhergehenden gestiegenen CO<sub>2</sub>-Kosten machen möglicherweise auch Technologien mit höheren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zu einem notwendigen Teil des Instrumentenportfolios.

Der BUND wies im Jahr 2009 darauf hin, dass die CCS-Technologie bisher noch keinen Nachweis der großtechnischen Realisierbarkeit erbracht hätte (BUND, 2009). Eine aktuelle Analyse der IEEFA (Institute for Energy Economics and Financial Analysis) unterstützt diese Argumentation. Von 13 untersuchten Projekten wären zehn deutlich hinter ihren Erwartungen zurückgeblieben. 90 Prozent der CCS-Projekte an Kraftwerken seit 2000 seien bereits bei der Implementierung fehlgeschlagen oder wurden frühzeitig beendet. Ein gewichtiger Kritikpunkt laut IEEFA ist darüber hinaus, dass rund 70 Prozent der CCS-Projekte für Enhanced Oil Recovery (EOR) eingesetzt würden und dazu dienen, mehr Öl und Gas zu fördern. Dies stünde nicht im Einklang mit den Klimazielen (IEEFA, 2022b).

Inzwischen wurden diverse Großprojekte angestoßen, deren Entwicklung weitere Antworten zur Realisierbarkeit der CCS-Technologie geben kann. Im Zementwerk NORCEM in Brevik will Heidelberg Cement 2024 eine CCS-Anlage in Betrieb nehmen, welche jährlich 400.000 Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen abscheiden und geologisch speichern soll (Norcem, 2022). Im Zementwerk Höver will der Betreiber Holcim bereits 2023 die Leistung, Wirtschaftlichkeit und das Einsatzverhalten einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung testen (Holcim Deutschland, 2021). Die Erprobungsphase im ersten Halbjahr 2022 wurde nach Aussagen des Betreibers mit vielversprechenden Ergebnissen beendet (Sehnde-News, 2022).

### **CCS und Kohleverstromung**

Die CCS-Technologie war im deutschen Diskurs stark verbunden mit dem Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Kohlekraftwerken. Die Technologie sollte gemäß dem Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 dazu beitragen, die Kohleverstromung treibhausgasneutral zu machen. Das KSpG und die Pläne der Bundesregierung wurden in dieser Zeit von Umweltverbänden stark kritisiert. Das CCS-Gesetz würde nur den Interessen großer Stromkonzerne dienen und als „Feigenblatt für neue Kohlekraftwerke“ benutzt (BUND, 2009). Dieser Fokus auf die Kohleverstromung bremse den Ausbau erneuerbarer Energien aus und verzögere damit die Energiewende. CCS wurde aus diesem Grund abgelehnt und als „gefährlicher politischer Irrweg“ angesehen (Greenpeace, 2008).

Der WWF dagegen betrachtete die Technologie bereits im Jahr 2009 aus einem anderen Blickwinkel und wies auf die globale Projektpipeline von neuen Kohlekraftwerken hin. Wenn diese ohne CO<sub>2</sub>-Abscheidung errichtet würden, seien die Klimaziele nicht mehr erreichbar. CCS könne als Brückentechnologie in bestimmten Ländern einen Beitrag zu den Klimazielen leisten (WWF, 2013).

Das Forschungsinstitut IASS sieht die Gefahr beim Einsatz von CCS als Brückentechnologie insbesondere darin, dass die mit der Nachrüstung fossiler Kraftwerke einhergehenden Investitionskosten Anreize zu einem längeren Betrieb der Kraftwerke schaffen. Diese Pfadabhängigkeiten könnten dem Ziel der Dekarbonisierung des Energiesektors im Wege stehen (Institute for Advanced Sustainability Studies, 2015).

Die Anwendung von CCS in der Stromerzeugung war in Deutschland daher lange ein zentraler Konfliktpunkt. Mittlerweile gibt es in Deutschland jedoch einen Kohleausstiegsbeschluss bis 2038, der laut Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung „idealerweise“ auf 2030 vorgezogen werden soll. Die Klimaneutralitätsstudien aus Kapitel 8 legen ihren Modellen dementsprechend die Prämisse der Emissionsvermeidung durch erneuerbare Energien für eine Dekarbonisierung des Energiesektors zugrunde. Der Grundsatz „CO<sub>2</sub>-Vermeidung vor CO<sub>2</sub>-Abscheidung“ wird beispielsweise von Agora Energiewende, dem BDI und der dena vertreten. CCS wird daher in den aktuellen Studien nicht für fossile Brennstoffe bei der Stromerzeugung in Deutschland eingesetzt, da es hierzu mit erneuerbaren Energien und klimaneutralen Energieträgern (wie grünem Wasserstoff) Alternativen ohne Risiken des Lock-Ins gebe. Die aktuelle Debatte um CCS in Deutschland betrifft dementsprechend weniger die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Kohlekraftwerken als CCS für industrielle Emissionen. Für die Vermeidung von Lock-Ins bei einem Einsatz von CCS als frühzeitige Minderungsstrategie wird in einer Studie des Öko-Instituts eine Budgetierung des Umfangs von CCS empfohlen (Cames, Chaudry, & Sutter, 2021).

### Risiken von CCS

Bedenken gegenüber CCS treten neben der Frage nach der Notwendigkeit und möglichen Anwendungsgebieten für die Technologie insbesondere aufgrund möglicher Umwelt- und Gesundheitsrisiken auf. Das Umweltbundesamt schreibt 2015, dass nach derzeitigem Kenntnisstand keine sichere und vollständige CO<sub>2</sub>-Einlagerung gewährleistet werden könne. Mögliche Leckagen würden eine Gefahr für Gesundheit, Ökosysteme und Klima darstellen (Umweltbundesamt, 2015). Greenpeace und BUND warnen davor, dass die Gefahr der CO<sub>2</sub>-Endlagerung systematisch unterschätzt werde. Es bestehe das Risiko der Verunreinigung des Grundwassers, der Versauerung des Meerwassers und CO<sub>2</sub>-Austritte könnten Gefahren für Mensch und Umwelt darstellen (Greenpeace, 2008; Greenpeace, 2019).

Umweltauswirkungen wurden auch im Evaluierungsbericht zum KSpG aus dem Jahr 2018 und in Kapitel 7 des aktuellen Berichts untersucht. Dennoch können bei CO<sub>2</sub>-Austritten entlang der CCS-Prozesskette Risiken auftreten. Auch wenn kaum dauerhafte Ökosystemveränderungen erwartet werden, da die CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Umgebung rasch sinken würde, könnte es zur kurzfristigen Gefährdung von Menschen in unmittelbarer Nähe einer Havarie kommen. Unterirdische Leckagen über lange Zeiträume und Migration des CO<sub>2</sub> in das Grundwasser könnten das Risiko der Kontamination des Grundwassers z. B. mit Schwermetallen aus dem umliegenden Gestein, mit sich bringen. Insgesamt kann das mit CO<sub>2</sub>-Leckagen verbundene Risiko jedoch als gering eingeschätzt werden.

Bezüglich der möglichen Umwelt- und Gesundheitsrisiken ist aus Sicht des Umweltbundesamts ein effektives Monitoring der Anlagen und Speicher grundlegende Voraussetzung. Die Möglichkeit der Entwicklung von CCS hängt dabei auch von den Fortschritten der Überwachungsmöglichkeiten ab. Sowohl die Speicherung als auch der Transport von CO<sub>2</sub> sollten genau überwacht werden, damit negative Auswirkungen auf Flora, Fauna, Landschaft und Biodiversität vermieden werden.

Bedingung für eine sichere CO<sub>2</sub>-Speicherung ist zudem die umfassende Untersuchung und sorgfältige Auswahl möglicher geeigneter Lagerstätten. Ein stringentes System von Monitoring, Reporting and Verification (MRV) ist dabei nicht nur zur Risikovermeidung wichtig, sondern auch für die korrekte Bilanzierung von Emissionen und Emissionsvermeidung. Dabei ist auch eindeutig zu regeln, wie lange ein Lagerstättenbetreiber (in Deutschland mindestens 40 Jahre nach § 31 Absatz 1 KSpG) in der Verantwortlichkeit für die sichere CO<sub>2</sub>-Speicherung steht und ab wann diese Verantwortlichkeit auf den Bund oder die Länder übergeht. Zur Gewährleistung eines hohen Maßes an Sicherheit muss nach einem Standpunkt des NABU ein umfangreiches Monitoring von Transport, Anlagen und Speicherstätten erfolgen. Für Lagerstätten sei eine langfristige und generationsübergreifende Überwachung erforderlich (NABU, 2022).

In eine Gesamtbewertung sollen soweit möglich auch die langfristigen Folgekosten einbezogen werden.

## Gesellschaftlicher Rückhalt für CCS

Die oben genannten Kritikpunkte führten in Deutschland bereits sehr früh zu einem wenig ausgeprägten gesellschaftlichen Rückhalt von CCS. Ein durch das BMBF gefördertes Projekt zur Akzeptanz von CCS aus dem Jahr 2015 kam zu folgendem Schluss: „Es gibt kaum Zustimmung bzw. Unterstützung für CCS in der deutschen Bevölkerung [...]“ (Dütschke, et al., 2015). Die negative Wahrnehmung beruhte dabei vor allem auf den zwei oben ausgeführten Punkten. Erstens standen Sorgen um nicht beherrschbare Risiken der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Vordergrund und zweitens lag der Fokus der öffentlichen Diskussion auf CCS-Anwendungen bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Die Anwendung von CCS für fossile Kraftwerke wird auch heute von den zivilgesellschaftlichen Akteuren mehrheitlich abgelehnt (acatech, 2018).

Das Forschungsprojekt des BMBF legte jedoch auch nahe, dass sich diese Wahrnehmung bei einer positiven Beurteilung des gesellschaftlichen Nutzens von CCS ändern könnte. Eine positivere Bewertung von CCS zeigte sich in der Analyse damit auch bei der Nutzung von CO<sub>2</sub> aus biogenen Quellen oder aus energieintensiven industriellen Prozessen (Dütschke, et al., 2015).

Während CCS für die Erreichung der damaligen Klimaziele im Jahr 2010 noch nicht zwingend erforderlich war, gehen die in Kapitel 8.2 betrachteten Studien für das Ziel der Klimaneutralität von der gegenteiligen Annahme aus. Dabei wird von einem Technologieeinsatz von CCS mit starkem Fokus auf schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors ausgegangen. Dies hat das Potenzial, auch die gesellschaftliche Wahrnehmung von CCS in Deutschland positiv zu beeinflussen, wenn es gelingt, einen offenen und konstruktiven Diskurs über die Möglichkeiten und Grenzen der CCS-Anwendungen zu führen. Der NABU schlägt hierzu neben der Erarbeitung einer Strategie unter gesellschaftlicher Beteiligung einen „Klima-Tisch“ vor, in welchem gemeinsam mit der Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft der Prozess der Entwicklung von CCS dauerhaft gemonitort wird (NABU, 2022).

Umweltverbände nehmen aktuell zunehmend wahr, dass Klimaneutralität möglicherweise auch die technologische CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfordern könnte. Dabei warnen sie jedoch davor, CCS als eine Dekarbonisierungsoption für den Energiesektor zu sehen, wofür es risikofreie Alternativen gebe. Der WWF und Germanwatch zeigen zunehmende Offenheit gegenüber CCS für Prozessemissionen in der Industrie, mahnen aber strenge Kriterien an, um fossile Lock-Ins zu vermeiden (Bellmann, 2020; Germanwatch, 2017). Auch für den NABU ist der Ausschluss von Lock-In-Effekten für fossile Infrastrukturen die oberste Prämisse für den Einsatz von CCU und CCS (NABU, 2022).

Im Gegensatz zu CCS sind industrielle CCU-Anwendungen im öffentlichen Diskurs und in den Medien bisher überwiegend positiv aufgenommen worden (Institute for Advanced Sustainability Studies, 2015). Auch hier weisen Umweltverbände und die Wissenschaft aber darauf hin, dass nur strenge Nachhaltigkeitskriterien und eine stringente Lebenszyklusanalyse sicherstellen können, dass durch CCU Emissionsminderungen erreicht werden. Nur über den Einsatz von „grünem“ CO<sub>2</sub> (aus Biomasse oder der Atmosphäre gewonnen) und unter alleinigem Einsatz von erneuerbaren Energien zur Energiebereitstellung für alle CCU-Prozesse kann THG-Neutralität bei CCU-Produkten ermöglicht werden. Eine wichtige Rolle komme hier der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) der EU zu, die Nachhaltigkeitskriterien und Berechnungsgrundlagen für die THG-Einsparung festlegen soll (WWF, 2018).

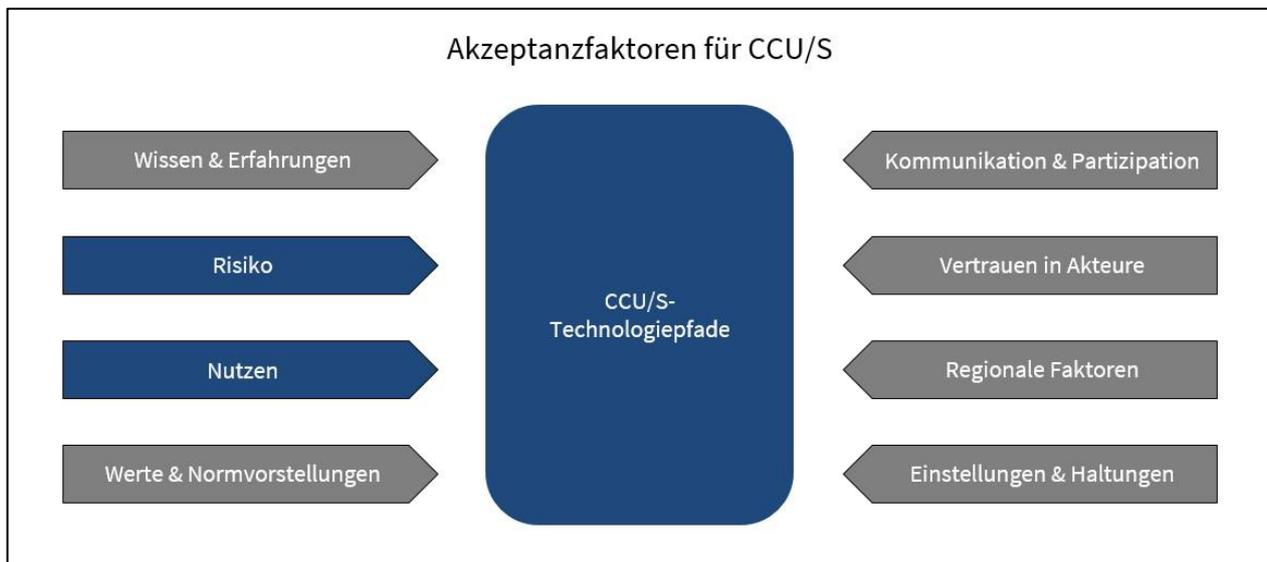
### 1.6 Erkenntnisse zur gesellschaftlichen Wahrnehmung und Akzeptanz von CCU/S

Der Evaluierungsbericht 2018 verweist auf das Verbundprojekt „CCS-Chancen“, in welchem die Akzeptanz von CCS bei den vier Vorhaben mit dem Ziel der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland betrachtet wurde. Dabei wurde deutlich, dass diese Vorhaben (bis auf das Projekt in Ketzin, siehe Kapitel 1.4) auf den Widerstand der lokalen Bevölkerung, aber auch von Vertreterinnen und Vertretern weiterer gesellschaftlicher Gruppen stießen. Gesellschaftliche Widerstände und Ablehnung gegenüber der CCS-Technologie durch die Zivilgesellschaft waren zu Beginn der Diskussion um CCS neben Fragen eines geeigneten Rechtsrahmens Gründe für eine Anpassung des KSpG und das Einstellen aller CCS-Aktivitäten.

Als „Clean Coal“ angepriesen galt CCS vor 15 bis 20 Jahren als Hoffnungsträger für eine Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken, die ausgestattet mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung geringere CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten als andere Energieerzeugungsarten haben sollten (Cames, Chaudry, & Sutter, 2021).

Im Rahmen der Diskussion um CCS an Kohlekraftwerken wurden eine Vielzahl an wissenschaftlichen Publikationen veröffentlicht. Dabei wurde in Anlehnung an die Forschung zur Akzeptanz von Infrastrukturprojekten ein Set von Akzeptanzfaktoren erarbeitet, welche die gesellschaftliche Wahrnehmung einer Technologie oder eines Infrastrukturvorhabens beeinflussen (siehe Abbildung 3).

Abbildung 3: Akzeptanzfaktoren für CCU/S, eigene Darstellung des Wuppertal Instituts in Anlehnung an Dinse (2000) sowie Geßner, Zeccola (2019)



Obleich ab 2012 in der Akzeptanzforschung eine Differenzierung nach unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Quellen begann, bleiben Forschungsleistungen hierzu bis heute noch recht marginal (Witte, 2021). Es wird dabei jedoch deutlich, dass die gesellschaftliche Wahrnehmung von CCU/S bei verschiedenen CO<sub>2</sub>-Quellen von unterschiedlich gewichteten Faktoren beeinflusst wird. Bei CCS aus industriellen Anwendungen kommt Aspekten der regionalen Wertschöpfung eine größere Bedeutung zu als dies bei CCS für die Kohleverstromung der Fall war.

Das aktuell laufende Forschungsvorhaben „Protanz.NRW“ des Wuppertal Instituts (WI) trägt zu einem besseren Verständnis der gesellschaftlichen Wahrnehmung von industriellen CCS-Anwendungen bei (Witte, Große-Kreul, & Reichmann, 2022). Innerhalb dieses Projekts wurde im Sommer 2022 eine repräsentative Umfrage der nordrhein-westfälischen Bevölkerung zur Akzeptanz von CCS in industriellen Anwendungen durchgeführt. Die Veröffentlichung der Ergebnisse steht noch aus.

Der allgemeine Wissensstand zu CCS spielt laut einer Literaturübersicht von Tcvetkov et al. (2019) eine wichtige Rolle bei der Frage, wie CCS von gesellschaftlichen Akteuren und der Bevölkerung bewertet wird (Tcvetkov, Cherepovitsyn, & Fedoseev, 2019). Die Ergebnisse des ELEGANCY-Projekts und Studien von Dütschke et al. (2016) sowie Offermann-van Heek et al. (2020) legen nahe, dass ein hoher Informationsstand die Bewertung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsoptionen erheblich verändern kann.

Die noch unveröffentlichten Ergebnisse aus Protanz.NRW suggerieren im Einklang mit dem internationalen Forschungsstand, dass in Deutschland mehrheitlich ein geringer Kenntnisstand zu CCS-Anwendungen und CCU besteht. So geben knapp 60 Prozent der Befragten an, nichts über CCS zu wissen. Befragte, die einiges (7 Prozent) oder gar viel (1,2 Prozent) wissen, sind deutlich in der Minderheit (Witte, Große-Kreul, & Reichmann, 2022). Ein höherer Informationsstand könne demnach zu einer differenzierteren Wahrnehmung von industriellem CCS führen. Es lässt sich dabei aber nicht eindeutig ableiten, ob ein höheres Wissen zu geringerer oder höherer Zustimmung bezüglich CCS und CCU führe.

Eine Betrachtung der Literatur zeigt, dass mit CCS eine Risikowahrnehmung verbunden ist und sich vor allem bei der Speicherung an Land eine lokale Wahrnehmung von CCS als Risikotechnologie verfestigen könnte (Rodriguez, et al., 2021; Glanz & Schönauer, 2021). Ein Gefahrenpotential wird zudem darin gesehen, dass Politik und Wirtschaft ihrer Verantwortung bezüglich des langfristigen Monitorings der Speicherstätten nicht gerecht würden (Thomas, Pidgeon, & Roberts, 2018; Serdoner, 2019). Auch die Ergebnisse von Protanz.NRW legen nahe, dass sowohl mit dem CO<sub>2</sub>-Transport als auch mit der Speicherung eine Risikowahrnehmung verbunden ist. Es zeigt sich, dass viele Befragte (bis zu 50 Prozent der Befragten) den Transport per Lkw mit Risiken verbinden. Dies ist in Bezug auf den Transport via Pipeline bei deutlich weniger Befragten der Fall. Innerhalb der vollständigen CCS-Prozesskette wird der Speicherung die geringste Akzeptanz entgegengebracht (Pietzner, 2015).

Ergebnisse internationaler Studien weisen darauf hin, dass das Vertrauen der Bevölkerung in die relevanten Akteure und Interessensvertreter von CCS eine wichtige Rolle bei der Konstitution der persönlichen Haltung gegenüber der Technologie spielt (Pietzner, 2015). Dabei genießen insbesondere Umwelt-NGOs und lokale Stakeholder als Vertreter lokaler und bürgerlicher Interessen ein höheres Vertrauen als beispielsweise Unternehmen (Glanz & Schönauer, 2021). Als Vermittler bei der Entwicklung von CCU/S kommt nach aktuellen Erkenntnissen lokalen Behörden eine besondere Rolle zu (Swennenhuis, Mabon, Flach, & de Coninck, 2020). Auch die Ergebnisse von Protanz-NRW weisen auf die Bedeutung von Wissenschaftlerinnen, Umweltschutzorganisationen und Verbraucherverbänden als Akteure, denen mehrheitlich Vertrauen entgegengebracht wird (Witte, Große-Kreul, & Reichmann, 2022). Für eine mögliche Entwicklung von CCS und CCU sei daher die Positionierung von Akteursgruppen und Multiplikatoren mit einer breiten Vertrauensbasis entscheidend.

## 2 Technische Fortschritte und wissenschaftliche Erkenntnisse zu CCS weltweit

In diesem Kapitel werden die aktuellen wissenschaftlichen Erkenntnisse und technischen Fortschritte zur gesamten Prozesskette von CO<sub>2</sub>-Abscheidung über den Transport bis zur CO<sub>2</sub>-Speicherung oder Nutzung dargestellt und anhand einiger bedeutender Projekte erläutert.

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung kann in drei unterschiedliche Verfahren unterteilt werden: Pre-Combustion, Post-Combustion und Oxyfuel. Pre-Combustion Verfahren scheiden das CO<sub>2</sub> bereits vor der energetischen Nutzung ab, häufig über die Gasifizierung des Energieträgers. Pre-Combustion-Verfahren sind für die Reinigung von Synthesegas Stand der Technik. Post-Combustion-Verfahren scheiden das CO<sub>2</sub> nach der energetischen Nutzung ab. Hier ist die Aminwäsche<sup>9</sup> das einzige kommerziell eingesetzte Verfahren. Bei Oxyfuel-Verfahren hingegen erfolgt der Verbrennungsprozess mit reinem Sauerstoff, wodurch ein hochkonzentrierter CO<sub>2</sub>-Abgasstrom (Anteil CO<sub>2</sub> etwa 80 Prozent, Rest großenteils Wasserdampf) entsteht, an dem die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfolgt (siehe Kapitel 2.1). Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung mittels Oxyfuel-Verfahren wird bisher nicht kommerziell betrieben.

Der Transport von CO<sub>2</sub> ist Stand der Technik und erfolgt in Rohrleitungen/Pipelines, in Kesselwagen auf Schiene und Straße und für flüssiges CO<sub>2</sub> vereinzelt mit Tankschiffen. Technische Aufgaben für konkrete CCS-Projekte bestehen in der Optimierung und Anpassungen dieser Technologien für CO<sub>2</sub>-Ströme mit unterschiedlichen Nebenbestandteilen, sowie deren Zusammenführung und Umschlag in CCS-Clustern (siehe Kapitel 2.2).

Die dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub> kann im Porenraum von Gesteinsschichten in etwa 1000 bis 4000 m Tiefe erfolgen, die von undurchlässigen Deckschichten überlagert werden. Das können einerseits erschöpfte Kohlenwasserstofflagerstätten (in Deutschland vor allem Gasfelder) sein oder sole-führende Gesteinsschichten (salinare Aquifere). Die Speicherung von CO<sub>2</sub> wird sowohl an Land, als auch unter dem Meeresboden praktiziert (siehe Kapitel 2.3).

### 2.1 CO<sub>2</sub>-Abscheidung

#### Projekte

Weltweit sind zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts 30 kommerzielle CCS-Projekte mit einer jährlichen Abscheidkapazität von 42,6 Mt CO<sub>2</sub> in Betrieb (Global CCS Institute, 2022a). Eine Übersicht über die einzelnen Projekte ist im Kapitel Zentrale Projekte und Industrieprojekte weltweit zu finden. Die meisten bestehenden Abscheidungsanlagen sind aus Kostengründen in der Industrie und bestimmten Prozessen der Energiewirtschaft vorzufinden, bei denen ohnehin prozessbedingt ein CO<sub>2</sub>-reicher Gasstrom entsteht, z. B. bei der Erdgasaufbereitung, der Düngemittelherstellung oder der Wasserstoffproduktion (Dampf-Methanreformierung). Die Kohlenstoffquellen sind in den meisten laufenden CCS-Projekten fossile Kohlenwasserstoffe; einige Projekte verwenden Biomasse (insbesondere Mais). Nur eine Anlage scheidet aktuell CO<sub>2</sub> aus Rauchgasen eines Kohlekraftwerks ab, an einem Block mit 139 MW Leistung des Kohlekraftwerks Boundary Dam, Kanada. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einem Block des Kohlekraftwerks W. A. Parish in den USA, („Petra Nova Carbon Capture Project“) wurde am 1. Mai 2020 eingestellt, da die Erdölproduktion, für die das abgeschiedene CO<sub>2</sub> verwendet worden war, aufgrund des niedrigen Ölpreises nicht mehr wirtschaftlich war (nrg, 2020). Im „Abu Dhabi CCS Project“ erfolgt derzeit eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei der Stahl- und Eisenherstellung im Stahlwerk der Emirates Steel Industries, VAE. Das einzige in der Zusammenstellung des Global CCS Institutes (GCCSI) aufgeführte CCS-Projekt, das aktuell CO<sub>2</sub> direkt aus der Luft abscheidet (DAC), ist das isländische „ORCA“-Projekt (Global CCS Institute, 2022a; climeworks, 2022a).

Die meisten aktuell geplanten CCS-Projekten entfallen auf die folgenden CO<sub>2</sub>-Quellen:

- Erdgas (u. a. zur Produktion von „blauem“ Wasserstoff)
- Biomasse aus Bioraffinerien (https. Ethanolproduktion) und Biomassekraftwerken (z. B. Kraftwerk von Stockholm Exergii AB in Värtan, Schweden, DRAX Kraftwerk nahe Selby, North Yorkshire, Vereinigtes Königreich)
- Müllverbrennungsanlagen (z. B. Anlage von Hafslund Oslo Celsio in Oslo, Norwegen, als Teil des „Longship“-Projekts; Anlage des Amager Resource Center in Kopenhagen, Dänemark)

---

<sup>9</sup> Bei der Aminwäsche wird die in Abhängigkeit von Druck und Temperatur variierende Löslichkeit von CO<sub>2</sub> in aminhaltigen Lösungen genutzt um CO<sub>2</sub> aus einem Stoffstrom abzuscheiden. Durch eine Erhöhung der Temperatur und einer Verringerung des Drucks kann das CO<sub>2</sub> der Lösung wieder entnommen und die aminhaltige Lösung erneut eingesetzt werden. Die Reinigung der CO<sub>2</sub>-reichen Aminlösung ist dabei sehr energieintensiv.

- Zementwerke (z. B. am Norcem Zementwerk in Brevik, Norwegen, im Cementa Zementwerk in Slite, Gotland, Schweden) (Global CCS Institute, 2022a; Global CCS Institute, 2021).

### Technologien

Mittlerweile stehen zahlreiche weitentwickelte Verfahren (mit einem TRL 7 bis 9) zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus unterschiedlichen Gasströmen zur Verfügung (Kearns, Liu, & Consoli, 2021). Verschiedene Technologien (vor allem Post-Combustion Capture und Oxyfuel-Verfahren) zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> – insbesondere aus Kraftwerksrauchgasen – werden sowohl in Deutschland als auch weltweit seit 15 bis 20 Jahren intensiv erforscht, um die Prozesse zu optimieren und damit deren Kosten und Energiebedarfe zu reduzieren (Deutscher Bundestag, 2018). Im Projekt „LAUNCH“ werden bspw. Prozesse der Waschmittelalterung bei der Aminwäsche und mögliche Gegenmaßnahmen in der Abscheide-Pilotanlage im Innovationszentrum von RWE in Niederaußem untersucht (LAUNCH, 2022).

Seit einigen Jahren wird zudem verstärkt untersucht, wie diese Abscheidetechnologien an industriellen Anlagen, insbesondere Zementwerken und Stahlwerken, und Müllverbrennungsanlagen eingesetzt werden können, wozu sie an die Bedingungen der industriellen Prozessgase (CO<sub>2</sub>-Konzentration, Nebenbestandteile, Druck- und Temperaturbedingungen etc.) angepasst, sowie effizient in bestehende industrielle Prozesse integriert werden müssen. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei der Zementherstellung wird aktuell im Pilotmaßstab in den vom BMWK geförderten Projekten „CemRoCap“ (Aminwäsche) und „AC<sup>2</sup>OCem“ (Oxyfuel-Verfahren) erprobt (enargus, 2022a; AC<sup>2</sup>OCem, 2022). Als Baustein zur Einführung des Oxyfuel-Verfahrens entstand in dem Zementwerk der HeidelbergCement AG in Hannover eine Klinkerkühler-Versuchsanlage im Rahmen des Horizon 2020-Projektes „CEMCAP“ (SINTEF, 2022a).

### Aktuelle Entwicklungen

Da sich für unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen und -Verwendungszwecke spezifische Anforderungen an die Abscheidung und Aufreinigung des CO<sub>2</sub> ergeben können, werden seit einigen Jahren verstärkt auch alternative Abscheideverfahren entwickelt und erprobt:

- Aktuell wird im Zementwerk der HeidelbergCement AG in Hannover eine neuentwickelte Kalzinierungsanlage (mit dem patentierten „LEILAC-Verfahren“) als Teil des laufenden EU-geförderten Projektes LEILAC2 errichtet, mit der 100 000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr abgeschieden werden sollen (Betriebsbeginn für 2025 geplant) (Leilac, 2022).
- Im Projekt MemKoWI werden aktuell mehrstufige Membranverfahren für die Gastrennung erforscht, u. a. CO<sub>2</sub> aus Rauchgasen von Gichtgaskraftwerken und Hochöfen der Stahlindustrie, von Frischholzkraftwerken, aus Abgasen der Zementindustrie sowie die Abtrennung von H<sub>2</sub> aus Prozessgasen der Stahlindustrie (enargus, 2022b).
- Alternative Abscheideverfahren werden in Deutschland weiterhin im Technikumsmaßstab bzw. in kleineren Pilotanlagen untersucht, z. B. an der TU Darmstadt (EST TU Darmstadt, 2022). Im Projekt LOUISE wird die sogenannte „Chemical Looping Combustion“<sup>10</sup>, zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung bei der Müllverbrennung erprobt, im Projekt ANICA wird der Einsatz eines neuen Carbonate Looping-Prozesses<sup>11</sup> zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Kalk- und Zementwerken untersucht (ACT, 2022a; ANICA, 2022).

Seit einigen Jahren wird auch die CO<sub>2</sub>-Abscheidung direkt auf Schiffen oder schwimmenden Plattformen mit verschiedenen Verfahren erforscht und erprobt (MemCCSea, 2022; Larkin, et al., 2022; EverLoNG, 2022). Die weltweit erste CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage wurde im Jahr 2021 auf einem Kohlefrachter der Kawasaki Kisen Kaisha, Ltd. („K Line“), Japan, installiert und über sechs Monate erfolgreich getestet (Kawaski Kisen Kaisha, 2021). Auf Schiffen abgeschiedenes CO<sub>2</sub> muss dann im Hafen abgeladen und einer Nutzung oder Speicherung zugeführt werden.

---

<sup>10</sup> Beim Chemical-Looping-Verfahren wird ein Brennstoff mit reinem Sauerstoff oxidiert (verbrannt), welcher über ein Metalloxid der Reaktion beigelegt wird. Der entstehende Abgasstrom enthält fast ausschließlich CO<sub>2</sub> und Wasser, wodurch das CO<sub>2</sub> sehr leicht abgeschieden werden kann. Das Chemical-Looping-Verfahren ist eine Variante des Oxyfuel-Verfahrens.

<sup>11</sup> Beim Carbonate Looping wird CO<sub>2</sub> aus einem Stoffstrom in einem Feststoff (CaO) chemisch absorbiert. Das absorbierte CO<sub>2</sub> kann bei einer Veränderung der Temperatur und des Drucks wieder freigesetzt und der absorbierende Stoff wiederverwendet werden.

Eine Möglichkeit zur CO<sub>2</sub>-Entnahme besteht darin, CO<sub>2</sub> durch geeignete Verfahren direkt aus der Luft abzuscheiden (Direct Air Capture, DAC). Eine große Herausforderung der DAC-Technologie ist die im Vergleich zu Abgasströmen sehr geringe CO<sub>2</sub>-Konzentration der Luft, die den Durchsatz großer Luftvolumina zur Abscheidung signifikanter CO<sub>2</sub>-Mengen erfordert. Für DAC können flüssige oder feste Sorbentien oder einer Kombination davon verwendet werden (Chauvy & Dubois, 2022). Die Schweizer Firma Climeworks AG war der erste kommerzielle Anbieter von Anlagen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft. Die Abscheidung erfolgt bei dem Climeworks-System durch Adsorption des CO<sub>2</sub> an einem festen porösen Granulat und anschließende Desorption durch Wärmezufuhr (ca. 100 Grad Celsius) und Sammeln des desorbierten CO<sub>2</sub> (sog. Temperaturwechsel-Adsorption). Die größten weiteren kommerziellen Anbieter von DAC-Anlagen sind momentan Carbon Engineering (Kanada) und Global Thermostat (USA).

Aktuell werden 18 DAC-Anlagen mit einer Gesamtabseidekapazität von nur rund 0,01 Mt CO<sub>2</sub>/a betrieben (IEA, 2022a). Im Projekt „Orca“ scheidet die bisher größte DAC-Anlage der Firma Climeworks auf Island 4.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr aus der Luft ab (climeworks, 2022a). In der Nähe ist bereits das nächste Projekt („Mammoth“) mit einer Abscheidungskapazität von 36.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr im Bau (climeworks, 2022b). Pläne für den Bau einer großmaßstäblichen DAC-Anlage mit einer Kapazität von 0,5-1 Mt CO<sub>2</sub> gibt es beispielsweise in Schottland (Projekt Dreamcatcher; Förderzusage der britischen Regierung im Jahr 2021) oder den USA (Global CCS Institute, 2021; Carbon Engineering, 2021; IEA, 2022b).

Abbildung 4: Die weltgrößte DAC-Anlage „Orca“ in Island (Climeworks, 2022a)



Generell ist der Energiebedarf für DAC hoch (Smith, Stuart, & Smith, 2016). Aus diesem Grund ist der mit DAC zu erreichende Klimabeitrag neben der weiteren Verwendung des Kohlenstoffs auch von der Energiebereitstellung für den Betrieb der DAC-Anlage abhängig. Langfristig muss die Energiebereitstellung daher erneuerbar sein. Die Kostenangaben variieren sehr stark je nach Verfahren und Randbedingungen. Die meisten der in Chauvy & Dubois (2022) zusammengestellten Kosten für DAC liegen deutlich über denen einer CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Industrieanlagen wie in Leeson et al. (2017) aufgeführt (Chauvy & Dubois, 2022; Leeson, Dowell, Shah, Petit, & Fenell, 2017).

#### **Info: Carbon Management-Strategie des Bundeslands Nordrhein-Westfalen**

In der Carbon Management Strategie des Bundeslands Nordrhein-Westfalen wird der für die Treibhausgasneutralität in der Industrie notwendige Umgang mit Kohlenstoff in einer „Kaskade“ beschrieben, an deren Beginn eine Reduktion des Kohlenstoffeinsatzes z. B. über den Einsatz erneuerbarer Energieträger (grüner Strom und Wasserstoff) steht. Weiterhin benötigte fossile Rohstoffe und Energieträger (etwa Kohlenstoffbedarfe der Industrie oder Brennstoffe für Hochtemperaturprozesse) sollten soweit möglich durch nachhaltige Biomasse ersetzt werden (Defossilisierung). Über die Sekundärrohstoffnutzung sowie über Material- und Ressourceneffizienz (siehe Maßnahmenfeld 10, Teil C) sollte der Kohlenstoffbedarf weiter reduziert werden, bevor dann über CCU/S verbleibende CO<sub>2</sub>-Mengen in den Kreislauf geführt oder endgültig gespeichert werden.

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

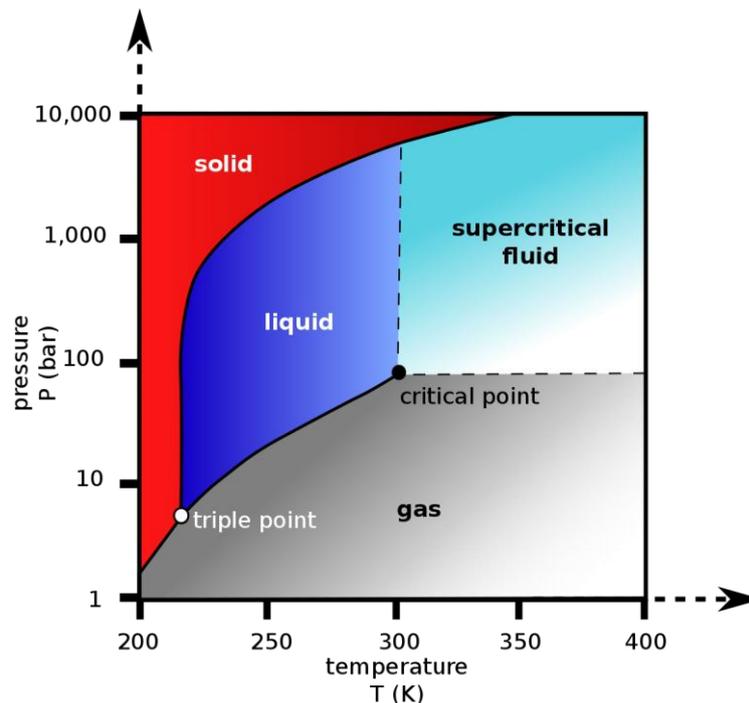
Da sich industrielle CO<sub>2</sub>-Quellen und mögliche Nutzer oder Speicherstätten meist nicht am gleichen Ort befinden, muss CO<sub>2</sub> transportiert werden. Der Transport von CO<sub>2</sub> in Kesselwagen, auf Schiene und Straße, in Rohrleitungen sowie in Tankschiffen, wird seit Jahrzehnten für kommerzielle Zwecke praktiziert, sodass deren Technologiereifegrad mit 9 (ausgereift) angegeben werden kann (Europäische Kommission, 2021c). Da in Tankschiffen und Kesselwagen bisher lediglich kleine Mengen transportiert werden, besteht dennoch Bedarf an der Optimierung der vorhandenen Technologien.

Der Transport von CO<sub>2</sub> ist im gasförmigen, flüssigen oder überkritischen Zustand möglich, in Tanks (Schiff oder Kesselwagen) oder in Rohrleitungen. Die gesetzliche Regelung ist Kapitel 3.2.2 zu entnehmen.

Es sind verschiedene korrosionsbeständiger Stähle für den Transport von Gasgemischen, beispielsweise korrosiver Sauergerase, am Markt verfügbar und für den Einsatz für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung, den Transport und die Injektion von CO<sub>2</sub>-Strömen mit verschiedenen Verunreinigungen getestet worden. Sowohl Stähle als auch Bohrungszemente wurden auf ihre Beständigkeit hin untersucht. Daher kann das TRL 9 auch für die Beständigkeit von Materialien gegenüber CO<sub>2</sub>-Strömen unterschiedlicher Zusammensetzung angenommen werden.

Es sind Ingenieuraufgaben, die passenden Materialien für die jeweiligen Einsatzbereiche bei Neuanlagen auszuwählen, bzw. die Eignung vorhandener Anlagen zum Transport von CO<sub>2</sub>-Strömen zu prüfen, denn CO<sub>2</sub>-Ströme unterschiedlicher Zusammensetzung lassen sich nicht beliebig miteinander kombinieren (ISO TR 27921:2020). Obwohl keine grundsätzlichen Hindernisse für den Transport von CO<sub>2</sub>-Strömen gesehen werden können sich aufgrund von Inkompatibilitäten Einschränkungen für den Zugang zu Kohlendioxid-Leitungsnetzen (§ 33 KSpG) ergeben, über die die Bundesnetzagentur zu befinden hat (Rütters, et al., 2022).

Abbildung 5: Phasendiagramm von Kohlenstoffdioxid mit Tripelpunkt und kritischem Punkt



Ergänzend zum Evaluierungsbericht der Bundesregierung von 2018 (Deutscher Bundestag, 2018), der den damaligen Stand der Technik zum CO<sub>2</sub>-Transport wiedergibt, sind in den Jahren 2019-2022 nachfolgend beschriebene Entwicklungen zu verzeichnen:

### Pipeline

Nach der Erforschung spezifischer Aspekte des Transports von CO<sub>2</sub>-Strömen in Rohrleitungen, wurde im Berichtszeitraum mit konkreten Planungen zur Umsetzung von Pipeline-Infrastrukturprojekten begonnen. Die im Oktober 2019 von der EU-Kommission veröffentlichte vierte Liste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse

(engl. „Projects of Common Interest“; PCI) im Energiebereich enthielt fünf grenzüberschreitende CO<sub>2</sub>-Transportnetzwerke, für welche dadurch eine europäische Förderung möglich wird. Die im November 2021 angenommene fünfte Liste der PCIs beinhaltet sechs Infrastrukturmaßnahmen zum länderübergreifenden CO<sub>2</sub>-Transport (Annex zur EU-Verordnung 347/2013) (siehe Kapitel 4.2). Die Auflistung des britischen Projektes „CO<sub>2</sub>-Sapling“ fiel durch das Ausscheiden Großbritanniens aus der EU weg. Das irische „Evia Cork Projekt“ wurde ebenfalls nicht in die fünfte Liste übernommen.

Auf der Vorschlagsliste standen auch zwei deutsche Vorhaben, die jedoch nicht in die Unionsliste aufgenommen wurden:

- CO<sub>2</sub>-Verflüssigung und Zwischenspeicherung im Energiepark Wilhelmshaven,
- Downstream-Pipeline Hastedt – Bremen.

Die Landesbehörden haben keine Pipeline-Planungen zur Eintragung ins Register nach § 5 KSpG an die Registerbehörde übermittelt.

Die Stadt Wilhelmshaven, der JadeWeserPort und weitere Interessenten veröffentlichten 2021 eine Machbarkeitsstudie für einen CO<sub>2</sub>-Umschlagplatz in Wilhelmshaven (Merkel, de Gurtubay, & Lennardt, 2021). In der Carbon Management Strategie NRW wurden Cluster für CO<sub>2</sub>-Pipelinenetze an Rhein und Ruhr, sowie in Westfalen, zwecks Transportes zu Umschlagplätzen in Rotterdam bzw. Wilhelmshaven skizziert (Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2021).

Ausblickend kann erwähnt werden, dass Open Grid Europe und Tree Energy Solutions im Jahr 2022 den Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Startnetzes von Köln bzw. Wolfsburg und Salzgitter, über einen Knotenpunkt in Oldenburg bis nach Wilhelmshaven, angekündigt haben (Abbildung 6). Mit einer Länge von 964 km sollen in der ersten Phase jährlich bis zu 18,8 Mt CO<sub>2</sub> transportiert werden können (OGE, 2022).

Air Liquide kündigte 2022 Pläne für die Errichtung eines CO<sub>2</sub>-Umschlagplatzes in Duisburg mit Eisenbahn-, Rohrleitungs- und Binnenschiffanbindung an; Wintershall-DEA und Equinor gaben Pläne für den Bau einer CO<sub>2</sub>-Pipeline von Wilhelmshaven bis in die norwegische Nordsee bekannt (Volkman, 2022; equinor, 2022a). Darüber hinaus haben Wintershall-DEA, Norge AS und CapeOmega AS im Oktober 2022 gemeinsam eine Erkundungslizenz für CO<sub>2</sub>-Speicher unter der Norwegischen Nordsee, südwestlich des Erdgasfeldes Troll, erworben. Zuvor hat im April 2022 Equinor bereits eine Lizenz zur Erkundung eines Speichers in der Nordsee („Smeaheia“), sowie mit Partnern eine Lizenz zur Errichtung eines Speichers in der Barentssee, „Polaris“, erhalten. Für die stufenweise Erkundung ist ein Zeitraum von bis zu vier Jahren vorgesehen (equinor, 2022b).

Abbildung 6: Kartenskizze des geplanten CO<sub>2</sub>-Rohrleitungsnetzes (grün) und möglicher Erweiterungen (grau) (OGE, 2022)



Der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW) entwickelt ein neues CO<sub>2</sub>-Regelwerk, dessen erste Arbeitsblätter zu CO<sub>2</sub>-Strömen sowie zur Planung und Errichtung von CO<sub>2</sub>-Leitungen aus Stahlrohren 2022 herausgegeben wurden (Mundt, 2022). Die ISO Norm 27913:2016 „Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems“ ist nach dem Jahr 2021 zu revidieren, um neue Forschungsergebnisse zu berücksichtigen (siehe unten).

Neupert und Hilgenstock (2022) weisen darauf hin, dass die bestehenden Regelwerke den CO<sub>2</sub>-Transport für die Speicherung nach § 4 des KSpG abdecken, der leitungsgebundene Transport für die Nutzung von CO<sub>2</sub> aber bisher in Deutschland gesetzlich nicht geregelt ist (Neupert & Hilgenstock, 2022).

Herausforderungen für die weitere Forschung und Entwicklung von Leitungsnetzwerken betreffen die möglichen wechselnden Nebenbestandteile von CO<sub>2</sub>-Strömen, in Netzwerken mit CO<sub>2</sub>-Strömen unterschiedlicher Herkunft. Die Konzentrationen der Nebenbestandteile haben Einfluss auf die Parameter der Pipelineauslegung, die Materialanforderungen an Stähle und Elastomere, den Transport und die Ablagerung von Erosionsprodukten und die Messung von CO<sub>2</sub>-Strömen und deren Zusammensetzungen (Sonke, Bos, & Paterson, 2022; Rütters, et al., 2022). Der Weiterentwicklung der Transportsicherheit widmet sich ein weiteres aktuelles Forschungsfeld, dass sich mit den dynamischen Vorgängen beim möglichen Versagen von Rohrleitungen (aufgrund äußerer Einwirkungen oder interner Korrosion) mit dem Austritt von CO<sub>2</sub>-Strömen befasst. Hierzu werden numerische Modellierungen und Feldexperimente zur Verbesserung des detaillierten Prozessverständnisses durchgeführt (Vitali, Corvaro, Marchetti, & Terenzi, 2022). Equinor hat im norwegischen Porsgrunn 2020 eine Pipelinetestanlage eröffnet (Vitali, Corvaro, Marchetti, & Terenzi, 2022; equinor, 2020a). Ziel der Feldexperimente ist die Erhöhung der Sicherheit des Rohrleitungstransports. Bisherige Annahmen zur Rissausbreitung sind, nach einem Bericht vom internationalen Zertifizierungsinstitut DNV GL, nicht ganz zutreffend, da Ergebnisse neuer Experimente nicht ausreichend bei der Berechnung der Wanddicken von CO<sub>2</sub>-Pipelines berücksichtigt worden seien (DNV GL, 2019), was aber bei der Neufassung der technischen Regelwerke berücksichtigt wird. In solchen Testanlagen können dann auch Versuche mit Gemischen unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Ströme angestellt werden, wie sie in Transportnetzwerken auftreten könnten.

Neben technischen Fragestellungen widmet sich die Forschung Fragen der Wirtschaftlichkeit, der Optimierung von Rohrleitungskorridoren und der Entwicklung von Netzwerken, die unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen und Speicherstätten verbinden. Dabei werden meist konkrete Fallstudien betrachtet, etwa zur Nachnutzung bestehender Infrastruktur aus der Kohlenwasserstoffförderung (unter anderem Erdgasleitungen), z. B. unter der niederländischen Nordsee (Wildenborg, Loeve, & Neele, 2022). Bei der Planung einer CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur ist auch die zeitliche Reihenfolge der Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-Quellen und -Speichern zu beachten, da Quellen bspw. aufgrund von Umstellungen in der Energieversorgung wegfallen können, Kohlenwasserstofflagerstätten zu unterschiedlichen Zeiten ausgefördert und Speicher sukzessive vollgefüllt sein können. Die Planung von Überkapazitäten für einen erwarteten Zuwachs an Transportraten und zur Vorsorge für mögliche Netzerweiterungen ist eine Herausforderung für den wirtschaftlichen Betrieb von Pipelines und ggf. auch Speichern.

Für die gesamte Prozess- und Anlagenkette von CO<sub>2</sub>-Quellen zu -Speichern muss ein möglichst ungestörter Fluss der CO<sub>2</sub>-Ströme sichergestellt werden, um Störungen und Ablassen von CO<sub>2</sub> zu vermeiden sowie einen effizienten Transport zu gewährleisten<sup>12</sup>. Rohrleitungen können lediglich einige Stunden als Puffer fungieren, wenn die Einleitung in einen Speicher unterbrochen wird (Aghajani, et al., 2017).

### Schiffstransport

Beim Schiffstransport von CO<sub>2</sub> wurden weitere Schritte zur Realisierung des gemeinsamen Industrieprojektes „Northern Lights“ unternommen (siehe Kapitel 5.3.4). Im Oktober 2021 wurde der Bau von zwei CO<sub>2</sub>-Tankschiffen in Auftrag gegeben. Die beiden 130 m langen Küstenmotorschiffe sollen jeweils 5.500 m<sup>3</sup> flüssiges CO<sub>2</sub> in Druckbehältern transportieren können. Designstudien für Schiffe mit größerer Kapazität (bis zu 12.000 m<sup>3</sup>) sind in Arbeit (Northern Lights, 2021).

Für den Transport über größere Entfernungen als im Northern Lights-Projekt wird seit Ende 2021 im „CETO“-Projekt die Entwicklung von größeren Tankern für bis zu 30.000 m<sup>3</sup> untersucht, die CO<sub>2</sub> auch aus weiter entfernten Quellen, wie Umschlagplätzen an der deutschen Nordseeküste, kostengünstig zu Speichern vor der Küste Norwegens befördern könnten (DNV, 2022a). Die kostengünstigste Option muss aber vorhabensspezifisch ermittelt werden, wobei die gesamte zu transportierende CO<sub>2</sub>-Menge, die Kapazität der Schiffe, die Lage der Ex- und Importterminals, deren Ausstattung, der Transportdruck, die Injektivität der Speicher und andere Faktoren Einfluss auf die Investment- und Betriebskosten haben (Nysaeter, et al., 2021).

Die derzeitigen Schiffe transportieren CO<sub>2</sub> bei etwa -30 Grad Celsius und 15 bis 18 bar, während die neuen Tanker CO<sub>2</sub> bei -50 Grad Celsius transportieren könnten. Bei dieser Temperatur reichen 5,5 bis 7 bar aus, um CO<sub>2</sub> flüssig zu halten (ZEP, 2022a). Durch den geringeren Druck wäre eine dünnere Wandstärke der Druckbehälter ausreichend, wodurch weniger Edelstahl benötigt würde. Demgegenüber stehen steigende Anforderungen an die Isolierung sowie ein höherer Energiebedarf zum Abkühlen und Verflüssigen der CO<sub>2</sub>-Ströme, was bei der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung der Prozesskette betrachtet werden muss.

Zudem ist eine hohe Reinheit der CO<sub>2</sub>-Ströme bei der Abkühlung bis in die Nähe der Tripelpunkt-Temperatur (-56,6 Grad Celsius) von CO<sub>2</sub> erforderlich (ZEP; CCSA, 2022). Ebenso wie beim Zugang zu Kohlendioxidleitungsnetzen sind Spezifikationen für die CO<sub>2</sub>-Qualität für den Schiffstransport erforderlich. Aufgrund technökonomischer Analysen unter Berücksichtigung der zuvor genannten Relationen kommt das Konsortium des CO<sub>2</sub>LOS III-Projekts zur Einschätzung, dass das Optimum für einen sicheren und kostengünstigen Transport von CO<sub>2</sub> im Bereich von 7-10 bar liegt (Skagestad, Knudsen, May, Nysaeter, & Matthisen, 2022).

Shell arbeitet an Entwürfen für Schiffe mit bis zu 70.000 m<sup>3</sup> Transportkapazität (Tan, 2022). Prinzipiell könnte laut DNV GL auch ein effizienter Transport größerer CO<sub>2</sub>-Mengen, bis 80.000 m<sup>3</sup> oder mehr, in Schiffen mit Bündeln aufrecht stehender Zylinder bei hohem Druck (35 bis 45 bar) und Umgebungstemperatur möglich sein (DNV, 2022b). Hierbei würde weniger Energie für das Kühlen des CO<sub>2</sub> als beim Schiffstransport von tiefkaltem CO<sub>2</sub> (siehe oben) benötigt; zudem könnten die bereits hohen Drücke für den Rohrleitungstransport genutzt werden.

In Japan werden ebenfalls konkrete Schritte zur Realisierung einer Infrastruktur für den Schiffstransport unternommen. Diese beinhalten die Entwicklung von größeren Kugeltanks mit mehr als der bisher realisierten Kapazität von 850 t CO<sub>2</sub> und die Entwicklung von Schiffen mit Tanks bis zu 60.000 m<sup>3</sup> Fassungsvermögen, für deren Konstruktionsprinzip bereits eine Zulassung erteilt wurde. Solche Schiffe hätten einen Tiefgang von 12,6 m, sodass sie Tiefwasserhäfen anlaufen oder ihre Ladung an schwimmenden Terminals umschlagen müssten. Ab 2024

---

<sup>12</sup> Das Technische Komitee 265 der ISO arbeitet derzeit an einem Technischen Berichts zu dieser Problematik

soll der Betrieb im Demonstrationsmaßstab erprobt werden. Dafür sind zehn Fahrten zum Transport von jeweils etwa 1.000 t CO<sub>2</sub> vom Kraftwerk Maizuru zum Pilotspeicher Tomakomai geplant. Das Demonstrationsschiff von 70 m Länge ist mit zwei Tanks ausgestattet, in denen zunächst reines CO<sub>2</sub> zwischen -20 Grad Celsius bei 2,1 MPa und -50 Grad Celsius bei 1,1 MPa transportiert werden kann (Sawada et al., 2022).

Bezüglich des Transports von CO<sub>2</sub> mit Binnenschiffen hat es kaum Entwicklungen im Berichtszeitraum gegeben. Kostenbetrachtungen zum Schifftransport von Duisburg nach Rotterdam wurden im „CO2LOS II“ Projekt betrachtet (SINTEF, 2022b). Passend zu den Ankündigungen zum Bau eines Umschlagplatzes in Duisburg haben das dänische Unternehmen Dan-Unity und die belgische Firma Victrol im März 2022 den Bau von Binnenschiffen zum Transport von CO<sub>2</sub> aus Deutschland, der Schweiz, Belgien oder den Niederlanden zu Umschlagplätzen an der Nordseeküste in Aussicht gestellt (DAN-UNITY CO<sub>2</sub>, 2022). Die Bauzeit würde knapp zweieinhalb Jahre betragen.

Für den Transport von flüssigem CO<sub>2</sub> gelten nach der Gefahrgutverordnung Straße, Eisenbahn und Binnenschiffahrt (GGVSEB) Regeln des Europäischen Übereinkommens über die internationale Beförderung von gefährlichen Gütern auf Binnenwasserstraßen (ADN), in dem auch Anforderungen an Tankschiffe für flüssiges CO<sub>2</sub> enthalten sind, z. B. maximaler Füllstand der Tanks und Sicherheitseinrichtungen (United Nations, 2021).

Die Internationale Standardorganisation (ISO) und andere Gremien prüfen derzeit, ob das existierende technische Regelwerk für den bereits stattfindenden Transport von CO<sub>2</sub> mit Schiffen ausreichend ist (sei es, dass vorhandene Regeln, vor allem für den Flüssiggastransport, übernommen oder angepasst werden können, oder bereits CO<sub>2</sub>-spezifische Regeln existieren), oder ob für den erwarteten Transport von CO<sub>2</sub> in größeren Schiffen neue Regeln erforderlich sind (siehe Kapitel 6).

### **Tankfahrzeuge und Kesselwagen**

Der Transport von CO<sub>2</sub> in Tanks auf Schiene und Straße ist industrielle Praxis. Aus natürlichen Quellen gewonnenes CO<sub>2</sub> wurde bereits im vergangenen Jahrhundert oft in Kesselwagen auf der Eisenbahn transportiert, heute eher in Tankfahrzeugen auf der Straße. Für beides liegt das Technology Readiness Level (TRL) bei 9. Der Transport in Tanks eignet sich auch für CO<sub>2</sub>-Ströme aus verschiedenen technischen Quellen, insbesondere der chemischen Industrie, bei kleineren Mengen oder für temporäre CCU/S-Projekte. Beispielsweise wurde das CO<sub>2</sub> von der Abscheidungsanlage am Kraftwerk Schwarze Pumpe mittels Tanklastzügen zum Pilotspeicher in Ketzin transportiert. Auch für das Pembina/Cardium EOR-Pilotprojekt in Kanada wurde CO<sub>2</sub>, welches an Erdgasaufbereitungsanlagen abgeschieden wurde, mit Tanklastzügen zu den einzelnen Injektionsbohrungen gebracht. Air Liquide transportiert CO<sub>2</sub> aus der Ammoniakproduktion der Stickstoffwerke Piesteritz ebenfalls in Kesselwagen. Für die Nutzung abgeschiedenen Kohlendioxids gewinnt der Transport zu unterschiedlichen Abnehmern über Straße und Schiene zunehmend an Bedeutung, sodass auf diese Optionen hier ebenfalls eingegangen wird.

Für den Transport von flüssigem CO<sub>2</sub> gilt in Deutschland die GGVSEB. Darin sind in § 12 die Zuständigkeiten für die Zulassung und Überprüfung der Tanks geregelt. Transporte sind als Gefahrgut „Kohlendioxid, tiefgekühlt, flüssig“ zu kennzeichnen (UN-Nummer 2187). Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass CO<sub>2</sub> auch als Feststoff (Trockeneis) transportiert werden kann, welches ebenfalls als Gefahrgut (UN-Nummer 1845) eingestuft ist (Institut für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (IFA)).

Für den Straßentransport sind nach der GGVSEB die Anforderungen gemäß dem Übereinkommen über die internationale Beförderung gefährlicher Güter auf der Straße (ADR) zu beachten (UNECE, 2021). Darin werden u. a. Anforderungen an Material und Testdrücke für Tanks festgestellt. Beim Straßentransport von CO<sub>2</sub> kann es neben allgemein gültigen Anforderungen und Einschränkungen an den Transport von Flüssigkeiten in Tankwagen oder Tankcontainern zusätzliche Einschränkungen geben. Der Transport von CO<sub>2</sub> durch Tunnel ist für die meisten Tunnelklassen untersagt.

Für den Bahntransport sind nach der GGVSEB die Vorschriften der Ordnung für die internationale Eisenbahnbeförderung gefährlicher Güter (RID) zu beachten (unter anderem maximale Füllstände oder Kennzeichnung der Kesselwagen sowie Anforderungen an deren Prüfung).

Beim Bahntransport ist die Eignung der jeweiligen Bahnstrecken zu beachten. Streckenklassifikationen erfolgen gemäß der EU-Verordnung 1299/2014 in technischen Spezifikationen für die Interoperabilität (TSI) oder, da die meisten Strecken vor der Einführung der Richtlinie gebaut wurden, nach der Klassifikation in der DIN EN 15528. Die Klassifikation legt Nutzlastgrenzen, wie die maximal erlaubten Achslasten, Geschwindigkeiten oder der Massen pro Längeneinheit fest. Zudem sind Zuglängen und Lichtraumprofile der Strecken begrenzt. Für die meisten

Bahnstrecken in Deutschland sind die TSI-Kategorien für den Güterverkehr, die Streckenklassen und weitere relevante Informationen (u. a. Anzahl der Gleise, Elektrifizierung) im Infrastrukturregister der DB-Netze enthalten.

### Sicherheit und Umwelt

Die allgemeinen Gefahren beim Austritt von CO<sub>2</sub>-Strömen aus Rohrleitungen und Schiffen wurden unter anderem im Evaluierungsbericht 2018 dargestellt. Beim Transport in Tankfahrzeugen und Kesselwagen ist die Wahrscheinlichkeit von Unfällen vermutlich der allgemein beim Schienengüterverkehr und im Güterfernverkehr auf der Straße beobachteten Unfallhäufigkeit entsprechend. Dabei werden die bei weitem höchsten Unfallkosten pro Kilometer von Last- und Sattelzügen auf der Straße verursacht. Gegenüber Rohrleitungen sind zusätzliche Umweltbelastungen durch Verkehrslärm und Abgase, insbesondere beim Straßentransport und bei Schiffen zu erwarten. Der Energieverbrauch von Lastkraftwagen und Binnenschiffen wird noch zum Großteil aus fossilen Rohstoffen gedeckt (bfg, 2007). Indirekte Auswirkungen sind mit Flächenverbrauch oder dem Energiebedarf von Umschlagplätzen verbunden. Einige der Umweltauswirkungen verschiedener Verkehrsmittel für den Gütertransport sind in Tabelle 1 gegenübergestellt. Detailliertere Umweltbilanzen wurden u. a. vom Umweltbundesamt erstellt (Umweltbundesamt, 2020a).

Tabelle 1: **Vergleichende Betrachtung ausgewählter Umweltbeeinträchtigungen durch verschiedene Transportmittel für Massengüter<sup>13</sup>**

	LKW	Bahn	Binnenschiff
Primärenergieverbrauch [MJ/tokm]	0,9 – 9,4	0,34 – 0,53	0,14 – 0,31
Unfallkosten 2000 – 2005 [ct/100 km]	42,9	6,0	3,3
Prognose externer Kosten durch Luftschadstoffe 2025 [ct/tokm]	10 – 11	4 – 6	2 – 5

### Umschlagplätze und Zwischenspeicherung

Mit dem Ausbau von Transportnetzwerken für die Verknüpfung multipler CO<sub>2</sub>-Quellen mit unterschiedlichen Abnehmern oder Speicherstätten dürften in Zukunft vermehrt Umschlagplätze benötigt werden.

An sogenannten „multimodalen“ Umschlagplätzen (engl. „hubs“), wie von Air Liquide für Duisburg angekündigt (siehe oben) können die Transportmittel für CO<sub>2</sub>-Ströme gewechselt werden. Zur Anpassung von Druck, Temperatur, Dichte oder anderer Eigenschaften der CO<sub>2</sub>-Ströme an das jeweilige Transportmittel oder die Injektionsanlagen sind technische Anlagen erforderlich, um die CO<sub>2</sub>-Ströme entsprechend zu konditionieren. Die Kompression erfolgt nach Möglichkeit schon bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung, um die an den Kompressoren anfallende Wärme, beispielsweise für die Abscheidung mittels Aminwäsche, nutzen zu können. Die Erwärmung von tiefgekühltem, flüssigen CO<sub>2</sub> kann an den Küsten mittels Meerwasser-gespeisten Wärmetauschern erfolgen. Dazu sind spezielle Umschlagterminals erforderlich, so wie sie im norwegischen Øygarden gebaut werden (Umschlag vom Schiff zur Pipeline). Beim Umschlag des CO<sub>2</sub> von Rohrleitungen auf Schiffe muss es entspannt, abgekühlt und verflüssigt werden (Engel & Kather, 2018).

Da der Transport mit Schiffen diskontinuierlich erfolgt und bei ungünstiger Witterung (Orkane in der Nordsee, Hoch- oder Niedrigwasser von Flüssen) auch für einige Tage unterbrochen sein kann, ist unter Umständen die Zwischenspeicherung von CO<sub>2</sub> erforderlich (Bjerketvedt, Tomasgard, & Roussanaly, 2020). An der deutschen Nordseeküste könnten Zwischenspeicher in unterirdischen Salzkavernen eingerichtet werden, analog zu den dort schon betriebenen Kavernen für die Erdgasspeicherung. Anderenorts können oberirdische Tankanlagen aus zylindrischen oder Kugeltanks errichtet werden.

Die Anzahl der benötigten Schiffe und die erforderlichen Umschlagszeiten sollten bei der Planung von Umschlagplätzen so berücksichtigt werden, dass auf zukünftige Entwicklungen des CO<sub>2</sub>-Aufkommens flexibel reagiert werden kann. Am Umschlagplatz in Øygarden (Norwegen) ist beispielsweise ein Tanklager aus zwölf Zylindern mit

<sup>13</sup> Gefahrstoffinformationssystem der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung

einer Höhe von etwa 31 m vorgesehen, die insgesamt ein Speichervolumen von 8.250 m<sup>3</sup> beinhalten (equinor, 2020b).

Als weitere zukünftige Entwicklung ist es denkbar, dass Schiffe CO<sub>2</sub> in eine Richtung und Energieträger wie Flüssiggas oder Ammoniak in die entgegengesetzte Richtung transportieren. Dies würde neben geeigneten Schiffen auch die Kombination von CO<sub>2</sub>- mit Energieumschlagplätzen erforderlich machen. Solche kombinierten Transporte werden aber aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an den Transport und Umschlag der verschiedenen Stoffe noch als zu komplex für die ersten Schiffstransporte von CO<sub>2</sub> angesehen (Aghajani, et al., 2017). Die Firma Treen Energy Solutions hat 2022 eine entsprechende Ankündigung zum Aufbau eines „Wilhelmshaven Green Energy Hub“ gemacht, in dessen Rahmen ein geplantes LNG-Terminal perspektivisch mit synthetischem Methan beliefert werden soll, und im Gegenzug CO<sub>2</sub> exportiert wird, das wiederum zur Methansynthese dienen soll (Jendrischik, 2022).

Für die direkte Entladung von CO<sub>2</sub>-Tankern an stehenden oder schwimmenden Plattformen im Meer sind im Berichtszeitraum keine konkreten Pläne bekannt geworden. Das niederländische Unternehmen Carbon Collectors hat den Einsatz von Schubschiffen mit jeweils einer Kapazität von 5.500 m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> vorgeschlagen und eine grundsätzliche Bauartzulassung dafür erhalten. So könnte CO<sub>2</sub> an einer Plattform entladen werden, während das Schubschiff einen neuen Leichter holen fährt. Mit zwei Leichtern könnten ab 2025 etwa 0,5 Mt CO<sub>2</sub>/a transportiert werden (Carbon collectors, 2022). Im September 2022 hat das französische Unternehmen Technip den Bau einer schwimmenden Injektionsplattform vor der Küste Australiens angekündigt. Auf der Plattform soll flüssiges CO<sub>2</sub>, welches mit Schiffen angeliefert werden soll, für die Injektion zwischengespeichert werden können (Technip Energies, 2022). Auch im von Norwegen geförderten CO<sub>2</sub>LOS III-Projekt arbeitet ein Industriekonsortium an der Entwicklung flexibel einsetzbarer schwimmender CO<sub>2</sub>-Umschlagplätze (SINTEF, 2022b).

## 2.3 CO<sub>2</sub>-Speicherung

Ergänzend zum Evaluierungsbericht der Bundesregierung von 2018 (Deutscher Bundestag, 2018), der den damaligen Stand der Technik sowie grundlegende Sachverhalte zu verschiedenen Aspekten der CO<sub>2</sub>-Speicherung wiedergibt, sind in den Jahren 2019–2022 (Stand September 2022) nachfolgend beschriebene Entwicklungen zu verzeichnen.

### 2.3.1 Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung

#### CCS-Netzwerke

In der Vergangenheit wurden vor allem CCS-Projekte mit einer einzelnen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage und einem eigenen nachgeschalteten Transport- und Speichersystem geplant und umgesetzt. Seit einigen Jahren bilden sich verstärkt regionale Verbünde/Cluster von Unternehmen, die eine gemeinsame Transport- und Speicherinfrastruktur (z. B. Pipelines, Hafenanlagen, Zwischenspeicher, Speicherstandorte) entwickeln und nutzen wollen. Von solchen CCS-Netzwerken (oder in Kombination mit der Erschließung von CO<sub>2</sub>-Nutzern auch CCU/S-Netzwerke oder CCU/S-Cluster) können auch kleinere Speicherprojekte profitieren, wenn sie Zugang zu einer Transport- und Speicherinfrastruktur erhalten. In Europa formen sich derzeit solche Netzwerke insbesondere im regionalen Umfeld der Nordsee. Diese Entwicklung ist vor allem darin begründet, dass unterhalb der Nordsee große geologische CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale existieren. Auf Basis veröffentlichter Daten und Anfragen bei staatlichen geologischen Diensten der Nordsee-Anrainerstaaten beziffert die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) die statische CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität unterhalb der Nordsee (inkl. Norwegische See und Barentssee) in einem Bereich von etwa 150 bis 190 Gt CO<sub>2</sub>.

#### Überwachungstechnologien

Die Erforschung, Erprobung und kommerzielle Anwendung von Überwachungstechnologien (Monitoring) machte im Berichtszeitraum Fortschritte. Aus konzeptionellen Studien, Pilot- und kommerziellen Speicherprojekten sind in den letzten Jahren viele neue Informationen und Forschungsergebnisse zur Speicherüberwachung veröffentlicht worden. Insbesondere wurden Überwachungstechnologien für den Offshore-Bereich getestet und weiterentwickelt, teilweise über Experimente mit kontrollierter Freisetzung von CO<sub>2</sub> am Meeresgrund oder im Meeresboden, um beispielsweise zu testen, wie effektiv eine Technologie bzw. ein Verfahren das freigesetzte CO<sub>2</sub> detektieren kann (z. B. EU-Projekte wie „ECO2“ (ECO2, 2022) oder „STEMM-CCS“ (STEMM-CCS, 2022)). In Connelly et al. (2022) wird ein solches Experiment zur Freisetzung von CO<sub>2</sub> im britischen Nordseesektor (Was-

sertiefe ca. 120 m) beschrieben. Die eingesetzte Sensortechnik konnte bei einer sehr geringen CO<sub>2</sub>-Freisetzungsrate von 6 kg pro Tag das freigesetzte CO<sub>2</sub> im Sediment und in der Wassersäule nachweisen (Connelly, et al., 2022).

Insgesamt stehen eine große Bandbreite von Überwachungstechnologien zur Verfügung, die für die CO<sub>2</sub>-Speicherung im großen Maßstab genutzt werden kann (IEAGHG, 2020; Bloomberg et al., 2021). Aktuelle operative CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte konzentrieren sich auf die Methoden, die erforderlich sind, um projektspezifische Herausforderungen anzugehen, und optimieren ihre Überwachungskonzepte kontinuierlich weiter, so wie auch in § 20 des KSpG gefordert. Laut Blomberg et al. (2021) liegen technische Entwicklungspotenziale in den Bereichen Sensortechnik, Datenmanagement sowie intelligenten autonomen Systemen (z. B. „*Autonomous Underwater Vehicles*“, AUVs). Derzeit haben letztgenannte „autonome“ Unterwasserfahrzeuge eine eingeschränkte Entscheidungsautonomie und folgen vordefinierten Fahrwegen, bei Reichweiten von bis zu 1.000 km oder darüber hinaus (Dean, Blackford, Connelly, & Hines, 2020). Vollständig autonome AUVs, die in der Lage sind, basierend auf Sensormessungen, in Echtzeit intelligent zu handeln, sind nach Blomberg et al. (2021) technologisch in näherer Zukunft realisierbar und würden u. a. die Kosteneffizienz solcher Fahrzeuge verbessern.

Große Entwicklungspotenziale werden auch in glasfaserbasierten Sensoren und Überwachungssystemen gesehen, mit denen verschiedene Parameter entlang der Kabel mit hoher zeitlicher und räumlicher Auflösung erfasst werden können. Freies und in Wasser gelöstes CO<sub>2</sub> kann direkt bestimmt werden. Weiterhin können Druck, Temperatur, Gassättigung des Porenraums, Seismizität und Deformationen des Untergrundes mit Glasfaserkabeln ermittelt und seismische Messungen (Nutzung der Glasfaser als Geophon) durchgeführt werden. Sie können an der Erdoberfläche, im Boden entlang von Rohrleitungen sowie am Meeresboden oder in Tiefbohrungen zur Injektion oder Speicherüberwachung verlegt werden. Die Potenziale sind groß, die Betriebserfahrungen, insbesondere was die Langzeitstabilität der Fasern und Sensoren in anspruchsvoller Umgebung angeht, aber noch begrenzt. Daher wird der Einsatz von glasfaserbasierten Überwachungsverfahren u. a. im europäischen Verbundforschungsprojekt „DigiMon“ getestet und weiterentwickelt (DigiMon, 2022). Ihr Einsatz in Kombination mit herkömmlichen Überwachungsverfahren, kann aufgrund der hohen Auflösung heute schon sinnvoll sein. Aufgrund vergleichsweise geringer Kosten könnten sie in Zukunft möglicherweise heute etablierte Überwachungstechnologien ersetzen.

### Salzausfällung bei der CO<sub>2</sub>-Injektion in saline Aquifere

Zu verschiedenen Aspekten der CO<sub>2</sub>-Speicherung in salinaren Aquifere wurde bereits im letzten Evaluierungsbericht berichtet, wie z. B. Verdrängung von Formationswasser, Ausbreitung von CO<sub>2</sub> im Speicher, Einlösung von CO<sub>2</sub> im Formationswasser, oder Druckmanagement. Im Folgenden wird der Aspekt „Salzausfällung“ betrachtet. Die Injektion von CO<sub>2</sub> in einem salinaren Aquifer, der hochsalinaries Formationswasser (Sole) führt, kann zu Salzausfällungen im Porenraum des Speichergesteins führen. Dies rührt daher, dass im Bereich der CO<sub>2</sub>-Fahne (räumliche Verbreitung der freien CO<sub>2</sub>-Phase im Porenraum) das Speichergestein ausgetrocknet werden kann, wodurch das Restwasser, das um die Injektionsstelle herum verblieben ist, sich in dem trockenen CO<sub>2</sub>-Strom lösen kann. Bei einer hochkonzentrierten Sole können dadurch Salzminerale im Porenraum ausfallen und infolgedessen die Porosität und Permeabilität des Speichergesteins im direkten Umfeld der Injektionsbohrung reduzieren. Dies könnte negative Auswirkungen auf den Injektionsverlauf haben, z. B. eine verringerte Injektionsrate. Salzausfällungen und mögliche Probleme mit der Injektivität wären auch bei einer Speicherung im Norddeutschen Becken (inklusive der deutschen Nordsee) zu beachten, da die Formationswässer der potenziellen Speichergesteine (z. B. die Sandsteine im Mittleren Buntsandstein) dieses großen Sedimentationsraumes teils sehr hohe Salzgehalte aufweisen. Solche Beeinträchtigungen können durch geeignete technische Maßnahmen, beispielsweise durch die Injektion von Süßwasser vor und während der CO<sub>2</sub>-Injektion, vermieden werden.

Salzausfällungen bei der Speicherung von CO<sub>2</sub> in einem salinaren Aquifer mit hochsalinarem Formationswasser wurden z. B. beim operativen CCS-Projekt „Quest“ in Kanada beobachtet und im zunächst genutzten Reservoir des Speichers „Snøhvit“ (Norwegen) vermutet. Im Projekt Quest startete die CO<sub>2</sub>-Injektion im Oktober 2015. Bis November 2020 wurden nach Smith et al. (2021) ca. 5,6 Mt CO<sub>2</sub> sicher in einem hochsalinaren Aquifer verpresst. In diesen ersten Projektjahren ging jedoch die Injektivität zurück, was mit Salzausfällungen (Halit, chemisch NaCl), z. B. in den Perforationslöchern der Injektionsbohrung, erklärt werden konnte. Deshalb wurde im Jahr 2020 eine „Halit-Sanierungsbehandlung“ entwickelt, die auf der Injektion eines auf Wasserbasis hergestellten Fluids beruht, welches das ausgefällte Salz lösen und somit die Verringerung der Injektivität wirksam mildern kann. Die Durchführung einer solchen Behandlung verursacht laut Smith et al. (2021) nur einen Bruchteil der Kosten, die das Abteufen einer neuen Injektionsbohrung verursacht hätte. Solche Behandlungen können nach Bedarf durchgeführt werden, um die Injektivität auf einem für den vorgesehene CO<sub>2</sub>-Strom erforderlichen Niveau zu halten (Smith, et al., 2021). Die in solchen Projekten gewählten Ansätze und Verfahren zur Vermeidung und

Entfernung unerwünschter Salzausfällungen im Nahbereich einer Injektionsbohrung könnten auch von anderen Projekten adaptiert werden, um eventuellen Problemen durch eine verringerte Injektivität vorzubeugen.

### **TRL für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung**

Aufgrund der verschiedenen kommerziellen, zum Teil seit Jahrzehnten betriebenen CCS-Projekte (das älteste Speicherprojekt „Sleipner“ in der norwegischen Nordsee läuft seit 1996) sowie der zahlreichen nationalen und internationalen Forschungsaktivitäten in dem letzten Jahrzehnt zu verschiedenen Aspekten der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung ist der Erfahrungs- und Kenntnisstand zur technischen Durchführung von CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten hoch. Kearns et al. (2021) ordnen den beiden (konventionellen) geologischen Speicheroptionen „CO<sub>2</sub>-EOR“ und „Salinare Aquifere“ einen TRL von jeweils 9 zu. Der CO<sub>2</sub>-Speicherung in entleerten Erdöl- und Erdgaslagerstätten (ohne Ertragssteigerung) ordnen Kearns et al. (2021) hingegen geringere TRL von 5 bis 8 zu, da diese Option bisher nur in Demonstrationsprojekten angewendet worden ist. Einen noch geringeren TRL ordnet die Studie unkonventionellen Optionen wie der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Basalten und ultramafischen Gesteinen (TRL 2 bis 6) oder der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Kohleflözen mit erhöhter Methanproduktion (TRL 2 bis 3) zu.

### **2.3.2 CO<sub>2</sub>-Speicherung und Mineralisierung in basischen Gesteinen**

Seit dem Evaluierungsbericht zum KSpG von 2018 hat sich die Forschung und Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Speicherung und Mineralisierung in basischen Gesteinen erheblich weiterentwickelt. Diese Entwicklungen und die daraus entstandenen Erkenntnisse werden deshalb im Folgenden entsprechend ausführlicher dargestellt als im vergangenen Evaluierungsbericht.

In den Speichergesteinen salinärer Aquifere kann CO<sub>2</sub> bestenfalls mineralisch durch die Reaktion mit Mineralen zu festen Karbonaten gebunden werden (engl. „mineral trapping“). Da Sandsteine als typische Gesteine für CO<sub>2</sub>-Speicher nur wenige geeignete und reaktionsfreudige Minerale enthalten, verläuft die Mineralisierung bei den gängigen Konzepten der CO<sub>2</sub>-Speicherung nur langsam und unvollständig ab. Dadurch verbleibt ein Großteil des injizierten CO<sub>2</sub> langfristig als separate Phase oder gelöst im Formationswasser im Porenraum der Gesteine.

In den letzten Jahren wurden zunehmend Speicherpotenziale von basischen Gesteinen untersucht, mit denen CO<sub>2</sub> schneller und zu größeren Anteilen zu Karbonatmineralen reagieren kann, als z. B. in Sandsteinen. In Frage kommende basische Gesteine sind vulkanische Fest- und Lockergesteine, vor allem Basalt, Hyaloklastite, basaltische Tuffe und Tephra, sowie Peridotite des Erdmantels. Speziell Nordamerika und Island treiben die Forschung und Entwicklung zur Mineralisierung von CO<sub>2</sub> in basischen Gesteinen voran. Aktuell wird ein Konzept auch mit finanzieller Unterstützung der Bundesregierung erforscht, wobei CO<sub>2</sub> mit Schiffen zur Speicherung in Basalt-Gesteinsschichten auf Island oder im Mittelatlantischen Rücken transportiert werden soll (CDRMare, 2022a).

Für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in basische Vulkanite wird mitunter ebenfalls der Begriff „Mineralisierung“ verwendet. Dieser bezeichnet aber allgemein die Reaktion von CO<sub>2</sub> mit einem geeigneten Reaktionspartner zu Karbonatmineralen. Deshalb wird teilweise auch der Begriff „in-situ Mineralisierung“ verwendet, um darauf hinzuweisen, dass diese Mineralisierung in einem unterirdischen, geologischen Speicher abläuft. Im Gegensatz zur teilweise sehr langsam ablaufenden natürlichen Mineralisierung zielt die Mineralisierung im Kontext der CO<sub>2</sub>-Speicherung (in-situ Mineralisierung) darauf ab, eine technisch beschleunigte Bildung von Karbonatmineralen zu erreichen, die CO<sub>2</sub> zugleich dauerhaft im geologischen Untergrund bindet.

Die CO<sub>2</sub>-Speicherung in basischen Vulkaniten bietet mehrere Vorteile gegenüber einer Speicherung in porösen Sedimentgesteinen. Allerdings existieren auch noch einige Wissenslücken bezüglich der Eignung von basischen Vulkaniten als CO<sub>2</sub>-Speicher (Raza, et al., (2022)). Zudem sind einige potenzielle Nachteile zu beachten. Diese Vor- und Nachteile und noch bestehende Wissenslücken werden im Folgenden zusammenfassend erläutert.

Basische Vulkanite sind hochreaktiv gegenüber sauren, CO<sub>2</sub>-reichen Lösungen. Sie enthalten Minerale, wie Olivin, Plagioklas, Pyroxene oder vulkanisches Glas, die als Hauptbestandteile unter anderem Calcium, Magnesium und Eisen enthalten. Durch die Lösung dieser Minerale werden Calcium-, Magnesium- und Eisen-Kationen freigesetzt, die dann mit gelöstem HCO<sub>3</sub><sup>-</sup> oder CO<sub>3</sub><sup>2-</sup>-Anionen reagieren und Karbonatminerale, z. B. Kalzit, Dolomit oder Ankerit, bilden.

Bereits durch die Injektion einer reinen (ggf. mit Nebenbestandteilen vermischten) CO<sub>2</sub>-Phase wird die Mineralisierung in basischen Vulkaniten beschleunigt. Eine weitere technische Beschleunigung der Mineralisierung wird durch den Einsatz eines innovativen Injektionsverfahrens erzielt, welches am Teststandort Hellisheidi in Island seit Jahren erprobt und weiterentwickelt wird. Bei diesem Verfahren wird CO<sub>2</sub> (und H<sub>2</sub>S als Nebenbestandteil) bei der Injektion in Wasser gelöst und als einphasige wässrige Lösung injiziert. Durch diese Injektionsmethode

wird (vermutlich) auch eine gute Durchmischung im Speicher erzielt und der durch CO<sub>2</sub> angesäuerte reaktive Bereich im Speicher wird im Vergleich zu einer Injektion einer reinen CO<sub>2</sub>-Phase größer sein. Die für die Karbonatmineralbildung benötigten Kationen können in einem größeren Bereich des Speichers freigesetzt werden, sodass auch größere Mengen CO<sub>2</sub> mineralisieren können. Diese technische Beschleunigung führt zu einer im Vergleich zu Sedimentgesteinen raschen Ausfällung von Karbonatmineralen innerhalb weniger Wochen oder Monate. Dadurch wird das injizierte CO<sub>2</sub> innerhalb kurzer Zeiträume sicher im Speicher basischer Vulkanite als Festphase gebunden.

Allerdings werden für die Herstellung des CO<sub>2</sub>-Wasser-Gemisches zusätzliche Mengen Energie und Wasser benötigt. Während etwa 27 Tonnen Wasser zum Einlösen von einer Tonne CO<sub>2</sub> bei 25 bar und 25 Grad Celsius benötigt werden, ist der Mehrbedarf an Energie für die Wasserinjektion nach aktuellem Forschungsstand nicht abschätzbar. Bei der Planung von Speicherstandorten, bei denen diese Injektionsmethode angewandt werden soll, müssen die Kosten und die Verfügbarkeit großer Mengen Wasser und Energie im Vorfeld mitberücksichtigt werden und sollten nach Raza et al. (2022) in eine Kosten-Nutzen-Abwägung einfließen.

Unter der Annahme, dass das gesamte CO<sub>2</sub> auch im Speicher im Wasser gelöst bleibt, keine Entgasung stattfindet und das Gemisch eine höhere Dichte als das ursprüngliche Formationswasser des Speichers hat, wird sich das injizierte CO<sub>2</sub>-Wasser-Gemisch tendenziell nach unten in größere Tiefen bewegen und es würde kein Deckgestein (Barriere) benötigt werden. Allerdings sind die vulkanischen Gesteinsformationen keine homogenen porösen Medien, in denen sich eine solche dichtegetriebene Konvektion ungehindert einstellen kann. Die Ausbreitung der injizierten Lösung wird sich daher eher entlang von Strukturen, die gegenüber der Umgebung erhöhte hydraulische Durchlässigkeit haben, ausbreiten und könnte daher auch wieder nach oben gelangen. Zudem könnten bei der Injektion eines solchen CO<sub>2</sub>-Wasser-Gemisches im Vergleich zu einer Injektion einer reinen, ggf. mit Nebenbestandteilen vermischten CO<sub>2</sub>-Phase erhöhte Korrosionsraten von technischen Bauteilen, insbesondere Bohrlochkopf, Bohrlochwand und Zementation, auftreten, was spezielle korrosionsresistente Materialien erfordern würde.

Basische Vulkanite sind weit verbreitet, unter anderem in Indien, Australien, Kanada oder Südafrika (neben den USA und Island). Sie kommen sowohl an Land, als auch unter dem Meeresboden vor und bilden teilweise großflächige und großvolumige Gesteinsablagerungen (z. B. Flutbasalte oder vulkanische Großprovinzen, engl. „Large Igneous Provinces“). In Deutschland sind diese nur in wenigen Regionen anzutreffen, wo sie oft kleine Vorkommen bilden, die zudem als Rohstoffvorkommen, Trinkwasseraquifere oder anderweitig geschützt sind. Die Potenziale für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung in basischen Vulkaniten in Deutschland sind daher, wie bereits im Evaluierungsbericht von 2018 festgestellt, begrenzt bzw. zu vernachlässigen.

Die theoretisch große globale Kapazität für die CO<sub>2</sub>-Speicherung in basischen Vulkaniten ist mit erheblichen Unsicherheiten verknüpft, die zum einen darin begründet liegen, dass nur einzelne Lagen oder Bereiche dieser Gesteine aufgrund ausreichend hoher Porositäten und Permeabilitäten als CO<sub>2</sub>-Speicher in Frage kommen. Zum anderen könnte die Neubildung der Karbonatminerale während des Speicherbetriebs die Porosität und Permeabilität der Gesteine erheblich verringern, was in den aktuell verfügbaren Berechnungsformeln zur Bestimmung der Speicherkapazitäten ignoriert wird (Raza, et al., (2022).

Hinzu kommt, dass im Vergleich zu den anderen potenziellen Speicheroptionen über reservoir-geologische Eigenschaften basischer Vulkanite nur wenig bekannt ist und deren Eignung als geologische CO<sub>2</sub>-Speicher erst noch für die jeweiligen Standorte nachgewiesen werden müsste. Beispielsweise sind die für den hydraulischen Transport in basischen Vulkaniten wichtige Schlackenlagen, Bruchstrukturen und Risse sehr heterogen verteilt und deren Lage und Anzahl ist schwer zu prognostizieren (Wu, Jayne, Bodnar, & Pollyea, 2021). Es fehlen etablierte geophysikalische Erkundungstechniken, die es ermöglichen, die Schichtung und den oft heterogenen und komplexen Internbau der meist durch mehrmalige Eruptionen entstandenen und dadurch typischerweise mächtigen und großflächigen vulkanischen Ablagerungen zu untersuchen. Mit Hilfe klassischer reflektionsseismischer Untersuchungstechniken, die zum Beispiel in Sedimentbecken erfolgreich zur Charakterisierung potenzieller Speicherkomplexe eingesetzt werden, ist es aktuell nur schwer möglich, die zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in Frage kommenden porösen und permeablen bzw. gut geklüfteten Lavaströme von den impermeablen vulkanischen Schichten zu unterscheiden (Raza, et al., (2022).

Des Weiteren ist nicht zuverlässig vorhersagbar, wie sich die Injektivität und vor allem der Reservoirdruck in basisch-vulkanischen Speichergesteinen (über längere Zeiträume) verhalten. An den beiden einzigen bis heute (Oktober 2022) existierenden Pilotstandorten, an denen CO<sub>2</sub> in basische Vulkanite injiziert wurde, wurden vergleichsweise kleine Mengen in den Untergrund verpresst (13.000 t CO<sub>2</sub> am Standort Hellisheidi in Island, 1.000 t CO<sub>2</sub> in Wallula, USA). Damit lassen sich die aus diesen Projekten gewonnen Erkenntnisse in Bezug auf

das langfristige Verhalten der Injektivität basischer Vulkanite nur schwerlich auf Projekte im industriellen Maßstab (Mt pro Jahr) extrapolieren.

Es bleibt auch noch zu untersuchen, ob sich bildende Karbonatminerale gegebenenfalls zusätzlich die Injektivität erniedrigen und so potenziell zu einem Anstieg des Reservoirdrucks führen können (Raza, et al., (2022). Menefee et al. (2020) schlussfolgert einerseits, dass CO<sub>2</sub>-gesteuerte Ausfällungsreaktionen selbstlimitierend bezüglich der Speicherkapazität basischer Vulkanite sein können, weil Karbonatneubildungen sich bevorzugt in schmalen Rissen oder Porenhälsen bilden und so den Transport von CO<sub>2</sub> im Reservoir verringern (Menefee, et al., 2020). Da aber andererseits Karbonatausfällungen damit eher in einem Diffusions-dominierten Bereich zu erwarten sind und nicht in einem Advektions-/Transport-dominierten Bereich, wie er im Nahbereich um eine Injektionsbohrung herum existiert, wären Karbonatneubildungen um das Bohrloch herum unwahrscheinlich und folglich reduzierte Injektivitäten nicht zu erwarten (Menefee, et al., 2020).

Ein erhöhter Reservoirdruck sowie Temperaturunterschiede zwischen dem injizierten CO<sub>2</sub>-Wasser-Gemisch und Speichergestein führten im isländischen Pilotstandort Hellisheidi zum Auftreten hydraulisch-thermisch induzierter Seismizität (maximalen Magnitude von 2,5<sup>14</sup>) (Clark, et al., 2020; Gunnarsson, Kristansson, Gunnarsson, & Juliusson, 2015). Das Risiko induzierter Seismizität ist bei der Injektion eines CO<sub>2</sub>-Wasser-Gemisches als hoch einzuschätzen, da große Mengen Wasser mit dem CO<sub>2</sub> in die Speicherformation gepumpt werden (Snæbjörnsdóttir, et al., 2020). Folglich erhöht sich der Reservoirdruck schneller als bei einer Injektion von reinem CO<sub>2</sub>. Damit steigt insbesondere bei hohen Injektionsraten auch das Risiko, Risse oder Bruchstrukturen im Speicher zu erzeugen bzw. zu reaktivieren.

Ein weiteres potenzielles Risiko bei der Speicherung in basischen Vulkaniten sind toxische Metalle, wie Pb, Mn, Cd, Sr und Cu. Diese sind häufige Nebenbestandteile in den Mineralen basischer Vulkanite und können bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung im Zuge der Gesteinsumwandlung mobilisiert werden. Im Fall einer Leckage könnten sie z. B. flache Grundwasserleiter kontaminieren (siehe Kapitel 7).

Um die effektive Porosität, die Permeabilität, die Injektivität, den Reservoirdruck, die Reaktionsraten relevanter Minerale in basischen Vulkaniten und vor allem die komplexen Wasser-CO<sub>2</sub>-Gesteins-Wechselwirkungen und deren Einfluss auf die Transporteigenschaften im Speicher besser verstehen zu können, sind standortspezifische Untersuchungen und weitere Injektionstests erforderlich, um besser abschätzen zu können, ob eine Speicherung von CO<sub>2</sub> im industriellen Maßstab in basischen Vulkaniten technisch möglich ist (Snæbjörnsdóttir, et al., 2020). Aufgrund limitierter bzw. schwer prognostizierbarer Speicherkapazitäten sind Speicherstandorte in basischen Vulkaniten vermutlich eher für kleine bis mittlere Emissionsmengen (10er bis 100er kt) geeignet (Raza, et al., (2022).

### 2.3.3 Natürliche Kohlenstoffentnahme

CO<sub>2</sub> kann auch durch Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes gebunden und aus der Atmosphäre entfernt werden. Hierbei handelt es sich um Maßnahmen zum Schutz, zur Wiederherstellung und zur nachhaltigen Nutzung von terrestrischen und marinen Ökosystemen. Zur Qualifizierung von Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes als CDR müssen zusätzliche Anforderungen an die Langfristigkeit von erreichten zusätzlichen Kohlenstoffeinspeicherungen sowie zum Ausgleich natürlicher Schwankungen erfüllt werden. Es ist dabei auch zu verhindern, dass Landnutzungsänderungen kurzfristig zu erheblichen Freisetzungen von THG-Emissionen und zum Verlust der Speicherwirkung führen können.

Einige CDR-Methoden greifen stärker in natürliche Prozesse der CO<sub>2</sub>-Speicherung ein, beziehungsweise beschleunigen diese durch unterschiedliche Ansätze. Dies ist insbesondere für Maßnahmen zur Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Speicherung in marinen Ökosystemen, etwa durch die sogenannte Ozeandüngung, der Fall.<sup>15</sup> Gerade solche stärkeren Eingriffe in sensible marine und terrestrische Ökosysteme müssen weiter untersucht werden, da die kurzfristig erreichte Klimaschutzwirkung solcher Eingriffe durch eine längerfristig einsetzende Degradation der Ökosysteme konterkariert werden kann. Natürlicher Klimaschutz zielt daher darauf, die Resilienz der Ökosysteme so

---

<sup>14</sup> Die höchsten Magnituden von bis zu 4,0 traten vor der CO<sub>2</sub>-Injektion auf, sondern bereits während der Verpressung von Abwässern aus dem Geothermiekraftwerk.

<sup>15</sup> Für Maßnahmen, die einen „bewussten großskaligen Eingriff in das Klimasystem Erde“ darstellen, wird auch der Begriff Geoengineering oder Climate Engineering verwendet (Parson & Reynolds, 2021). Dieser Begriff beschreibt auf der einen Seite verschiedene Maßnahmen zur Beeinflussung des Strahlungshaushalts der Erde (engl. Solar Radiation Management; SRM). Auf der anderen Seite umfasst die Definition von Geoengineering teilweise auch CDR-Methoden, also verschiedene Ansätze, der Atmosphäre aktiv CO<sub>2</sub> zu entziehen (Umweltbundesamt, 2019a). Der Term Geoengineering ist jedoch umstritten aufgrund der Tatsache, dass er zwei sehr unterschiedliche Arten des Eingriffs in das Klimasystem beschreibt (Parson & Reynolds, 2021). Die gebräuchlichste Verwendung des Begriffs findet im Kontext von SRM statt, wobei dann auch von Solar Geoengineering gesprochen wird (National Academies of Sciences, Engineering and Medicine, 2021).

zu stärken, dass die Maßnahmen sowohl zum Biodiversitäts- als auch zum Klimaschutz beitragen. Die Ziele der CO<sub>2</sub>-Entnahme müssen auch in Verbindung mit weiteren Nachhaltigkeitszielen betrachtet werden. Dabei sind u. a. auch mögliche Auswirkungen der Klimaänderung auf die langfristige Stabilität der Ökosystemfunktionen abzuschätzen.

Im Mai 2021 hat daher das UN Chief Executives Board for Coordination ein gemeinsames Vorgehen vereinbart, um naturbasierte Ansätze und biologische Vielfalt in nachhaltige Entwicklung zu integrieren (UN Chief Executives Board for Coordination, 2021). Im Maßnahmenkatalog zur Vereinbarung werden natürliche Klimaschutzmaßnahmen ausdrücklich berücksichtigt: „*Nature is conserved and restored, while nature-based solutions for disaster risk reduction, climate action are accelerated*“ (UNSCEB, 2021). Die Vertragsstaaten der Biodiversitätskonvention arbeiten derzeit an einer globalen Post-2020-Rahmenvereinbarung (Convention on Biological Diversity, 2022).

Die EU-Kommission hat in ihrer Mitteilung „Sustainable Carbon Cycles“ (2021 (800)) angekündigt die Schaffung „nachhaltiger und klimaresilienter Kohlenstoffkreisläufe“ voranzutreiben und einen Zertifizierungsrahmen für die Kohlenstoff-Entnahme in natürlichen und industriellen Systemen, sowie für die Speicherung von Kohlenstoff in langlebigen Produkten zu entwickeln. Hierbei bezieht die Kommission allerdings bewusst auch Maßnahmen der Emissionsminderung aus natürlichen Ökosystemen, wie etwa Moorwiedervernässungen in ihren Vorschlag mit ein. Für die natürlichen Ökosysteme sollen für Maßnahmen einer verbesserten Landnutzung (Carbon Farming) sowie für die verstärkte CO<sub>2</sub>-Bindung in Meer und in Küstengebieten (marines CDR) Zertifizierungskriterien entwickelt werden.

Da die natürliche CO<sub>2</sub>-Bindung in Ökosystemen als Alternative oder Ergänzung zur technologischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung und Speicherung (CCS) diskutiert wird und damit der Umfang der CO<sub>2</sub>-Speicherung in natürlichen Ökosystemen Auswirkungen auf die Notwendigkeit und den Umfang von CCS hat, wird auch in diesem Evaluierungsbericht ein kurzer Ausblick auf diese Optionen gegeben, auch wenn sie nicht unter das KSpG fallen.<sup>16</sup> Die Bundesregierung fördert Forschungsaktivitäten in diesem Bereich und führt mit dem Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz umfangreiche Maßnahmen ein, um die Ziele nach § 3a KSG zu erreichen.

Durch Photosynthese gebildete Biomasse kann genutzt und in Produkte oder in Ökosystemen gespeichert werden bzw. verbleiben, beispielsweise in Mooren, Wäldern oder Böden, aber auch in städtischen Gebieten, z. B. durch die Begrünung versiegelter Flächen und der Humusspeicherung in Stadtgärten (Kabisch, Korn, Stadler, & Bonn, 2017).

Nachfolgend wird eine Übersicht über die am häufigsten diskutierten Ansätze für CO<sub>2</sub>-Entnahme im Zusammenhang mit natürlichen Ökosystemen für Deutschland gegeben. Nicht alle diese Ansätze können als Natürlicher Klimaschutz eingestuft werden, da nicht bei allen eine Synergie zum Biodiversitätserhalt gegeben ist.

### **Aufforstung / Wiederaufforstung**

Über die Photosynthese entzieht das Baumwachstum der Atmosphäre Kohlendioxid und speichert dieses in der Biomasse des Baumes und im Boden (Edenhofer, et al., 2021; Erlach, et al., 2022). Durch Aufforstung neuer Waldstandorte bzw. Wiederherstellung geschädigter alter Waldstandorte wird die Waldfläche ausgebaut bzw. erhalten und die Senkenfunktion von Wäldern langfristig gesichert. Die Umweltauswirkung von Aufforstung und Wiederaufforstung ist abhängig von der Ausführung (Zielzustand des Waldes, Baumartenwahl, Anbauweise etc.) Die Aufforstung kann, korrekt angewendet, unter Berücksichtigung standorttypischer Rahmenbedingungen i.d.R. zu einem verbesserten lokalen Klima führen. Außerdem kann die Biodiversität im Vergleich zur vorherigen Nutzung sowie die Rückhaltung von Regenwasser verbessert werden. Die Aufforstung kann auch zu Änderungen des Kohlenstoffgehalts im Boden führen. Problematisch sein kann der Verlust von Biodiversität im Vergleich zur vorherigen Nutzung, wobei die Biodiversitätsentwicklung selbst auch immer von der vorherigen Nutzung abhängt (Aufforstung von artenreichem Offenland oder Sonderstandorten). Aktuell bilden die deutschen Wälder eine CO<sub>2</sub>-Senke, die jährlich ungefähr 57 Mt CO<sub>2</sub> aufnimmt. Allerdings beschreiben Studien den Erhalt dieser CO<sub>2</sub>-Senke bei der aktuellen Nutzung und Klimaveränderung als sehr herausfordernd (Umweltbundesamt, 2021). Die Sorge um diese CO<sub>2</sub>-Senke wird dadurch gestützt, dass beispielsweise im letzten Jahrzehnt ein signifikanter Nettorückgang der Senkenfunktion der Wälder der EU festgestellt wurde. Diese fiel von - 316 Mio. t CO<sub>2</sub>äq. im Jahr 2013 auf -251 Mio. t CO<sub>2</sub>äq. im Jahr 2017 (Reise, Hennenberg, Böttcher, & Benndorf, 2021). Besonders anfällig sind naturferne Wirtschaftswälder (z. B. Eukalyptus Bestände im Mittelmeerraum), die beispielsweise als standortsfremde Reinbestände kaum Resilienz aufweisen. Die Trockenheit der letzten Jahre hat umfangreiche

<sup>16</sup> BMBF Programme CDRmare und CDRterra (CDRterra, 2022; CDRmare, 2022a)

Schäden hinterlassen. Über 450.000 ha sind wiederzubewalden. Neben der Erhöhung der Kohlenstoffspeicherung im Wald könnte eine CO<sub>2</sub>-Senke auch durch die vermehrte Nutzung von möglichst langlebigen Holzprodukten (etwa als Baumaterialien) erzeugt werden (Reise, Hennenberg, Böttcher, & Benndorf, 2021). Dabei ist zu berücksichtigen, dass die durchschnittliche technische und wirtschaftliche Nutzungsdauer von Wohngebäuden in Deutschland bei etwa 80 Jahren liegt, die von gewerblich genutzten Gebäuden bei etwa 50 Jahren. Der Bund Deutscher Architektinnen und Architekten (BDA) weist daher darauf hin, dass ökologische Aspekte der verbauten Substanzen in Zukunft beim klimagerechten Bauen stärker berücksichtigt werden müssen.<sup>17</sup> Vor diesem Hintergrund spielen auch eine verstärkte Kreislaufwirtschaft und Kaskadennutzung eine zunehmend wichtige Rolle, um verbautes Holz im Zuge des Rückbaus und Abbruchs künftig vermehrt stofflich verwenden zu können.

### **Wiederherstellung von Ökosystemen**

Durch die Wiederherstellung degradierter Ökosysteme kann die Fähigkeit dieser Ökosysteme, der Atmosphäre CO<sub>2</sub> zu entnehmen und dauerhaft zu speichern, gesteigert werden. Werden diese Ökosysteme unter Schutz gestellt und ihre Resilienz dauerhaft verbessert, kann eine wesentliche Voraussetzung geschaffen werden, um die Dauerhaftigkeit von Kohlenstoffeinbindungen zu gewährleisten. Gegebenenfalls sind mit der Unterschutzstellung verbundene externe Aspekte (z. B. keine Kohlenstoff-Einbindung in Produkten) zu berücksichtigen.

### **Humusanreichernde landwirtschaftliche Managementmaßnahmen**

Über verschiedene Arten der Landbewirtschaftung und veränderte landwirtschaftliche Praktiken kann der Anteil an Kohlenstoff im organischen Material des Bodens erhöht werden. Der Kohlenstoff wird im Boden gespeichert (Edenhofer, et al., 2021). Mögliche Verfahren dafür sind z. B. die Verwendung von Fruchtfolgen, der Anbau von Zwischenfrüchten oder das Zurücklassen von Ernteresten auf dem Acker und das Vermeiden tiefer Bodenbearbeitung. Einen Beitrag könnten auch Agroforstsysteme leisten, in denen land- und forstwirtschaftliche Nutzung auf einer Fläche kombiniert werden. Die Akkumulation von Biomasse in den Böden kann nur für eine begrenzte Zeit erfolgen bis Gleichgewichtszustände oder Sättigungsgrenzen im Boden erreicht werden. Die Kohlenstoffspeicherung bleibt nur so lange erhalten, wie diese Bewirtschaftungsformen beibehalten werden.

### **Schutz und Wiedervernässung von Mooren**

In Mooren ist Kohlenstoff gespeichert, seit der letzten Eiszeit wuchsen die Moorkörper um etwa einen Millimeter pro Jahr (die stärksten Torfmächtigkeiten in Mitteleuropa liegen bei 12 Metern). Diese Prozesse laufen nur ab, wenn das Moor nass ist, also einen bilanziellen Wasserüberschuss und eine stauende Schicht im Untergrund hat).

92 Prozent der Moorböden in Deutschland sind entwässert, was zu Treibhausgasemissionen durch Zersetzung des im Boden gespeicherten Kohlenstoffs führt. Entwässerte Moorböden tragen etwa zu 7 Prozent zu den deutschen Treibhausgasemissionen bei (53 Mt CO<sub>2</sub>-äq) (BMUV, 2022a). Der Erhalt und die Wiedervernässung von Mooren hat daher große Potenziale zur Verringerung von Treibhausgasemissionen (Humpenöder, et al., 2020; Günther, et al., 2020; Tanneberger, et al., 2020). Zunächst ist die Wiedervernässung von Mooren einzig eine Maßnahme zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung. Die Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre findet statt, wenn der Torfkörper wächst. Der Prozess erfolgt jedoch langsam, weshalb das Potenzial der Netto-CO<sub>2</sub>-Entnahme (CDR) kurzfristig als gering eingeschätzt wird. Weiterhin können zunächst kurzfristig erhöhte THG-Emissionen durch die Freisetzung von Methan und Stickoxiden in die Atmosphäre entstehen, die aber meist nach wenigen Jahren durch die Aufnahme von CO<sub>2</sub> in den Torfkörper ausgeglichen werden (Erlach, et al., 2022; Hirschelmann, et al., 2019). Die Bundesregierung hat 2022 eine Nationale Moorschutzstrategie beschlossen, mittels derer durch Nutzungsänderungen jährlich mindestens 5 Mt CO<sub>2</sub>-äq Emissionen vermieden werden sollen. Aber auch bei der Wiedervernässung von Mooren gibt es noch Forschungsbedarf, bspw. ob Ökologie und CO<sub>2</sub>-Bindung wiedervernässter und schon bestehender Moore vergleichbar sind (Kreyling, et al., 2021).

---

<sup>17</sup> Welter (2022) Die Bauwirtschaft wird andere Geschäftsmodelle entwickeln müssen. Substanz 9/2022: 6-9.

## Pflanzkohle

Bei der Pyrolyse oder der hydrothermalen Karbonisierung von Biomasse wird organisches Material unter Sauerstoffausschluss zersetzt und dabei Pflanzkohle hergestellt, die in Böden eingebracht werden kann. Dadurch soll die Fähigkeit des Bodens Wasser und Nährstoffe aufzunehmen gestärkt werden. Nebenprodukte wie Pyrolyseöl können zur Energieerzeugung oder als Ausgangsmaterial für die Herstellung von weiteren Energieträgern genutzt werden. Die dafür verfügbare, (nachhaltig angebaute) Biomasse steht dabei u. a. in Konkurrenz zur vollständigen energetischen Nutzung mit BECCS (Edenhofer, et al., 2021), vor allem aber zur stofflichen Nutzung. Die Flächen, auf denen diese Biomasse erzeugt wird, stehen meist auch nicht für andere Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes zur Verfügung. Außerdem wird viel Energie benötigt um die Biomasse durch Pyrolyse in Pflanzkohle umzuwandeln. Forschungsbedarf besteht noch zu der Frage von Schadstoffen in Pflanzkohle (z. B. aromatische Kohlenstoffverbindungen) und ob Schadstoffe in Pflanzkohle im Boden gebunden bleiben oder ausgewaschen werden und ins Grundwasser gelangen können sowie zur Frage, ob auf diese Weise eine langfristige CO<sub>2</sub>-Speicherung im Boden überhaupt möglich ist. Auch der Nutzen in Bezug auf die Bodenfruchtbarkeit ist umstritten.

## Weitere Optionen

Die energetische Nutzung von Biomasse in Verbindung mit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und geologischen Speicherung (BECCS) würde dem KSpG unterliegen und wurde daher bereits im Evaluierungsbericht von 2018 kritisch beleuchtet. Es handelt sich bei BECCS nicht um eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im terrestrischen Ökosystem, sondern das durch Photosynthese aufgenommene CO<sub>2</sub> der Biomasse wird nach deren Umwandlung abgeschieden und gespeichert. BECCS bietet den Vorteil, dass nutzbare Energie anfällt.

Insbesondere bei der Nutzung von Anbaubiomasse<sup>18</sup> können negative direkte und indirekte Landnutzungseffekte, Auswirkungen auf Nährstoff- und Wasserhaushalte, Biodiversitätsverluste und Degradation von Wäldern negative Nebeneffekte darstellen (Brack & King, 2021). Ein weiterer Nachteil ist der große Flächenbedarf und (damit) die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion, ein Verlust an biologischer Vielfalt, geringere Grundwasserneubildung, Landdegradation oder Verlust natürlicher Wälder. Bei einer Bewertung des Potentials zur CO<sub>2</sub>-Entnahme sind diese Effekte in den Blick zu nehmen. Die Amortisationszeit der entstandenen „Kohlenstoffschulden“<sup>19</sup> („Carbon Payback Period“) sollte den Zeitraum des Betriebes der BECCS-Projekte dabei nicht überschreiten (Brack & King, 2020). Fuss et al. (2018) äußern Zweifel an den angenommenen globalen Potenzialen für den Einsatz von BECCS (10 bis 20 Gt CO<sub>2</sub> / Jahr) bis zum Ende des 21. Jahrhunderts, da das angegebene Potenzial mit erheblichen negativen Nebeneffekten verbunden sei (Fuss, et al., 2018).

Neben der auf Photosynthese beruhenden Bindung von CO<sub>2</sub> wird ebenfalls versucht, geochemische Reaktionen für die Bindung von CO<sub>2</sub> in-situ (siehe Kapitel 2.3.2) und in Ökosystemen zu nutzen. Bei der Verwitterung basischer Silikatgesteine wird CO<sub>2</sub> in den Reaktionsprodukten (v. a. Karbonaten) gebunden, die langfristig im Boden oder in der Hydrosphäre verbleiben können.

Da die natürliche Verwitterung nur langsam verläuft, gibt es Versuche, sie zu beschleunigen. Indem man die reaktive Oberfläche der Gesteine (Basalt oder Peridotit) durch Aufmahlen vergrößert, erhöht sich die Bindung von CO<sub>2</sub> pro Zeiteinheit. Auf Ackerböden ausgebracht könnte die Freisetzung von Mineralstoffen aus dem Gesteinsmehl zudem der Düngung von Ackerböden dienen und somit die Biomasseproduktion und den organischen Kohlenstoffgehalt von Böden fördern, wodurch zusätzlich CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnommen werden könnte. Einige Autoren schätzen die globalen Potenziale zur CO<sub>2</sub>-Entnahme durch beschleunigte Verwitterung auf mehrere Gigatonnen pro Jahr (Beerling, et al., 2020; Strefler, Amann, Bauer, Krieger, & Hartmann, 2018; Eufrazio, et al., 2022).

Die Ausbringung von Gesteinsmehl auf Ackerböden könnte aber auch Nachteile mit sich bringen. Toxische Elemente, wie Nickel oder Chrom sind in hohen Konzentrationen in Peridotiten enthalten und können bei deren Verwitterung aus den Gesteinen freigesetzt werden.

---

<sup>18</sup> Anbaubiomasse umfasst sämtliche pflanzliche Erzeugnisse aus land- oder forstwirtschaftlicher Produktion für deren Anbau ein direkter Flächenbedarf besteht. Oft fällt in dem Zusammenhang der Begriff der nachwachsenden Rohstoffe, welcher alle Sortimente der Anbaubiomasse umfasst, die für die stoffliche und energetische Nutzung verwendet werden (Bundesamt für Naturschutz, 2022).

<sup>19</sup> Brack & King (2021) verstehen unter Kohlenstoffschuld, die Zeit in der die Verwendung der Biomasse zu THG-Emissionen führt und noch nicht über Photosynthese / Kohlenstoffanreicherung im Boden als auch CCU/S wieder ausgeglichen wurde.

Je nach Gesteinszusammensetzung sind etwa 2 t (Olivin) – 5,3 t (Basalt) Gestein pro Tonne CO<sub>2</sub> erforderlich. Der Energiebedarf für das Aufmahlen der Gesteine nimmt überproportional mit der angestrebten Feinheit des Gesteinsmehls zu (Hangx & Spiers, 2009). Sollen rasche Verwitterungsraten erzielt werden muss daher viel Energie in das Pulverisieren der Gesteine gesteckt werden. Der Flächenbedarf für das Ausbringen großer Massen von Gesteinsmehl wäre in Mitteleuropa erheblich. Basierend auf Laborversuchen mit Olivin wird geschätzt, dass jährlich nur 2,3 bis 4,9 t CO<sub>2</sub> pro Quadratkilometer gebunden werden können (Amann, et al., 2020). Alle Felder, Wiesen und Wälder Deutschlands zusammen könnten somit lediglich etwa 0,7 bis 1,4 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr durch beschleunigte Verwitterung binden. Zudem ist die Verfügbarkeit des Rohstoffs Basalt in Deutschland recht begrenzt<sup>20</sup>. Versuche mit tropischen Böden und bei tropischen Temperaturen lassen nach Amann et al. (2022) dort hingegen höhere Bindungsraten von einigen hundert Tonnen CO<sub>2</sub> pro Quadratkilometer und Jahr erwarten.

Da es noch kaum langfristige und größere Feldversuche zur beschleunigten Verwitterung gibt, die Variabilität der basischen Gesteine, der Böden und der Ökosysteme aber groß ist und Unsicherheiten über die langfristige Stabilität der Karbonate im Boden (beispielsweise Stabilität gegenüber Huminsäuren) bestehen, lassen sich die Potenziale der beschleunigten Verwitterung und die damit verbundenen Auswirkungen noch nicht sicher bewerten. Auch die in der Hydrosphäre gelösten Hydrogenkarbonatanionen und -komplexe sind sehr anfällig für Änderungen der Umweltbedingungen (insb. pH-Wert, Temperatur). Die langfristigen Auswirkungen der Ausbringung von Gesteinsmehl auf die Bodeneigenschaften und -funktionen, die Aufnahmekapazität der Böden für Gesteinsmehl und deren Produktivität sind noch zu erforschen, ebenso wie die möglichen Auswirkungen der Veränderungen von Böden und Pflanzenproduktion auf den Grundwasserhaushalt und die Grundwasserqualität.

### Zusammenfassung

Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes zielen darauf ab, die Klimaschutzwirkung natürlicher Ökosysteme und den Biodiversitätserhalt dauerhaft zu stärken. Daneben gibt es eine wissenschaftliche Diskussion über weitere Maßnahmen, die die CO<sub>2</sub>-Entnahme bestimmter Ökosysteme erhöhen sollen. Damit können jedoch auch Nachteile verbunden sein, etwa die Freisetzung anderer Treibhausgase wie Methan oder Lachgas oder ein hoher Flächenverbrauch mit negativen Auswirkungen auf die Bodenfunktionen, den Wasserhaushalt und die Biodiversität, sowie die Konkurrenz zur Lebensmittelproduktion. Andererseits können durch nachhaltige Land- und Forstwirtschaft Ökosystemfunktionen wie Bodenfruchtbarkeit oder die Biodiversität positiv verstärkt werden. Insgesamt besteht noch erheblicher Forschungsbedarf (Erlach, et al., 2022).

Zur verantwortungsvollen Erforschung der Vor- und Nachteile, Nebenwirkungen und Bindungsdauern der verschiedenen Optionen und zur Erforschung der möglichen Beiträge der terrestrischen CO<sub>2</sub>-Speicher zur langfristigen und klimawirksamen Entfernung von Treibhausgasen aus der Atmosphäre hat das BMBF 2020 das Förderprogramm CDRterra ins Leben gerufen (BMBF, 2022a). In diesem Forschungsprogramm werden folgende Ansätze zur CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Atmosphäre betrachtet:

- technische Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre mit anschließender langfristiger Speicherung des Kohlenstoffs (DACCS)
- Pyrolyse von Biomasse und Ausbringung von Pflanzenkohle
- beschleunigte Verwitterung von Gesteinen
- Energieerzeugung aus Biomasse mit anschließender Abscheidung und Speicherung des CO<sub>2</sub> (BECCS)
- Neu- und Wiederaufforstung

Im Rahmen des Aktionsprogramms Natürlicher Klimaschutz wird die Bundesregierung zudem ermitteln, welche Forschungsbedarfe in diesem Feld noch bestehen und diese adressieren.

Viele Lebenszyklusanalysen von Kohlenstoffentnahmetechnologien sind unvollständig und sollten daher mit Vorsicht bei der politischen Bewertung der Potenziale und der Vereinbarkeit von CDR-Maßnahmen mit anderen regionalen und globalen Nachhaltigkeitszielen interpretiert werden (Honegger, Michaelowa, & Roy, 2021). Klimawirksame Anwendungen im großen Maßstab sind auch mit rechtlichen und ethischen Fragen verbunden, die sich

---

<sup>20</sup> Die derzeitige deutsche Jahresproduktion an Basalt und Lava (25 Mt in 2016) würde für die Bindung von knapp 5 Mt CO<sub>2</sub> reichen. Die in Deutschland vorhandenen Lava- und Basaltvorkommen sind insgesamt klein und die Erweiterung bestehender Abbauflächen ist in der bestehenden Raumplanung kaum noch möglich. Daher wird die verstärkte Verwitterung eher als Option für Länder angesehen, die über weit verbreitete Basaltvorkommen verfügen, wie etwa Indien. Da die geochemischen Reaktionsraten auch stark von der Temperatur abhängen, würde das die Anwendung in warmen Klimazonen ohnehin begünstigen.

aus den Kosten für die Technologieentwicklung und Gewinnerwartungen ergeben, beispielsweise Korruptionsgefahren, wie Transparency International in einer vom BMUV geförderten Studie befürchtet (Transparency International, 2022). Im Synthese-Projekt der CDR-Fördermaßnahmen sollen die Erkenntnisse der Forschungsprojekte zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in terrestrischen und marinen Systemen zusammengeführt und bewertet werden, um dann im Dialog mit Wissenschaft, Politik und Öffentlichkeit sinnvolle Pfade für den Einsatz von CDR-Maßnahmen in Deutschland zum Klimaschutz zu erarbeiten.

### 2.3.4 Marine Ökosysteme

CO<sub>2</sub> kann in marinen Ökosystemen durch verschiedene physikalische, biologische und chemische Mechanismen gebunden werden. Die Nutzung dieser Mechanismen für eine verstärkte CO<sub>2</sub>-Bindung sowie damit verbundene mögliche Umweltauswirkungen werden aktuell erforscht (Erlach, et al., 2022; GESAMP, 2019). Dabei ist insbesondere zu beachten, dass die Ökosysteme des Ozeans insgesamt sehr empfindlich und noch nicht hinreichend verstanden sind, sodass die Umweltrisiken durch mögliche Eingriffe im Vorhinein sehr sorgfältig untersucht und gegenüber dem voraussichtlichen Nutzen abgewogen werden müssen (Anwendung des Vorsorgeprinzips<sup>21</sup>). Aufgrund des noch geringen Entwicklungsstandes dieser Verfahren erscheint eine belastbare Angabe von CO<sub>2</sub>-Speicherpotenzialen und der Klimawirksamkeit dieser Verfahren momentan nicht möglich.

Eine Zusammenstellung von Edenhofer et al. (2021) zeigt, dass in verschiedenen Studien zu möglichen zukünftigen Beiträgen verschiedener Klimaschutzmaßnahmen vor allem landbasierte Verfahren berücksichtigt werden; die sogenannte Ozeandüngung ist häufig die einzige betrachtete CDR-Maßnahme im marinen Bereich (Edenhofer, et al., 2021). Bei der Ozeandüngung soll durch Zugabe von geeigneten Nährstoffen (meistens von Eisenverbindungen, teilweise wird auch die Düngung mit Phosphor und Stickstoff mitbetrachtet) das Wachstum von Algen (Phytoplankton) im Ozean gefördert werden. Ein Teil der produzierten Algenbiomasse sinkt nach dem Absterben der Algen als Detritus durch die Wassersäule und kann sich als organisches Material im Meeressediment ablagern und dort langfristig verbleiben (Umweltbundesamt, 2019b). In den bislang durchgeführten „Düngungsexperimenten“ im Ozean konnten die angenommenen, theoretischen Potenziale der Ozeandüngung für die Speicherung von CO<sub>2</sub> nicht bestätigt werden, insbesondere da die angeregten Algenblüten häufig nur von kurzer Dauer waren, das Absinken des Detritus von vielen Faktoren beeinflusst wurde und nicht in allen Experimenten erfolgte (Umweltbundesamt, 2011; Umweltbundesamt, 2019b). Zur Einlagerung und dem Verbleib des Detritus im Sediment, dem essentiellen Schritt für die langfristige und klimawirksame Speicherung, bestehen große Unsicherheiten, da die relevanten Prozesse nicht hinreichend bekannt und verstanden sind.<sup>22</sup> Zudem sind eine Reihe von Nebeneffekten der Ozeandüngung möglich, wie etwa eine Stimulation toxischer Algenblüten, schädliche Auswirkungen auf die marinen Nahrungsnetze und die biogeochemischen Kreisläufe (Umweltbundesamt, 2019b).

Unter anderem deshalb haben die Vertragsstaaten des London-Protokolls im Oktober 2008 beschlossen, dass die Ozeandüngung unter den Regelungsbereich des London-Protokolls fällt und somit – außer zu Forschungszwecken (siehe unten) – verboten ist (International Maritime Organization, 2022a). Das London-Protokoll versteht unter Ozeandüngung alle menschlichen Aktivitäten, die vornehmlich dazu dienen, die Primärproduktion von Biomasse im Ozean zu stimulieren.<sup>23</sup> In der Resolution LP.4(8) aus dem Jahr 2013 wurde der Beschluss aus dem Jahr 2008 durch Änderungen des London-Protokolls in eine rechtlich verbindliche Form überführt. Ein Bewertungsrahmen zur Prüfung der Notwendigkeit und der Umweltverträglichkeit geplanter Forschungsaktivitäten wird als Annex 5 zum London-Protokoll ergänzt. Allerdings sind diese Änderungen aus dem Jahr 2013 noch nicht in Kraft, da sie bislang erst von sechs Vertragsstaaten ratifiziert wurden (International Maritime Organization, 2022b). Deutschland hat diese Änderung in deutsches Recht überführt (Ratifizierung am 04.12.2018) (Umweltbundesamt, 2022c). Forschungsvorhaben zur Ozeandüngung müssen nach dem Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) vom Umweltbundesamts als zuständiger Genehmigungs- und Überwachungsbehörde genehmigt werden.<sup>24</sup>

---

<sup>21</sup> Siehe z. B. Artikel 3 des London-Protokolls

<sup>22</sup> Entsprechend der Aussage oben zu dem Kenntnisstand über das Ökosystem Ozean insgesamt.

<sup>23</sup> Originaltext: Ocean fertilization is any activity undertaken by humans with the principal intention of stimulating primary productivity in the oceans. Ocean fertilization does not include conventional aquaculture, or mariculture, or the creation of artificial reefs.

<sup>24</sup> Das UBA ist ebenso Überwachungsbehörde für Forschungsvorhaben zu anderen Formen des marinen Geoen지니어ings, die beabsichtigte Stoffeinträge in die Meere mit sich bringen. Solche Vorhaben sind aber aktuell nach dem HSEG bzw. dem London-Protokoll verboten. (Umweltbundesamt, 2022c)

Die Forschungsmission „Marine Kohlenstoffspeicher als Weg zur Dekarbonisierung (CDRMare)“ der Deutschen Allianz für Meeresforschung (Laufzeit: 08/2021 bis 07/2024) beschäftigt sich mit der Frage „ob und in welchem Umfang der Ozean eine wesentliche Rolle bei der Entnahme und Speicherung von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre spielen kann“ (CDRMare, 2022a). In verschiedenen Projekten werden darin einzelne CDR-Ansätze untersucht. Zusätzlich zu der geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> im Meeresuntergrund (Projekt „GEOSTOR“) oder dessen Umwandlung und Speicherung in Karbonatmineralen in Basalten an den Flanken des Mittelatlantischen Rückens (Projekt „AIMS<sup>3</sup>“) werden folgende CDR-Ansätze hinsichtlich ihres Potenzials sowie ihrer Risiken und Nebenwirkungen untersucht und bewertet (CDRMare, 2022b; CDRMare, 2022c):

- **Alkalinisierung/Alkalinitätserrhöhung:** Bei der Ozeanalkalinisierung soll die Alkalinität des Meerwassers durch das Einbringen geeigneter Substanzen erhöht und so die Aufnahme von CO<sub>2</sub> aus der Luft in das Meerwasser verbessert werden. Als Substanzen kommen im Wesentlichen die Minerale in Frage, die auch für die beschleunigte Verwitterung an Land betrachtet werden wie z. B. Olivin (siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Die Vor- und Nachteile sowie die Unsicherheiten des Verfahrens sind vergleichbar mit denen, die für die Ozeankalkung aufgeführt sind (siehe unten). Im Projekt „RETAKE“ sollen das Lösungsverhalten verschiedener Minerale (zur Alkalinisierung des Meerwassers) und das mit einer Alkalinisierung erreichbare CO<sub>2</sub>-Entnahmepotenzial sowie chemische und biologische Nebenwirkungen dieses CDR-Ansatzes untersucht werden (CDRMare, 2022d).
- **Blue Carbon:** Meeres- und Küstenökosysteme binden auf natürliche Weise Kohlenstoff. Daher können der Schutz, die Renaturierung, die Wiederherstellung und eine Ausweitung vegetationsreicher Küstenökosysteme neben dem Erhalt der Biodiversität auch zum Klimaschutz beitragen, indem die CO<sub>2</sub>-Entnahmefunktion dieser Ökosysteme gestärkt wird. Diese Küstenökosysteme, wie Salzmarschen, Seegraswiesen, Mangroven- und Tang- oder Kelpwälder, nehmen CO<sub>2</sub> aus der Luft oder dem Wasser auf, wandeln es in Biomasse um und speichern einen Teil davon im flachen Meeresuntergrund (sogenannter „Blue Carbon“), solange die Ökosysteme intakt sind. Zudem haben der Erhalt und die Wiederherstellung von Mangrovenwäldern an deren natürlichen Standorten positive Auswirkungen für den Hochwasser- und Küstenschutz. Offen sind jedoch noch Fragen zur Quantifizierung von Blue Carbon sowie zur CO<sub>2</sub>-Bindungspotenzialen weiterer mariner, auch küstenferner Biotope. Wenn Blue Carbon im großen Maßstab zur CO<sub>2</sub>-Entnahme und -Speicherung beitragen soll, müsste geeignete Vegetation auch in Gebieten angesiedelt werden, in denen sie bislang nicht vorkommt, z. B. in bzw. an den deutschen Küstengewässern. Das ist in Deutschland großräumig aufgrund der Flächenverfügbarkeiten aktuell schwer möglich; zudem bestehen hier Fragen zur Umweltverträglichkeit und rechtliche Fragen. Es besteht noch viel Forschungsbedarf, z. B. zur Ökologie der Meereswiesen und -wälder, zu ihren Kohlenstoffflüssen und zu grundlegenden Speicher- und Abbauprozessen im Küstensediment. Dies wird u. a. im Projekt „Sea4Society“ untersucht (CDRMare, 2022e).
- **Künstlicher Auftrieb:** Ein künstlich angeregter Transport von nährstoffreichem Tiefenwasser in oberflächennahe Wasserschichten kann dort die Primärproduktion fördern. Der wachstumsfördernde Einfluss von solchen Tiefenwässern ist aus Meeresgebieten, in denen Tiefenwasser natürlicher Weise an die Meeresoberfläche aufsteigt, bekannt. Der künstliche Aufstieg soll durch große Plastikröhren erfolgen, die so im Wasser installiert sind, dass sie von den oberflächennahen Wasserschichten Hunderte von Metern tief in den Ozean reichen. Der Auftrieb selber kann durch Lufthebepumpen, die mit Solarenergie und Druckluft betrieben werden, oder durch Systeme, die mit Wind- oder Wellenkraft betrieben werden, angeregt werden (Heinrich Böll Stiftung, 2021). Ob durch den künstlichen Auftrieb insgesamt verstärkt CO<sub>2</sub> gebunden und nach Absterben der entstandenen Biomasse und deren Absinken langfristig im Meeressediment gespeichert werden kann, ist momentan unklar. Dies wird im Projekt „Test-ArtUp“ zusammen mit möglichen Umweltrisiken und ökologischen Nebeneffekten dieses CDR-Ansatzes untersucht (CDRMare, 2022f).

Um verschiedene CDR-Ansätze besser miteinander vergleichen zu können, soll im Projekt „ASMASYS“ ein transdisziplinärer Bewertungsrahmen für solche Ansätze entwickelt werden, der auch eine Grundlage für den Vergleich mit CDR-Optionen an Land darstellen soll (CDRMare, 2022g).

Weitere Ansätze zur CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meer, zu denen es insgesamt auch noch große Unsicherheiten und Entwicklungsbedarfe gibt, sind z. B. (GESAMP, 2019):

- **Ozeankalkung:** Bei der Ozeankalkung wird z. B. Kalziumoxid in das Meer gegeben, um den pH-Wert des Meerwassers zu erhöhen, sodass darin mehr CO<sub>2</sub> gelöst werden kann (in Form von Bikarbonat- oder Karbonat-Ionen und -Komplexen). Zudem könnte so der Ozeanversauerung entgegengewirkt werden. Allerdings

würde für eine klimawirksame CO<sub>2</sub>-Bindung sehr viel Kalziumoxid benötigt, das mit ausgedehnten Tagebauen, erheblichem energetischen und logistischen Aufwand und unter Freisetzung von CO<sub>2</sub><sup>25</sup> aus Kalkstein an Land erzeugt und dann zum Einsatzort im Meeresgebiet transportiert und großflächig verteilt<sup>26</sup> werden müsste (Renforth, Jenkins, & Kruger, 2013). Zudem bestehen große Unsicherheiten bezüglich der Wirksamkeit des Verfahrens, der Permanenz dieser Form der CO<sub>2</sub>-Speicherung und möglicher (lokaler) Schädigungen auf Meeresökosysteme durch das lokale Einbringen von Kalziumoxid (Umweltbundesamt, 2019b).

- **Versenkung von Ernteabfällen:** Ernteabfälle, wie z. B. Stroh, könnten als große Ballen mit Steinen beschwert im Ozean an Stellen versenkt werden, an denen der Ozean mehr als 1.000 oder 1.500 m tief ist. Dort könnten die Ernteabfälle und damit der in ihrer Biomasse gespeicherte Kohlenstoff langfristig verbleiben, da sie voraussichtlich nur sehr langsam zersetzt werden (unter anderem aufgrund der vorherrschenden geringen Temperaturen und dem Fehlen von Bakterien mit Enzymen zum Zelluloseabbau) (Umweltbundesamt, 2019b). Wenn es doch zu einem Eintrag von größeren Mengen an organischem Material in das Tiefseesediment käme, könnte hierdurch der natürliche Zustand des dortigen Ökosystems gestört werden (Verringerung der O<sub>2</sub>-Gehalte, übermäßiges Wachstum von benthischen Organismen) (GESAMP, 2019). Zudem würden die Ernteabfälle den Stoffkreisläufen (Kohlenstoff, Nährstoffe, Humus) an Land entzogen bzw. stünden nicht für andere Nutzungen (z. B. Tierhaltung oder stoffliche Nutzung bzw. Bioenergiegewinnung) zur Verfügung.

## 2.4 CO<sub>2</sub>-Nutzung

Die Nutzung von CO<sub>2</sub> über CCU-Verfahren wird bisher weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene in den Regelwerksrahmen abgedeckt. Zur Beurteilung der Klimawirksamkeit der Nutzung von CO<sub>2</sub> ist eine Betrachtung des kompletten Produktlebenszyklus erforderlich, von der Herkunft des CO<sub>2</sub> bis zu dessen Verbleib.

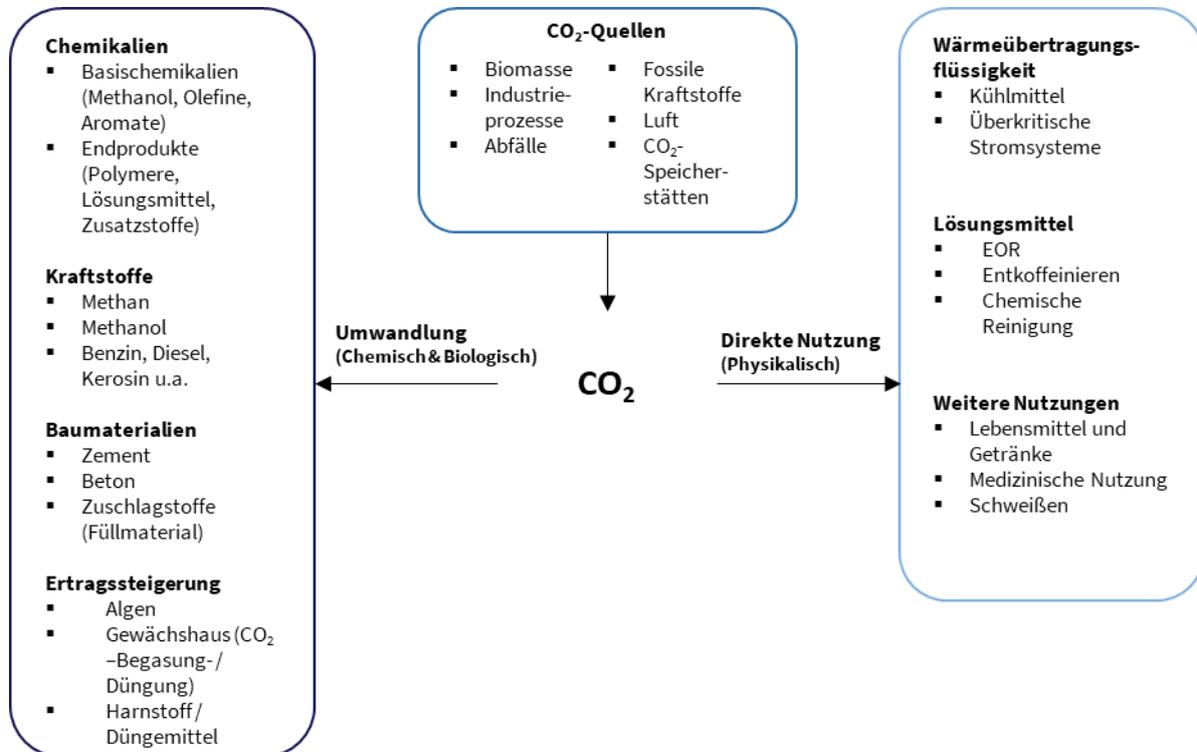
### 2.4.1 Übersicht über Nutzungsmöglichkeiten von CO<sub>2</sub>

Für die Nutzung von CO<sub>2</sub> kommen physikalische, chemische und biologische sowie kombinierte Prozesse in Frage (siehe Abbildung 7). Bei der physikalischen Nutzung kann CO<sub>2</sub> direkt ohne Umwandlungsschritt verwendet werden, z. B. als Lösch- oder Kältemittel. Bei der biologischen und chemischen Nutzung sind zur Umsetzung von CO<sub>2</sub> in andere Stoffe Umwandlungsschritte notwendig, die insbesondere bei der chemischen Synthese organischer Chemikalien mit erheblichem Energieaufwand verbunden sind.

---

<sup>25</sup> Das Brennen von Kalkstein bei der Zementherstellung führt zu „prozessbedingten“ CO<sub>2</sub>-Emissionen, die wiederum durch CCS vermieden werden könnten.

<sup>26</sup> Eine möglichst großflächige Verteilung ist nötig, um örtliche starke pH-Wertanstiege zu vermeiden.

Abbildung 7: Nutzungsmöglichkeiten von CO<sub>2</sub> unter Ausnahme der Förderung von fossilen Energieträgern, eigene Darstellung nach IEA (2019)

Die drei wichtigsten Kategorien für CCU sind: die Herstellung von kohlenstoffbasierten Grundstoffen für die Chemieindustrie, die Synthese von kohlenstoffbasierten synthetischen Kraftstoffen und die Herstellung von anorganischen Zusatzstoffen oder Baumaterialien durch Mineralisierung (siehe Kapitel 2.3.2).

Aktuell nimmt die stoffliche Nutzung von CO<sub>2</sub> eine untergeordnete Rolle in der chemischen Industrie ein; es wird hauptsächlich zur Herstellung von Harnstoff / Düngemittel (380 kt CO<sub>2</sub> 2017 in Deutschland) eingesetzt (VCI, 2019). Der Kohlenstoffbedarf der chemischen Industrie wird heute im Wesentlichen noch über fossile Kohlenwasserstoffe gedeckt. Die chemische Industrie hat im Jahr 2020 einen Bedarf an Kohlenstoff für die stoffliche Verwendung von rund 16 Mt Kohlenstoff (ca. 60 Mt CO<sub>2</sub>) gehabt,<sup>27</sup> davon wurden in etwa die Hälfte für die Produktion von Kunststoffen eingesetzt (Wendler, 2022) (VCI, 2022). Ein Großteil dieses Kohlenstoffs der Chemieindustrie wird im Rahmen der Scope-3 Betrachtung am Produktlebensende als CO<sub>2</sub>-Emissionen freigesetzt. In einer treibhausgasneutralen Zukunft ist der Kohlenstoffbedarf der chemischen Industrie weitgehend durch Kohlenstoff aus nicht-fossilen Quellen zu decken, wofür neben dem direkten Einsatz von Biomasse nach VCI (2019) hauptsächlich die Nutzung von CO<sub>2</sub> über CCU-Verfahren in Frage kommt (VCI, 2019). Zunächst jedoch sollte der Kohlenstoffbedarf verringert werden, z. B. über eine Kreislaufführung des Kohlenstoffs.

Synthetische Kraftstoffe werden in Zukunft insbesondere im Schiff- und Flugverkehr benötigt, da hier außer für Kurzstrecken eine direkte Elektrifizierung auf absehbare Zeit technologisch nicht möglich ist (dena, 2022a), und Biomasse nicht in ausreichender Menge zur Verfügung steht. Der Verband Chemischer Industrie (VCI) geht in seiner Studie für eine klimaneutrale Chemie von einem Bedarf an CO<sub>2</sub> als Rohstoff in der chemischen Industrie von 41 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2050 aus, neben weiteren Kohlenstoffquellen (Biomasse, Kunststoffabfälle, fossile Kohlenstoffquellen) mit einer Rohstoffmenge von 15,7 Mt (VCI, 2019). In der dena-Leitstudie wird insgesamt mit einem rohstofflichen Bedarf von 40 Mt CO<sub>2</sub> für synthetische Kraftstoffe und von 52 Mt CO<sub>2</sub> (davon 45 Mt aus CCU und 7 Mt aus Biomasse) für die Chemieindustrie gerechnet (dena, 2021).

<sup>27</sup> Berechnung basiert auf den Umrechnungsfaktoren des VCI: Rohstoffmenge zu Kohlenstoff für Biomasse: 0,5 und für fossile Rohstoffe: 0,8571 (VCI, 2019)

### 2.4.2 Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Umwandlung

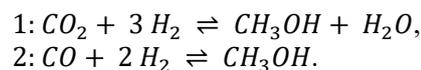
Für die Bereitstellung von synthetischen Kraftstoffen und chemischen Grundstoffen stehen drei Verfahren mit einem hohen TRL zur Verfügung. Diese Verfahren müssen in Zukunft auf grünem Wasserstoff sowie CO<sub>2</sub> basieren, welches aus Punktquellen oder der Atmosphäre abgeschieden wurde:

- Methanolsynthese
- Methanisierung
- Fischer-Tropsch Synthese.

Zwar werden die Methanolsynthese und die Fischer-Tropsch Synthese bereits heute kommerziell betrieben, jedoch basieren diese auf anderen Ausgangsstoffen, wodurch bei einer Umstellung auf die Ausgangsstoffe CO<sub>2</sub> und Wasserstoff zuerst die optimale Prozessführung in Pilotanlagen getestet wird (Katalysatoren, Reinheit des CO<sub>2</sub> und H<sub>2</sub>, Kinetik). Die elektrochemische und katalytische Reduktion von CO<sub>2</sub> sind alternative Ansätze, die noch einen niedrigen TRL aufweisen (Wyndorps, Ostovari, & von der Assen, 2021). Allgemein ist für die Verwendung notwendige Umwandlung von CO<sub>2</sub> als stabilste Form des Kohlenstoffs in reaktionsfreudigere Kohlenstoffverbindungen mit einem hohen Energieaufwand verbunden, was für die Technologieentwicklung eine Herausforderung darstellt.

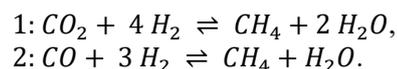
Methanol ist einer der wichtigsten Grundstoffe in der Industrie und Ausgangsstoff für eine Vielzahl von Produkten. Im Jahr 2021 betrug die weltweite Produktionskapazität 160 Mt an Methanol (Fernández, 2022). Methanol kann u. a. zu Olefinen und Aromaten weiterverarbeitet werden und als Ersatz für Produkte aus der Erdölraffinierung dienen.

Bei der Methanolsynthese werden CO<sub>2</sub> oder Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff katalytisch zu Methanol und Wasser nach folgender Gleichung umgesetzt:



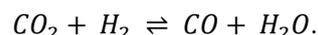
Die Methanolsynthese kann ein Gesamtwirkungsgrad<sup>28</sup> von 48 Prozent erreicht werden (Prognos AG, 2021). Des Weiteren kann Methanol als Ausgangsstoff für Treibstoffe wie Kerosin oder Benzin eingesetzt werden (CAC Synfuel, 2022).

Bei der Methanisierung werden CO<sub>2</sub> oder Kohlenstoffmonoxid und Wasserstoff katalytisch zu Methan und Wasser nach folgenden Gleichungen umgesetzt:

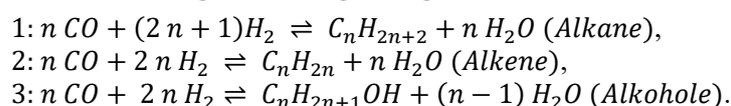


Das Verfahren ist seit 1902 erforscht, findet aber aktuell außer im Haber-Bosch Verfahren (Entfernen von Kohlenstoffmonoxid-Spuren) großtechnisch keine Anwendung (Harms, Höhle, & Skov, 1980). Der Einsatz von synthetischem Methan würde theoretisch den Weiterbetrieb bestehender Erdgasinfrastrukturen und -Verbraucher ermöglichen („drop-in Fuel“). Die Methanisierung erreicht einen Gesamtwirkungsgrad von 45 Prozent (Prognos AG, 2021).

Zur Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffe ist die Fischer-Tropsch Synthese ein bereits seit 1920 bekanntes Verfahren („Kohleverflüssigung“). Die weltweite Kapazität liegt unter einem Prozent der Ölnachfrage (Prognos AG, 2021). Aus CO<sub>2</sub> und Wasserstoff muss zunächst Synthesegas (CO und Wasserstoff) mittels der Reverse Wassergas-Shift-Reaktion (RWGS) nach folgender Gleichung hergestellt werden:



Über die Synthese können in Abhängigkeit von Druck, Temperatur und eingesetztem Katalysator, Alkane, Alkene und Alkohole unterschiedlicher Kettenlängenverteilungen hergestellt werden. Die Reaktionsgleichungen lauten:



<sup>28</sup> Gesamtwirkungsgrad: Verhältnis aus Produktheizwert zu Stromeinsatz inklusive Strombedarf für die Elektrolyse zur Wasserstoffherstellung (Prognos AG, 2021).

Für die Synthese von Olefinen und Aromaten sowie für den Einsatz als Naphtha im Steam-Cracker sind weitere Schritte notwendig. Die Fischer-Tropsch Synthese erreicht einen Gesamtwirkungsgrad von 42 Prozent (Prognos AG, 2021).

### 2.4.3 Aktuelle CCU-Projekte

Folgend werden einige Pilotprojekte in Deutschland und mit deutscher Beteiligung zur Abscheidung und Nutzung von CO<sub>2</sub> vorgestellt:

- **ICO2CHEM:** In dem Projekt wird die weltweit größte Pionieranlage für die Power-to-Liquid Produktion von synthetischen Kraftstoffen und e-Chemicals am Standort Frankfurt Höchst gebaut. Das Ziel ist es, im Jahr 2023 4,6 Mio. l synthetische Kraftstoffe herzustellen, wofür bis zu 10.000 t CO<sub>2</sub> aus einer Biogasanlage verarbeitet werden sollen. Verfahren: Fischer-Tropsch Synthese (infraserv höchst, 2022).
- **RHYME:** Im Zuge des Projektes plant die Firma Wacker am Standort Burghausen einen Anlagenkomplex zur Herstellung von grünem Wasserstoff und erneuerbarem Methanol zu erstellen. Die Kapazität der Anlage soll bei 15.000 t Methanol pro Jahr liegen. Das CO<sub>2</sub> für die Synthese wird aus bestehenden Produktionsprozessen bezogen. Die Anlage soll 2024 in Betrieb gehen (WACKER, 2022).
- **Carbon4Pur:** Innerhalb der Projektreihe ist in Dormagen eine von Covestro geleitete klein-kommerzielle Anlage zur Produktion von CO<sub>2</sub>-basierten Polyurethanvorläufern entstanden. Die Polyurethanvorläufer werden weiterverarbeitet und bereits in Matratzen von Recticel kommerziell eingesetzt. Das Projekt ist erfolgreich in 2021 abgeschlossen worden (Carbon4PUR, 2022).
- **Haru Oni:** Das BMWK unterstützt ein Vorhaben in Chile zur Erzeugung von synthetischen Kraftstoffen auf der Basis von Windstrom und CO<sub>2</sub>, welches aus der Luft abgetrennt wird (BMWK, 2020). Als Zwischenschritt wird Methanol erzeugt, welches dann in einer „Methanol to Gasoline“ Anlage zu Benzin weiterverarbeitet wird. Die Demonstrationsanlage wird 130.000 l synthetisches Benzin produzieren. Bis 2025 ist zunächst eine Hochskalierung auf 55 Mio. l, gefolgt von einer Skalierung auf 550 Mio. l in 2027 angedacht (das entspräche etwas mehr als 1 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr) (Siemens energy, 2021).
- **Lig2Liq:** Bei dem Projekt handelt es sich nicht um ein „klassisches CCU-Verfahren“, sondern eine Art des chemischen Recyclings. In dem Projekt wird aus einer Vielzahl von Abfällen inklusive Plastik und biologischen Abfällen über die Hochtemperatur Winkler Verfahren (Gasifizierung) Synthesegas hergestellt, das in einem weiteren Schritt zu Methanol oder Fischer-Tropsch Kraftstoffen verarbeitet wird. Das Projekt wird durchgeführt von einem Konsortium, mit vertreten sind z. B. RWE und Thyssenkrupp (Lig2Liq, 2022).
- **Carbon2Chem:** Im BMBF-geförderten Projekt „Carbon2Chem“ wurden Verfahren für die Umwandlung von Kohlenstoffverbindungen (vor allem CO und CO<sub>2</sub>) aus Hüttengasen der Stahlproduktion in Grundchemikalien u. a. in einem Technikum am Stahlwerk-Standort Duisburg erforscht. In der zweiten Projektphase sollen die entwickelten Verfahren für eine großtechnische Umsetzung validiert und hochskaliert werden (BMBF, 2022b).
- **Score:** Eine direkte (Wieder-)Verwendung von CO<sub>2</sub>, das bei Produktionsprozessen in der chemischen Industrie anfällt, wird aktuell im Projekt „Score“ untersucht (enargus, 2022c). Hier soll von BASF und Partnern eine „CO<sub>2</sub>-verbrauchende“ Herstellung von Synthesegas aus Erdgas erprobt werden.
- **CooCE:** Das Ziel des ACT geförderten Projektes ist es neue Technologien zu entwickeln (TRL 4) und zu demonstrieren (TRL 5 bis 6), die aus Abgasen und Biogasen (CO<sub>2</sub>-Abscheidung) wertvollere Produkte herstellen (biologische Nutzung). Darunter fällt die Konvertierung in Bioreaktoren zu Biokraftstoffen oder zu Bernsteinsäure und Polyhydroxylfettsäuren, die Bausteine u. a. für verschiedene Biopolymere sind (CooCE, 2022).

### 2.4.4 Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub>

Der Begriff „CCUS“ im engeren Sinne bezeichnet die dauerhafte geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> in Verbindung mit dessen Nutzung. Definiert ist dies auch so in der ISO-Norm 27917:2017(E). Die Kombination von CO<sub>2</sub>-Nutzung und geologischer Speicherung kann durch verschiedene Verfahren erfolgen, die im Folgenden kurz beschrieben werden:

### **Ausbeutesteigerung von Erdölreservoirien durch CO<sub>2</sub>-Injektion**

Die am weitesten verbreitete Form der Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub> – vor allem in Nordamerika – ist die Injektion von CO<sub>2</sub> in eine Öllagerstätte, um den Druck und die Fließfähigkeit in der Lagerstätte und damit die Förderraten von Rohöl zu erhöhen (engl. „CO<sub>2</sub> Enhanced Oil Recovery“; CO<sub>2</sub>-EOR). In den USA gibt es seit den frühen 1970er Jahren kommerzielle CO<sub>2</sub>-EOR-Projekte. In Europa werden in Ungarn (seit den 1970ern), der Türkei (seit den 1980ern) und Kroatien (seit den 2010ern) kommerzielle CO<sub>2</sub>-EOR-Projekte betrieben. In diesen Projekten wird überwiegend CO<sub>2</sub> aus natürlichen CO<sub>2</sub>-Lagerstätten verwendet. Die meisten kommerziellen CO<sub>2</sub>-EOR-Projekte verfolgen primär das Ziel der Ausbeutesteigerung von Erdöl. Inzwischen wird auch CO<sub>2</sub> aus verschiedenen anthropogenen Quellen, wie z. B. Kraftwerksabgasen, für CO<sub>2</sub>-EOR genutzt (siehe Kapitel 5.1). Dadurch kann die CO<sub>2</sub>-Bilanz des geförderten Erdöls verbessert werden.<sup>29</sup> Die Quantifizierung der bei CO<sub>2</sub>-EOR-Projekten gespeicherten CO<sub>2</sub>-Menge wird im ISO-Standard 27916:2019 beschrieben.<sup>30</sup> Allerdings wird bei CO<sub>2</sub>-EOR-Projekten unter Umständen mehr CO<sub>2</sub> aus den Produkten des zusätzlich geförderten Erdöls frei gesetzt, als in den Lagerstätten gespeichert bleibt (IEA, 2019). Daher werden CO<sub>2</sub>-EOR-Projekte und deren Klimawirksamkeit in einigen europäischen Ländern skeptisch gesehen, in Dänemark sind CO<sub>2</sub>-EOR-Maßnahmen inzwischen verboten (CO2GeoNet, 2021). Eine klimawirksamere Maßnahme könnte die Nachnutzung von ausgeförderten Erdöllagerstätten als CO<sub>2</sub>-Speicher sein. Zum Übergang von CO<sub>2</sub>-EOR- zu CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten wird aktuell vom Technischen Komitee 265 der ISO ein technischer Bericht erstellt: ISO/AWI TR 27926 Carbon dioxide enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) - Transitioning from EOR to storage.

### **Ausbeutesteigerung von Erdgasreservoirien durch CO<sub>2</sub>-Injektion**

Seit dem Ende des kommerziellen Projekts im niederländischen Gasfeld K12-B im Jahr 2016, ist kein weiterer Betrieb zur Ausbeutesteigerung von Erdgasreservoirien durch CO<sub>2</sub>-Injektion (engl. „Enhanced Gas Recovery“; CSEGR) bekannt geworden. Diese Option wurde aber weiter mittels numerischer Simulationen und in Laborexperimenten untersucht (Liu, et al., 2022). Plangenehmigungen für neue industrielle CSEGR-Projekte wurden in USA und Indonesien erteilt: Riverside Energy erhielt 2020 eine CO<sub>2</sub>-Injektionsgenehmigung für bestehende Bohrungen in das Schiefergasreservoir der Antrim Formation im Feld Chestonia/Kearney, Michigan. In einer Pilotphase von drei Jahren wurden bereits 260 t CO<sub>2</sub> injiziert. Der Betreiber plant fortan etwa 13,3 kt CO<sub>2</sub> jährlich zu injizieren (State of Michigan, 2022).

Im Rahmen der Feldesentwicklung des Tangguh-Flüssiggasprojekts in Indonesien, wurde ein Entwicklungsplan für das „Vorwata“-CCUS-Projekt genehmigt. Das bei der Gasaufbereitung abgeschiedene CO<sub>2</sub> soll zwecks Ausbeutesteigerung in das Vorwata-Reservoir injiziert werden, insgesamt 25 Mt CO<sub>2</sub> bis 2035 und 33 Mt bis 2045 (bp, 2021; Stellae Energy, 2022).

### **Flözgasgewinnung durch CO<sub>2</sub>-Injektion**

In der CO<sub>2</sub>RE-Datenbank des Global CCS Institute werden keine operativen oder in Planung befindliche Projekte der Flözgasgewinnung durch CO<sub>2</sub>-Injektion (engl. „Enhanced Coalbed Methane“; ECBM) (Global CCS Institute, 2022a). Zwischen 2004 und etwa 2013 liefen vier Pilot- und Demonstrationsprojekte (drei in den USA, eins in China) mit Versuchen zur Injektion von CO<sub>2</sub> in Kohleflözen. Im größten Projekt „San Juan Basin ECBM Storage Test“ wurden über ein Jahr hinweg 18 kt CO<sub>2</sub> injiziert. Kearns et al. (2021) ordnen der CO<sub>2</sub>-ECBM-Methode einen TRL von 2 bis 3 zu (Kearns, Liu, & Consoli, 2021).

### **Kombination von Geothermie und CO<sub>2</sub>-Speicherung**

Verschiedene Ansätze zur Kombination von geothermischer Energiegewinnung mit der Speicherung von CO<sub>2</sub> wurden bzw. werden in Projekten erforscht und erprobt, wie z. B. die Verwendung von CO<sub>2</sub> als Arbeitsmedium (anstelle von Wasser) oder die Einlösung von CO<sub>2</sub> im geförderten Thermalwasser mit anschließender Re-Injektion in das thermalwasserführende Reservoir zur Speicherung des CO<sub>2</sub> (Letzteres wurde untersucht im abgeschlossenen Projekt CO<sub>2</sub>-Dissolved) (CO<sub>2</sub>-Dissolved, 2022).

<sup>29</sup> Nach Bilanzierungen im ECO-BASE-Projekt hat bspw. Erdöl, das durch CO<sub>2</sub>-EOR-Projekte unter Verwendung von anthropogenem CO<sub>2</sub> gefördert wurde, einen deutlich kleineren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck als Öl, das aus anderen Teilen der Welt nach Europa importiert wird (Eco2Base, 2022).

<sup>30</sup> Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Carbon dioxide storage using enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) (ISO 27916:2019)

Im seit 2021 laufenden Forschungsprojekt „EnerGizerS“ (Dauer drei Jahre) wird die Effizienz von CO<sub>2</sub> als Arbeitsmedium zur Gewinnung von Wärmeenergie untersucht (EnerGizerS, 2022). Dieser Ansatz ist unter der Bezeichnung „CO<sub>2</sub>-Enhanced Geothermal Systems (CO<sub>2</sub>-EGS)“ bekannt. Neben der Identifizierung von potenziellen Standorten (geologischen Strukturen) für CO<sub>2</sub>-EGS in Norwegen und Polen werden unter anderem Labortests an Bohrkernen aus potenziell geeigneten geologischen Strukturen vorgenommen sowie numerische Simulationen von dynamischen CO<sub>2</sub>-Injektions- und Förderszenarien durchgeführt. Nach Sowizdzał et al. (2021) ist CO<sub>2</sub>-EGS bisher noch nicht kommerziell in der Anwendung (Sowizdzał & et al., 2021).

Das ACT-Projekt „SUCCEED“ (2019-2022) betrachtet Geothermiestandorte, bei denen das geförderte Thermalwasser auf natürliche Weise viel CO<sub>2</sub> enthält, das aktuell an der Erdoberfläche in die Atmosphäre entweicht (Imperial College London, 2022). Am Beispiel von zwei kommerziellen Geothermieprojekten in der Türkei (Kizildere) und Island (Hellisheidi) werden Möglichkeiten zur Re-Injektion des geförderten CO<sub>2</sub> ins thermalwasserführende Reservoir untersucht. Ein wichtiger Aspekt im Projekt SUCCEED ist die Entwicklung und die Erprobung von geeigneten „Measurement, Monitoring and Verification (MMV)“-Technologien im Feldmaßstab (Durucan, Korre, Parlaktuna, & Senturk, 2021).

Weitere Projekte zum Thema sind beispielsweise „GECO“ (mit deutscher Beteiligung) und „Carbfix“, die miteinander kooperieren, indem das Project GECO die Anwendung der Carbfix-Methodik zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Mineralisierung an vier weiteren europäischen Demonstrationsstandorten untersucht (GECO, 2022; Carbfix, 2022).

### **Druckmanagement von CO<sub>2</sub>-Speichern mit Brauchwassergewinnung und Nutzung**

Zur Begrenzung des Druckaufbaus bei der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Porenraum salinärer Aquifere kann Formationswasser aus dem Speicher gefördert werden. Das Formationswasser kann entweder an anderer Stelle in den Untergrund reinjiziert oder einer Nutzung zugeführt werden. Das Konzept der Wassergewinnung, aus salinaren Aquiferen, die zur CO<sub>2</sub>-Speicherung genutzt werden (engl. „Enhanced Water Recovery“; EWR), wird vor allem in semiariden Gebieten in China und Australien verfolgt. Im Berichtszeitraum sind jedoch keine Pilot- oder Demonstrationsprojekte bekannt geworden. In Australien gibt es Bedenken der Bevölkerung gegen mögliche EWR-Projekte wegen möglicher Risiken der Grundwasserkontamination (Wei, et al., 2021; Witt, Ferguson, & Ashworth, 2020). Seit einigen Jahren werden die Potenziale und mögliche Technologien zur Gewinnung insbesondere von Lithium aus Formationswässern intensiv untersucht und erprobt, um den gestiegenen Lithiumbedarf zumindest zum Teil aus heimischen Quellen decken zu können (Kumar, Fukuda, Hatton, & Lienhard, 2019; Dugamin, et al., 2021; UnLimited, 2022; Sanjuan, et al., 2022). Bislang konzentrieren sich die Aktivitäten vor allem auf die Gewinnung von Lithium aus Thermalwässern<sup>31</sup> oder Produktionswässern der Öl- und Gasförderung.

---

<sup>31</sup> Beispiel für ein laufendes Projekte zur Lithiumgewinnung aus Thermalwässern in Deutschland ist „Li<sup>+</sup>Fluids“ (BGR, 2022a)

### 3 Rechtsrahmen für CCS und CCU und Anwendung Kohlendioxid-Speichergesetzes in Deutschland

#### 3.1 Europäischer Rahmen

Da das europäische Recht im Rangverhältnis vor einfachen Bundesgesetzen steht, ist der nationale Rechtsrahmen für CCS und CCU am europäischen Rahmen ausgerichtet (BBH, 2022a).

Die Richtlinie 2009/31/EG, die sogenannte CCS-Richtlinie, regelt auf europäischer Ebene die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> sowie bestimmte Aspekte des Leitungstransports einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur. Die Übernahme der CCS-Richtlinie in nationales Recht ist in allen Mitgliedstaaten erfolgt (siehe Kapitel 4.5). Die Regelung beinhaltet dabei Vorgaben zum Umgang mit Leckagen, Vorschriften zur Überwachung der Speicherstätten, den Prozess zur Erschließung einer Speicherstätte inklusive der Speichergenehmigung sowie Vorschriften für die Betreiber während des Betriebes und nach der „Schließung“ der Speicher.

Gemäß der Richtlinie 2003/87/EG (European Union Emissions Trading System-Richtlinie, „EU-ETS-Richtlinie“) müssen für abgeschiedenes und gemäß der CSS-Richtlinie dauerhaft gespeichertes CO<sub>2</sub> keine ETS-Zertifikate abgegeben werden. Der Transport des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> wird von der entsprechenden Monitoring-Verordnung erfasst. Der derzeitige Rechtsrahmen beinhaltet allerdings nur den CO<sub>2</sub>-Transport per Pipeline. Derzeit werden 40 Prozent der CO<sub>2</sub>-Emissionen in der EU im Rahmen des EU-ETS erfasst.<sup>32</sup> Die Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 gilt ebenfalls nur für Emissionen aus Abscheidung, Transport per Pipeline und Speicherung i.S.d. CCS-Richtlinie. Andere Transportwege (etwa per Schiff) sind derzeit nicht umfasst (BBH, 2022a). Die EU-ETS-Richtlinie ist von allen Mitgliedstaaten umgesetzt worden. Darüber hinaus haben sich Norwegen, Island und Lichtenstein dem EU-ETS angeschlossen (Deutsche Emissionshandelsstelle, 2022).

Im Rahmen des „Preem“ CCS-Projekts zwischen Schweden und Norwegen ist eine Klärung über die Anrechenbarkeit von CO<sub>2</sub>-Emissionen im EU-ETS für den Schiffstransport mit der Europäischen Kommission erreicht worden (Jordal, et al., 2022; Ajdin, 2020). Innerhalb des Preem Projektes ist der Schiffstransport von der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an der Raffinerie Lysekil in Schweden bis zur CO<sub>2</sub>-Speicherstätte im Rahmen des norwegischen Northern Lights-Projektes geplant. Die Europäische Kommission hat nach einem Austausch mit der norwegischen Seite erklärt, dass eine Industrieanlage das abgeschiedene CO<sub>2</sub> nach dem erfolgreichen Transport per Schiff oder Lkw zur Speicherstätte oder Transportnetz von ihren zertifikatpflichtigen Emissionen abziehen kann. Die Betreiber der Anlage sind bis zum Entladen des CO<sub>2</sub> an der Speicherstätte rechtlich verantwortlich für jegliches CO<sub>2</sub>, das während des Transportes entweicht.

Für CCU-Verfahren ist nach der Artikel 49 Absatz 1 der EU-Monitoring-Verordnung bislang nur die Herstellung von gefälltem Kalziumcarbonat vollständig in der Emissionsberichterstattung anrechenbar. Als Teil von „Fit For 55“ wird die EU-ETS-Richtlinie derzeit novelliert. Nach dem aktuellen Verhandlungsstand soll nun auch die Nutzung von CO<sub>2</sub> im ETS anrechenbar sein, wenn CO<sub>2</sub> dauerhaft chemisch in einem Erzeugnis gebunden ist, sodass es bei vorgesehener Verwendung und Entsorgung nicht in die Atmosphäre gelangt. Mittels delegierter Rechtsakte soll die Kommission Bedingungen dafür festlegen.<sup>33,34,35</sup> Darüber hinaus soll auch der multimodale CO<sub>2</sub>-Transport in den Anwendungsbereich des EU-ETS einbezogen werden.

Im Rahmen der Mitteilung zu „Sustainable Carbon Cycles“ kündigte die EU-Kommission zudem (siehe Kapitel 4) einen Rechtsrahmen zur Zertifizierung von Kohlenstoff-Entnahmen an (Europäische Kommission, 2022a).<sup>36</sup>

<sup>32</sup> Rund 11.000 Anlagen der Energiewirtschaft und der energieintensiven Industrie (Umweltbundesamt, 2022d)

<sup>33</sup> Vorschlag für eine RICHTLINIE DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTES UND DES RATES zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union, des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und der Verordnung (EU) 2015/757, 2021/0211(COD), COM(2021) 551 final, im Folgenden: Vorschlag.

<sup>34</sup> Abänderungen des Europäischen Parlaments vom 22. Juni 2022 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union, des Beschlusses (EU) 2015/1814 über die Einrichtung und Anwendung einer Marktstabilitätsreserve für das System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und der Verordnung (EU) 2015/757 (COM(2021)0551 – C9-0318/2021

<sup>35</sup> Allgemeine Ausrichtung des Rates der Europäischen Union, 30. Juni 2022, 10875/21 + ADD 1 – COM(2021) 551 final, im Folgenden: Allgemeine Ausrichtung.

<sup>36</sup> Dieser Rechtsrahmen wird für Ende des Jahres 2022 erwartet, war jedoch zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht bekannt.

### 3.2 Geltende Regelungen für CCU/S in Deutschland

In Deutschland bildet das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) als Umsetzung der europäischen CCS-Richtlinie den gesetzlichen Rahmen für den leitungsgebundene Transport und Speicherung von CO<sub>2</sub>. Das KSpG ist nach mehrjährigem Gesetzgebungsverfahren in Deutschland 2012 in Kraft getreten (acatech, 2018).

Das KSpG enthält die Voraussetzungen für die Untersuchung des Untergrunds auf seine Eignung für die Kohlendioxidspeicherung sowie für die Planfeststellung eines Kohlendioxidspeichers, welche strengen umweltrechtlichen Voraussetzungen unterliegt (Deutscher Bundestag, 2018). Das KSpG regelt darüber hinaus auch die Planfeststellung für CO<sub>2</sub>-Leitungen sowie die Voraussetzungen für den Anschluss und Zugang Dritter zu CO<sub>2</sub>-Speichern und -Leitungen (Vgl. § 4 bzw. 33 KSpG).

Die nach intensiver Diskussion verankerte Länderklausel ermöglichte den Bundesländern den Ausschluss bestimmter Gebiete von der Anwendung des Gesetzes zur Speicherung von CO<sub>2</sub> (acatech, 2018). Von der Länderklausel haben die Länder Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein Gebrauch gemacht, um die Kohlendioxidspeicherung für ihr Landesgebiet vollumfänglich auszuschließen (KSpG vom 14.07.2015, KSpG SH vom 27.04.2014, KSpAusschlG M-V vom 30.05.2012). Dies trug dazu bei, dass CCS in Deutschland nicht zur Anwendung gebracht wurde (siehe Kapitel 1.4).

Im Folgenden wird kurz auf den spezifischen rechtlichen Rahmen von CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport, -Nutzung und -Speicherung eingegangen.

#### 3.2.1 CO<sub>2</sub>-Abscheidung

Für die Errichtung und den Betrieb von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen ist das deutsche KSpG nicht einschlägig. Relevant für die CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Deutschland ist insbesondere das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG), da die Errichtung und der Betrieb von CCS-Abscheidungsanlagen regelmäßig einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen. Welche Anlagen unter dieses Genehmigungserfordernis fallen, wird durch die 4. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) geregelt. Nr. 10.4 des Anhanges 1 der 4. BImSchV bezieht sich jedoch nur auf CO<sub>2</sub>-Abscheidung für die geologische Speicherung (CCS), nämlich „(...) eigenständig betriebene Anlagen zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> aus nach Anhang 1 zur 4. BImSchV selbst genehmigungsbedürftigen Anlagen zum Zweck der dauerhaften geologischen Speicherung“. Im Gegensatz dazu werden CCU-Verfahren bisher nicht von der Verordnung erfasst. Eine Genehmigungsbedürftigkeit solcher Abscheidungsanlagen nach dem BImSchG kann sich daher nach aktueller Gesetzeslage nur als Anlagenteil oder Nebeneinrichtung (§ 1 Absatz 2 4. BImSchV) zu einer selbst nach Anhang 1 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftigen Anlage ergeben. Im Übrigen wäre für die Errichtung und den Betrieb der Abscheidungsanlage lediglich eine Baugenehmigung nach den entsprechenden landesrechtlichen Vorschriften einzuholen.

Bei der Errichtung einer CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage ist im Rahmen des BImSchG darüber hinaus zwischen der Notwendigkeit eines vollen Genehmigungsverfahrens und eines vereinfachten Verfahrens zu unterscheiden. Ersteres sieht nach § 10 BImSchG eine Öffentlichkeitsbeteiligung und gegebenenfalls eine Umweltverträglichkeitsprüfung vor, während bei letzterem eine Öffentlichkeitsbeteiligung ausgeschlossen ist und die Frist für die Entscheidung der Behörden auf drei Monate verkürzt wird (§ 10 Absatz 6a BImSchG) (Benrath, 2021).

Bei der Nachrüstung von Bestandsanlagen, die insbesondere bei der Post-Combustion-Technologie, aber auch bei anderen Typen, in vielen Fällen in Betracht kommen dürfte, wird grundsätzlich unterschieden zwischen der Zulassung durch ein Neugenehmigungsverfahren, dem Änderungsgenehmigungsverfahren oder nur einem Anzeigeverfahren. Aus der Einstufung ergeben sich im Besonderen in Bezug auf die behördliche Prüfungsreichweite erhebliche Unterschiede. Umfangreiche Veränderungen des Bestands könnten so auch zu einer vollumfänglichen Neuprüfung der gesamten Anlage mit dem Maßstab der dann geltenden Rechts- und Tatsachengrundlage führen. Dies stellt für Anlagenbetreiber eine erhebliche rechtliche Unsicherheit dar (BBH, 2022a).

Eine genehmigungsbedürftige Abscheidungsanlage ist des Weiteren so zu errichten und zu betreiben, dass ein hohes Schutzniveau insbesondere gegenüber sogenannten schädlichen Umwelteinwirkungen (§ 3 Absatz 1 BImSchG) gewährleistet ist (sog. Schutzpflicht). Das insoweit zulässige Maß wird in den Technischen Anleitungen Luft (TA Luft) und Lärm (TA Lärm) konkretisiert.

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

Der derzeitige Rechtsrahmen für den CO<sub>2</sub>-Transport besteht in Deutschland vor allem aus dem KSpG und dem Fahrgutrecht. Wo das KSpG für den leitungsgebundenen Transport nicht einschlägig ist, gelten die allgemeinen Regeln zur Planfeststellung nach den Vorschriften des UVPG. Darüber hinaus sind internationale Abkommen und

EU-Regelungen relevant für den grenzüberschreitenden Transport sowie für den Transport im marinen Bereich. Die europäische CCS-Richtlinie regelt insbesondere die geologische Speicherung als auch bestimmte Aspekte des Pipelinetransports, während andere Transportmodalitäten nicht eigens geregelt sind (Benrath, 2021). Auch im EU-ETS unterliegt die dauerhafte geologische Speicherung einer Privilegierung nach Artikel 49 Absatz 1 Monitoring-Verordnung, wonach ein Anlagenbetreiber bei einer Weiterleitung von CO<sub>2</sub> durch eine Pipeline die Emissionen von seiner Anlage abziehen darf und hierfür keine Zertifikate aufbringen muss. Die Verantwortlichkeit für mögliche Leckagen beim CO<sub>2</sub>-Transport wird an den Pipelinebetreiber abgegeben (BBH, 2022a).

Bei anderen Transportmodalitäten verbleibt die Verantwortlichkeit für entstehende Emissionen durch Leckagen o. ä. bei dem Anlagenbetreiber. Notwendig sind in jedem Fall ein konsequentes Tracking der CO<sub>2</sub>-Ströme und ein umfassendes, gegebenenfalls grenzüberschreitendes Monitoringsystem, um etwaige Schlupfverluste zu identifizieren und dem oder den Verantwortlichen zuzuschreiben (BBH, 2022a).

Gemäß KSpG bedürfen die Errichtung, der Betrieb und wesentliche Änderungen von CO<sub>2</sub>-Leitungen der Planfeststellung. Für die genehmigungsrechtlichen Verfahren sind nach KSpG einige der bestehenden energierechtlichen Vorschriften für die Errichtung von Gasleitungen anwendbar. Dies kann teilweise eine Beschleunigung von Verfahren ermöglichen (acatech, 2018).

§ 4 Absatz 3 Satz 2 KSpG verweist für die technischen Anforderungen an Kohlendioxidleitungen zu CO<sub>2</sub>-Speichern auf das EnWG (§ 49 Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EnWG), wonach Gas- und Wasserstoffleitungen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist, wobei die allgemein anerkannten Regeln der Technik gemäß des Regelwerks des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) zu beachten sind. Auch wenn CO<sub>2</sub>-Leitungen in diesem Paragraphen des EnWG nicht explizit erwähnt werden, kommt dem DVGW durch den Verweis im KSpG nach aktueller Rechtsauffassung auch für CO<sub>2</sub>-Leitungen zu CO<sub>2</sub>-Speichern die Aufgabe zu, die technischen Regeln zu setzen. Der DVGW hat bereits 2021 Regelwerke zu den Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen sowie zur Planung und Errichtung von Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren veröffentlicht.<sup>37</sup>

### 3.2.3 CO<sub>2</sub>-Speicherung

Das deutsche KSpG erlaubt lediglich Demonstrationsprojekte für CO<sub>2</sub>-Speicherung, d. h., die jährliche Speichermenge an CO<sub>2</sub> wird im KSpG auf bundesweit maximal 4 Mt CO<sub>2</sub> begrenzt (sowie auf 1,3 Mt pro Jahr und Projekt). Die vom KSpG festgelegte Frist für das Einreichen von Zulassungsanträgen ist am 31. Dezember 2016 abgelaufen, sodass die Genehmigung neuer CO<sub>2</sub>-Speicher in Deutschland gegenwärtig nicht möglich ist. Für die Regeln hinsichtlich CO<sub>2</sub>-Transportes für CCS gilt diese Frist jedoch nicht, sodass die Bestimmungen auch einschlägig sind, wenn eine Pipeline separat, d.h. ohne den Bezug zu einem Speicher, zugelassen werden soll (BBH, 2022a).

### 3.2.4 CO<sub>2</sub>-Nutzung

Die Nutzung von CO<sub>2</sub> über CCU-Verfahren wird bisher weder auf europäischer noch nationaler Ebene vollumfassend geregelt. Regelungen und Anforderungen an Kohlendioxidleitungen im KSpG sind darauf ausgerichtet, dass die jeweilige Leitung zu einem Ort für die dauerhafte geologische Speicherung führt.

## 3.3 Internationales Recht und völkerrechtliche Abkommen

Neben nationalem und europäischem Recht sind für den grenzüberschreitenden Transport und die internationale Zusammenarbeit zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung auch völkerrechtliche Abkommen von Relevanz. Das Meeresschutzabkommen OSPAR und das London-Protokoll setzen den Rahmen für den Export von CO<sub>2</sub> und die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresuntergrund.

Das OSPAR-Abkommen (Oslo-Paris-Konvention, 1992) „soll zur Verhütung und Beseitigung der Meeresverschmutzung beitragen, um das Nordostatlantikgebiet vor den schädlichen Auswirkungen menschlicher Tätigkeiten zu schützen“ (Europäische Union, 2017). Es verbietet grundsätzlich in den Artikeln 4 und 5 die Entsorgung und Verbrennung von Abfällen und anderen Stoffen. Anhang II Artikel 3 in Verbindung mit Anhang III Artikel 3 regeln die Ausnahme für die Speicherung abgeschiedener CO<sub>2</sub>-Ströme unter bestimmten Voraussetzungen: Der CO<sub>2</sub>-Strom muss überwiegend aus CO<sub>2</sub> bestehen und in eine unterirdische geologische Formation zur dauerhaften

<sup>37</sup> Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) (2021): DVGW C260 (A) Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen (2021-08); Deutscher Verein des Gas- und Wasserfachs (DVGW) (2021): DVGW C463 (A) Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren – Planung und Errichtung (2021-08).

Speicherung geleitet werden. Transportbedingungen werden im OSPAR-Abkommen nur am Rande behandelt; dies insoweit, als spezifisch darauf verwiesen wird, dass solche Bedingungen in anderen (nationalen und internationalen) Rechtsakten bzw. Standards geregelt werden sollten (OSPAR Commission, 2007).

Ergänzend ist die „Trilaterale Wattenmeerzusammenarbeit“ zu nennen. Das Wattenmeer gilt als ein weltweit einmaliges Ökosystem. Herausragend sind seine Bedeutung für den Erhalt der Artenvielfalt sowie die ökologischen und geologischen Prozesse, die im Wattenmeer noch weitgehend natürlich ablaufen. Deutschland arbeitet mit den Niederlanden und Dänemark zum Schutz des Wattenmeeres eng zusammen.

Das London-Protokoll (Protokoll zum Londoner Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen, 1972/1996) verbietet den Export von Abfällen zur Entsorgung im Meer (Artikel 6) und sieht vor, dass nur bestimmte Abfälle mit einer staatlichen Erlaubnis im Meer entsorgt werden dürfen (Artikel 4). Das London-Protokoll verbietet die CO<sub>2</sub>-Speicherung in der Wassersäule. Nach einer Ergänzung des Artikel 6 des London-Protokolls um den Absatz 2 aus dem Jahr 2009 ist der Export von CO<sub>2</sub> zum Zweck seiner geologischen Speicherung erlaubt, wenn die betroffenen Staaten eine bilaterale (oder auch multilaterale) Vereinbarung treffen, die die Verantwortung und Aufteilung von Zuständigkeiten im Einklang mit dem London-Protokoll regelt. Bis 2022 haben nur acht Staaten diese Ergänzung ratifiziert (Dänemark, Estland, Finnland, die Niederlande, Norwegen, Schweden, das Vereinigte Königreich und Iran), sodass diese noch nicht wirksam wurde (zur Ratifizierung benötigt werden mindestens zwei Drittel der Vertragsparteien). Die Vertragsparteien beschlossen daher, die Möglichkeit zu einer Erklärung der provisorischen Anwendung der Ergänzung von 2009 zu eröffnen, womit der CO<sub>2</sub>-Export zulässig würde unter der Voraussetzung, dass zwischen den betroffenen Staaten ein Abkommen abgeschlossen wurde. Bis 2022 haben nur Norwegen, Dänemark und die Niederlande eine provisorische Anwendung des Artikel 6 bei der International Maritime Organization (IMO) erklärt (Global CCS Institute, 2022b). Im Jahr 2022 haben zudem Norwegen und Schweden erklärt, dass sie zeitnah auf ein bilaterales Abkommen hinarbeiten wollen.

Im EU-Kontext ist auf die EU-Meeresstrategie-Rahmenrichtlinie (MSRL) hinzuweisen, in DEU umgesetzt im Wasserhaushaltsgesetz (WHG); Deskriptor 6 der MSRL adressiert den Meeresgrund. Dieser hat in einem Zustand zu sein / muss in einen Zustand gebracht werden, der gewährleistet, dass die Struktur und die Funktionen der Ökosysteme gesichert sind und dass insbesondere benthische Ökosysteme keine nachteiligen Auswirkungen erfahren.

### **3.4 Anwendung des Kohlendioxidspeicherungsgesetzes in Deutschland**

#### **3.4.1 § 5 Grundlagen für die Analyse und Bewertung der Potenziale für die dauerhafte Speicherung**

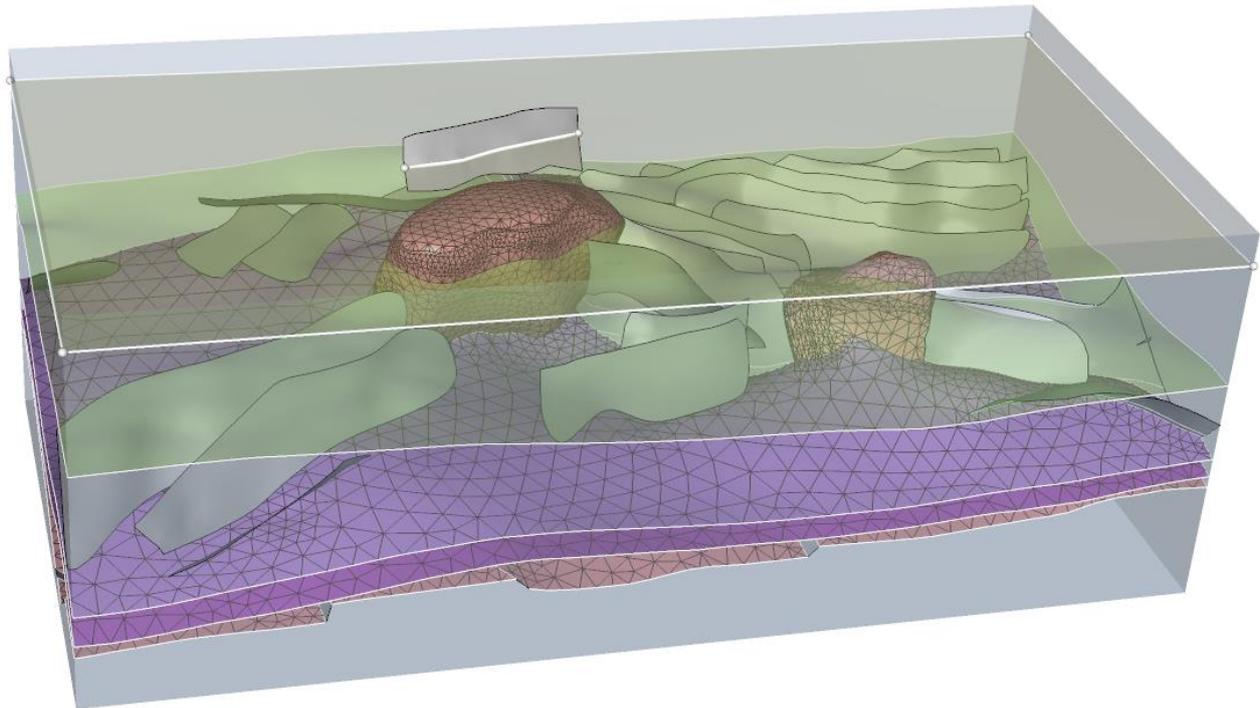
Gemäß § 5 Absatz 2 KSpG erarbeitete die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), in Zusammenarbeit mit den geologischen Diensten der Länder geologische Grundlagen für die Bewertung der Potenziale der dauerhaften geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> in Deutschland. Innerhalb des Berichtszeitraums erfolgte Arbeiten werden nachfolgend dargestellt:

Im TUNB-Projekt haben die Staatlichen Geologischen Dienste der norddeutschen Bundesländer gemeinsam mit und unter Federführung der BGR ein digitales, grenzüberschreitend abgestimmtes strukturgeologisches 3D-Modell des Norddeutschen Beckens erstellt (BGR, 2022b). Frühere zweidimensionale Interpretationen strukturgeologischer Elemente haben Lage, Form und Dimensionen von möglichen Speicherstrukturen, Deckschichten oder die Lage potenzieller Störungen oft ungenau oder fehlerhaft wiedergegeben. Durch die dreidimensionale geologische Modellierung ist eine konsistentere und genauere Beschreibung speicherrelevanter Untergrundstrukturen geschaffen worden. Damit sind unter anderem auch genauere Abschätzungen von Speicherkapazitäten möglich.

Insgesamt sind für das 3D-Modell (siehe Abbildung 8) 13 Basisflächen stratigraphisch definierter Einheiten sowie zwei Topflächen erarbeitet worden. Die modellierten Horizonte erstrecken sich von der Erdoberfläche bis zur Basis des oberpermischen Zechstein Salzes. Je nach Gebiet kann sich diese in einer Tiefe von über 10 km befinden. Zusätzlich wurden wichtige Störungen und die Salzstrukturen des Norddeutschen Beckens modelliert. Das 3D-Strukturmodell deckt die vollständigen Landesflächen der Bundesländer Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und der deutschen Nordsee sowie große Teile der Landesfläche von Niedersachsen und Sachsen-Anhalt ab. Ebenso wie zwischen den Bundesländern gab es Diskrepanzen in den geologischen Modellen entlang der Grenzen zu den Nachbarländern, die unter anderem auf der Verwendung unterschiedlicher Bezugshorizonte und Geschwindigkeitsmodelle des Untergrunds beruhen. In einem EU-geförderten Projekt erfolgte in mehreren Pilotgebieten eine grenzüberschreitende Harmonisierung der Geologischen Modelle mit denen der Nachbarländer Polen, Dänemark und der Niederlande (BGR, 2022c). Dabei wurden

auch Ursachen von Unsicherheiten geologischer Modelle und Möglichkeiten zu deren Visualisierung in geologischen Modellen betrachtet. Damit wird den Anforderungen entsprechend Anlage 1 Absatz 2. des KSpG entsprochen. Diese Harmonisierung der Modelle dient der Charakterisierung potenzieller grenzüberschreitender Kohlendioxidspeicher nach § 6 Absatz 5 KSpG.

Abbildung 8: **Beispiel für ein Geologisches Modell aus dem Norddeutschen Untergrund mit verschiedenen Schichtflächen (Top und Basis einer Abfolge von Gesteinsschichten (violett), Salzstrukturen (rosa) und Störungen (grün, grau)**



Zur Erweiterung des 3D-Strukturmodells um den deutschen Ostsee-Sektor wurden von der BGR hochauflösende reflexionsseismische Messungen durchgeführt und es wurde ein geologisches Modell für die Mecklenburger Bucht erstellt. Die Erweiterung des Modells nach Süden zur Erfassung des Untergrunds weiterer, für die CO<sub>2</sub>-Speicherung als untersuchungswürdig angesehene Gebiete, unter Beteiligung weiterer geologischer Dienste ist in Vorbereitung. Im Anschluss an das TUNB-Projekt hat die Weiterentwicklung des Strukturmodells zu einem parametrisierten Volumenmodell begonnen.

Im Rahmen des EU-geförderten Projektes „LEILAC2“ werden Optionen für eine Nutzung und/oder Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> untersucht, einschließlich der möglichen Speicherung an Land und unter der Nordsee (BGR, 2022d) (siehe Kapitel 2.1). In einem weiteren Verbundprojekt im Rahmen der vom BMBF geförderten Forschungsmission CDRmare werden CO<sub>2</sub>-Speichermöglichkeiten im Deutschen Sektor näher untersucht, einschließlich Fragestellungen zu Überwachung, Umweltaspekten, rechtlichen Anforderungen und Raumordnung (CDRmare, 2022b). Exemplarisch wurden wichtige Barriereformationen des West-Schleswig Blocks mit Hilfe hochauflösender 2D Reflexionsseismik untersucht, ebenso wie potenzielle Migrationswege für Fluide im Deckgebirge potenzieller Speicherformationen im Untergrund eines Fluid-Austritts am Meeresboden (BGR, 2022e).

Die an der BGR eingerichtete Formationswasserdatenbank (siehe Deutscher Bundestag (2018)) wurde technisch weiterentwickelt und es wurde mit der Aufnahme von Datensätzen begonnen. Zur weiteren Charakterisierung zur Speicherung geeignet erscheinender Gesteinsschichten und deren Umgebung, entsprechend Anlage 1 KSpG, wurde mit dem Aufbau einer Störungsdatenbank begonnen.

Standortunabhängige Forschung erfolgte und erfolgt in Zusammenarbeit mit weiteren Forschungspartnern, u. a. im Rahmen der EU-geförderten Projekte „ENOS“ und „C4U“ (Carbon4PUR, 2022; ENOS, 2022). In diesen Projekten untersuchte Themen betreffen

- die Überwachung von Speichern.
- die Auswirkung von Nebenbestandteilen von CO<sub>2</sub>-Strömen auf die Speicherung in erschöpften Erdgaslagerstätten.
- In Laborexperimenten wurden Prozesse der Deformation unverfestigter Deckschichten über CO<sub>2</sub>-Speichern simuliert und analysiert (May et al. (2019)).
- Im Schweizer Forschungsbergwerk Mont Terri werden Untersuchungen zur langfristigen chemischen und geomechanischen Stabilität tonreicher Deckschichten gegenüber der Einwirkung von CO<sub>2</sub> untersucht (Sciandra et al. (2022)).

Das Umweltbundesamt geht in seiner RESCUE-Studie davon aus, dass eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität die Entnahme von CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre erfordert, aber ohne die Speicherung von CO<sub>2</sub> auskommt. Infolgedessen empfiehlt es im Anschluss an das Vorsorgeprinzip im Umweltschutz den Verzicht auf die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> (Umweltbundesamt, 2019c). Diese generelle Empfehlung kann als Ausdruck wirksamer Umweltvorsorge gemäß § 5 Absatz 3 KSpG angesehen werden. Konkrete Abschätzungen von Umweltauswirkungen durch die dauerhafte geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung als Grundlage der Umweltvorsorge wurden im Berichtszeitraum vom Umweltbundesamt jedoch nicht veröffentlicht.

### 3.4.2 § 6 Register

Im Berichtszeitraum wurden von den zuständigen Landesbehörden keine Informationen zur Aufnahme in das Register gemeldet. Rechtsverordnungen zur Erstellung und Führung des Registers und dessen öffentlicher Zugänglichkeit sind bisher nicht erarbeitet worden.

### 3.5 Raumplanung und Nutzungskonflikte

Wie im Evaluierungsbericht aus dem Jahr 2018 dargelegt, kann die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Gesteinsschichten des tiefen geologischen Untergrundes nicht nur Auswirkungen auf diese tiefen Gesteinsschichten und das über dem Speicherkomplex liegende Deckgebirge, sondern auch auf oberflächennahe Schutzgüter (Grundwasser, Meeresumwelt, Boden, Luft, Mensch, Natur, Kultur- und Sachgüter) haben. Auswirkungen auf oberflächennahe Schutzgüter bei der Errichtung und im bestimmungsgemäßen Betrieb eines CO<sub>2</sub>-Speichers umfassen:

- den unvermeidbaren Flächenverbrauch – durch bspw. die für ein CO<sub>2</sub>-Speicherprojekt benötigten Obertageanlagen, Injektionsanlagen, Rohrleitungen, Zufahrtswege und Überwachungsmessstellen sowie
- mögliche direkte Beeinträchtigungen oder Schädigungen z. B. durch Lärm und Staub sowie im Fall von bspw. hervorgerufenen Erschütterungen, Landhebungen oder -senkungen oder Änderungen des Grund- oder Oberflächenwasserspiegels (siehe Evaluierungsbericht von 2018 (Deutscher Bundestag, 2018)).
- Neben diesen möglichen Auswirkungen, die denen anderer industrieller bzw. bergbaulicher Anlagen bzw. Aktivitäten ähnlich sind, kann salinates Formationswasser, durch die Injektion von CO<sub>2</sub> in den Untergrund, verdrängt werden und aufsteigen. Je nach Standort ist ein Aufstieg bis in oberflächennahe Grundwasseraquifere möglich. Ein Aufstieg von salinarem Formationswasser kann eine Versalzung und einen Eintrag von Spurenelementen in zur Trinkwassergewinnung geeigneten Grundwasser bewirken. Zudem besteht ein Restrisiko für CO<sub>2</sub>-Austritte (Leckagen), z. B. durch geologische Störungen oder Altbohrungen sowie für eine CO<sub>2</sub>-Freisetzung infolge von Unfällen sowie im Extremfall durch Blowouts (siehe Kapitel 7).

Diese möglichen Auswirkungen sind bei der Auswahl jedes Speicherstandorts zu berücksichtigen. Daher schreibt das KSpG bspw. in § 7 vor, dass eine Untersuchungsgenehmigung nur zu erteilen ist, wenn Vorkehrungen zum Schutz von „Leben, Gesundheit und Sachgütern Beschäftigter und Dritter“ getroffen sowie „betroffene Umweltgüter geschützt und, soweit dies nicht möglich ist, ordnungsgemäß wiederhergestellt“ werden. Für die Errichtung und den Betrieb eines CO<sub>2</sub>-Speichers hat nach KSpG den §§ 11 und 12 eine vorherige Planfeststellung einschließlich einer Umweltverträglichkeitsprüfung zu erfolgen. Die Plangenehmigung darf nach KSpG § 13 nur erteilt werden, wenn „die erforderliche Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt getroffen wird“.

Die Inanspruchnahme von Fläche (an der Oberfläche) als begrenzte natürliche Ressource sollte möglichst gering gehalten werden, wie dies auch in den im Raumordnungsgesetz (ROG) festgelegten Grundsätzen der Raumordnung vorgegeben wird. Zudem ist zu berücksichtigen, dass Schutzgebiete des Naturschutzrechts von baulichen Anlagen freizuhalten sind.

Für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Meeresgebiet sind über die Anforderungen des KSpG hinaus Vorgaben aus internationalen Abkommen und Verträgen, wie dem Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen (SRÜ) zu Territorialfragen, Nutzungen und Umweltschutz im Meeresgebiet, dem OSPAR-Übereinkommen (OSPARConvention) und dem London-Protokoll (1972/1996) zum Meeresschutz (insbesondere zur Verhinderung der Entsorgung bzw. des Einbringens von Abfällen in das Meeresgebiet) zu beachten (siehe Kapitel 3). Ergänzend ist die EU-Meeressstrategie-Rahmenrichtlinie zu beachten, welche auch den Schutz des Meeresbodens adressiert. Dementsprechend ist bspw. im KSpG § 7 festgelegt, dass eine Untersuchungsgenehmigung nur zu erteilen ist, wenn „im Bereich des Küstenmeeres, der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandssockels a) die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigt wird und Beeinträchtigungen der Meeresumwelt nicht zu besorgen sind und b) das Legen, die Unterhaltung und der Betrieb von Unterwasserkabeln und Rohrleitungen sowie ozeanographische oder sonstige wissenschaftliche Forschungen nicht mehr als nach den Umständen unvermeidbar und der Fischfang nicht unangemessen beeinträchtigt werden.“ Die Vorgaben des SRÜ spiegeln sich auch in den Vorgaben des Raumordnungsgesetzes (ROG § 17) und folglich in dem aktuellen Meeresraumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone aus dem Jahr 2021 wieder (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2022). Dieser enthält u. a. Gebietsfestlegungen zur Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs zu verschiedenen wirtschaftlichen Nutzungen, zu wissenschaftlichen Nutzungen sowie zum Schutz und zur Verbesserung der Meeresumwelt. Eine hohe Priorität bei der Planerstellung erhielt dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) folgend die Ausweisung von Gebieten zur Offshore-Windenergiegewinnung (Vorranggebiete und Vorbehaltsgebiete – z.T. Ausweisung zeitlich festgelegt, wenn die Gebiete nicht nachweislich für die Schifffahrt benötigt werden). Die einzige in dem aktuellen Meeresraumordnungsplan berücksichtigte Nutzung des Meeresuntergrunds ist die Förderung von Kohlenwasserstoffen. Sollen zukünftig weitere Untergrundnutzungen berücksichtigt werden, muss eine Überlagerung von Gebieten mit oberflächennahen Nutzungen bzw. Funktionen (also des Luftraums, der Wassersäule oder des Meeresbodens) mit solchen für Untergrundnutzungen erfolgen, da der aktuelle Meeresraumordnungsplan Festlegungen für nahezu das gesamte Gebiet der deutschen AWZ enthält.

Neben den Auswirkungen auf oberflächennahe Schutzgüter und Nutzungen sind auch Wechselwirkungen zwischen einer CO<sub>2</sub>-Speicherung und anderen bestehenden oder angestrebten Nutzungen des Untergrundes möglich. Da der im Untergrund verfügbare Speicherraum eine begrenzte Ressource ist und die Speicherung von CO<sub>2</sub> dauerhaft sein soll, kann es zu Konkurrenzen bzw. Konflikten kommen, es sind aber auch Synergien zwischen Untergrundnutzungen möglich. Das KSpG nennt in § 5 explizit mögliche Nutzungskonflikte zu einer CO<sub>2</sub>-Speicherung durch „Exploration, Rohstoffgewinnung, Geothermienutzung, nutzbares Grundwasser, Speicherung oder Lagerung anderer gasförmiger, flüssiger oder fester Stoffe oder wissenschaftliche Bohrungen im Bereich der für die dauerhafte Speicherung geeigneten Gesteinsschichten“. Nach KSpG § 7 sollen „Beeinträchtigungen von Bodenschätzen und vorhandenen Nutzungsmöglichkeiten des Untergrundes, [...] sowie Beeinträchtigungen von bergrechtlichen Genehmigungen und wasserrechtlichen Zulassungen“ ausgeschlossen sein.

Um sowohl die Wechselwirkungen zwischen Untergrundnutzungen und oberflächennahen Nutzungen und Funktionen bzw. weiteren Nutzungen des Untergrundes bei der Planung eines CO<sub>2</sub>-Speichers zu berücksichtigen, wird im Evaluierungsbericht von 2018 Folgendes empfohlen: „Der Speicherkomplex sollte [...] so bemessen sein, dass angrenzende Nutzungen (vertikal und horizontal)<sup>38</sup> 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, et al., 2015) planerisch zu steuern“. Eine generelle Beachtung von Zielen sowie Grundsätzen und sonstigen Erfordernissen der Raumordnung bei der Planfeststellung und der Plangenehmigung ist im KSpG § 13 festgelegt.

Für eine planerische Steuerung von möglichen Untergrundnutzungen an Land oder im Meeresuntergrund müssten:

- für die jeweilige Nutzung geeignete Gebiete bzw. Gesteinsschichten und/oder Strukturen identifiziert<sup>39</sup> und
- Wege für den Umgang mit Konkurrenzen/Konflikten mit oberflächennahen Nutzungen und Funktionen sowie mit anderen Nutzungen des tieferen Untergrundes gefunden werden.

<sup>38</sup> Die Nutzung verschiedener Gesteinsschichten, die übereinander in unterschiedlichen Tiefen liegen, für eine oder unterschiedliche Nutzungen wird oft als Stockwerksnutzung bezeichnet.

<sup>39</sup> Die Eignung der verschiedenen geologischen Formationen und Strukturen für bestimmte Untergrundnutzungen und deren Eigenschaften (z. B. Permeabilität und Porosität) bestimmen, welche Nutzung überhaupt an welcher Stelle im Untergrund in welchem Umfang machbar sein könnte.

Letzteres schließt die Priorisierung einer Nutzung/Funktion ein, wenn keine technische oder regulatorische Lösung des Konfliktes gefunden werden kann. Für eine solche Priorisierung wären Leitlinien mit festgelegten Kriterien hilfreich. Allerdings stellen die Staatlichen Geologischen Dienste / Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe / Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik fest, dass bundesweit gesehen die Informationsdichte und die Datenqualität über Aufbau des Untergrundes „insgesamt [...] selektiv, inhomogen, unscharf, inkonsistent und für viele Nutzungsarten unzureichend sind“, daher erscheint eine großräumige Festlegung z. B. von konkreten Vorrang- oder Vorbehaltsgebieten (bzw. -räumen) momentan nicht möglich (Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, 2012). Ein erster Schritt könnte das Aufstellen von Raumkategorien mit schwacher Regelungswirkung wie z. B. von „Schwerpunkträumen“ für einzelne Nutzungen oder von „Leitbildern“, die besagen, welche Untergrundnutzungen insgesamt möglich sein sollen und wie diese gegebenenfalls neben- bzw. übereinander verwirklicht werden könnten (Kiemeyer, et al., 2018; Roßnagel & Hentschel, 2015). Solche einheitlichen Leitbilder könnten sowohl bei der Raumplanung bzw. Fachplanung auf Landes- oder regionaler Ebene als auch konkrete Genehmigungsverfahren z. B. für unterschiedliche Untergrundnutzungen Berücksichtigung finden.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass eine Stockwerksnutzung des Untergrundes sowie eine Überlagerung von verschiedenen Untergrundnutzungen mit oberflächennahen Nutzungen und Funktionen grundsätzlich (geo-)technisch möglich erscheint, wenn die einzelnen Nutzungen/Funktionen miteinander verträglich sind. Die rechtlichen Rahmenbedingungen dafür und für eine Berücksichtigung solcher Nutzungsmöglichkeiten in einer (Untertage-)Raumordnung sind zu prüfen und ggf. zu entwickeln.

## 4 Europäischer Rahmen und Zusammenarbeit

### 4.1 Europäische Politik und aktueller Rechtsrahmen

Bereits in Kapitel 3.1 ist der geltende europäische Rechtsrahmen erläutert worden. Entsprechend werden diese Informationen ergänzt, um Rechtsvorschläge der EU sowie einer Einordnung des Green Deal.

Im Rahmen der Novellierung der EU-ETS-Richtlinie erfolgt eine Diskussion darüber, inwieweit CCU mit aufgenommen werden kann (BBH, 2022a). Weiterhin erhält CCU erhöhte Aufmerksamkeit im Vorschlag der Europäischen Kommission für eine REFuelEU Aviation Initiative, in der Anbieter (Flughafenbetreiber) dazu verpflichtet werden einen bestimmten Anteil an nachhaltigen Kraftstoffen dem Kerosin (z. B. synthetische Kraftstoffe) beizumischen (Soone, 2022).

Weiterhin hat die europäische Kommission in ihrer Mitteilung zu „Sustainable Carbon Cycles“ als Teil des Green Deal zentrale Grundsätze für den Aufbau einer Kohlenstoffwirtschaft benannt. Der Vorschlag formuliert folgende Ziele (Europäische Kommission, 2021a; Europäische Kommission, 2021b):

- **Monitoring:** Bis 2028 soll jede Tonne CO<sub>2</sub>, die in der Industrie eingefangen, transportiert, verwendet und gespeichert wird, berichtet und der Ursprung bestimmt werden.
- **Quotenvorgabe:** Bis 2030 sollen mindestens 20 Prozent des genutzten Kohlenstoffs in der Chemie- und Plastikindustrie aus nachhaltigen nicht-fossilen Quellen stammen.
- **Abscheidenvorgabe:** Bis 2030 sollen über technische Lösungen („fronrunner projects“) jährlich 5 Mt CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre abgeschieden und permanent gespeichert werden.

Am 30. November 2022 wurde im Rahmen des Green Deal außerdem ein Vorschlag für einen Rechtsrahmen für die Zertifizierung von Kohlenstoff-Entnahmen von der europäischen Kommission vorgestellt werden. Dieser soll laut EU-Kommission als permanente CO<sub>2</sub>-Entnahmeoptionen (CDR) insb. Direct Air Capture mit CCS und BECCS umfassen.

Im Rahmen des Green Deals ist in der EU-Verordnung 2021/1119 (European Climate Law) das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 festgehalten. Darüber hinaus sieht die Europäische Kommission den Einsatz von CDR als notwendig an, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Hierbei werden explizit DACCS und BECCS als notwendige CDR-Verfahren erwähnt (Europäische Kommission, 2019). Bisher sind keine rechtlichen Vorgaben daraus erwachsen. Mit der neuen EU-LULUCF-Verordnung wurden zudem im November 2022 Vorgaben beschlossen, die die zusätzliche Einbindung von CO<sub>2</sub> in terrestrischen Ökosystemen betreffen. Für das Erreichen von Klimaneutralität in der EU ist in den Szenarien ECOSYS und INDUS in 2050 eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung von 300 bis 500 Mt CO<sub>2</sub> notwendig. Die untersuchten Szenarien umfassen die Abscheidung für Industrieprozesse, der Umwandlung fossiler Kraftstoffe und biogenen Kohlenstoff und DAC (Europäische Kommission, 2021c).

### 4.2 Förderung von CCU/S und PCIs

Mit Artikel 10a(8) der EU-ETS-Richtlinie werden im Rahmen des sogenannten Innovation Fund innovative kohlenstoffarme Technologien zur Demonstration gefördert, darunter auch CCU/S. Darüber hinaus werden innovative Technologien im Bereich der erneuerbaren Energien oder innovative Energiespeicherverfahren angesprochen. Es handelt sich um das weltweit größte Förderprogramm für sogenannte „low carbon technologies“ (Europäische Kommission, 2022b). Bisher veröffentlichte die EU-Kommission jeweils zwei Förderaufrufe für großmaßstäblich Projekte und für kleine Projekte. Aus insgesamt 311 Bewerbungen für großskalige Projekte im ersten Förderaufruf wurden sieben Projekte in einem zweistufigen Prozess zur Förderung ausgewählt, davon fünf, die Arbeiten zu einem Teil der CCU/S-Kette enthalten (Europäische Kommission, 2022b):

- CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Zementanlage: „K6“
- Schiffstransport von CO<sub>2</sub>: „Kairos@C“
- Umwandlung von festen Abfällen in Methanol: „ECOPLANTA“
- geologische Speicherung: „BECCS@STHLM“, „SHARC“, „K6“ und „Kairos@C“

Im ersten Arbeitsprogramm 2021/2022 des EU-Forschungsrahmenprogramms Horizon Europe gab es keine Ausschreibungen im Bereich CCS. Ausschreibungen im Bereich CCU gab es im Cluster 5 (Klima, Energie, Mobilität) mit einem Fokus auf synthetischen Kraftstoffen (Europäische Kommission, 2022g). Im Rahmen der Partnerschaft „Circular Bio-based Europe (CBE)“ wurden ebenfalls Förderaufrufe zum Thema CCU ausgeschrieben, hier mit einem Schwerpunkt auf CO<sub>2</sub> mit biogenem Ursprung (CBE, 2022). Auf die geförderten Projekte im Rahmen von

Horizon Europe wird nicht gesondert eingegangen, da es sich hauptsächlich um Forschungsvorhaben handelt (siehe Kapitel 5.2.).

### **Übersicht: Förderinstrumente für CCU/S in der EU**

Auf EU-Ebene existieren vier Förderinstrumente für CCU/S-Projekte:

**Innovation Fund:** Innerhalb des EU Innovation Funds werden innovative kohlenstoffarme Technologien zur Demonstration gefördert. Das Fördervolumen ist an die Entwicklungen des EU-ETS Systems geknüpft, aufgrund der Finanzierung aus den Zertifikatsausgabeerlösen. Zwischen 2020 und 2030 kann ein Fördervolumen von bis zu 38 Mrd. Euro erreicht werden. Gefördert werden zum einen kleinere Projekte mit Gesamtinvestitionskosten von unter 7,5 Mio. Euro, zum anderen großskalige Demonstrationsprojekte mit Investitionskosten von mehr als 7,5 Mio. Euro (Europäische Kommission, 2022c).

**JTF (Just Transition Fund):** In diesem Fond werden Gebiete unterstützt die am stärksten vom Klimawandel betroffen sind. Das Fördervolumen beträgt 17,5 Mrd. Euro (7,5 Mrd. Euro von 2021 bis 2027 aus EU-Haushalt und die restlichen 10 Mrd. Euro zwischen 2021 und 2023 aus dem europäischen Konjunkturprogramm) (Europäische Kommission, 2022d).

**Horizon Europe:** Unter die Förderung fallen Forschung, Pilotprojekte und kleine Demonstrationsanlagen. Die Förderung basiert auf den drei Säulen Exzellente Wissenschaft, globale Herausforderungen und europäische industrielle Wettbewerbsfähigkeit sowie innovatives Europa. Das Fördervolumen beträgt 95,5 Mrd. Euro zwischen 2021 und 2027 (Europäische Kommission, 2022e).

**CEF (Connecting Europe Facility):** Der CEF ist aufgeteilt in die drei Bereiche: Energie, Transport und Digital. Grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte wie CCS Projekte werden über den CEF Transport gefördert. Für den gesamten CEF liegt zwischen 2021 und 2027 ein gesamtes Fördervolumen von 25,8 Mrd. Euro vor. Hier- von liegt dem CEF Transport ein Volumen von 5,84 Mrd. Euro vor (Europäische Kommission, 2022f).

Die Europäische Kommission hatte 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 sowie Projektarbeiten durchführen konnten. Dieses wurde von der Europäischen Kommission anteilig unterstützt. Im Rahmen des ERA-Nets „Accelerating CCS Technologies“ (ACT) werden Projekte gefördert, die eine Entwicklung von CCU/S-Technologien beschleunigen und diese zur Marktreife befähigen können. Dieses Instrument der ERA-Nets wird jetzt durch die Clean Energy Transition Partnership (CETP) abgelöst (CET Partnership, 2022). CCU/S wird in diesem Förderaufruf unter dem Modul TRI3 „CCU/CCS technologies“ geführt, woran sich auch das BMWK mit Mitteln aus dem 7. Energieforschungsprogramm (EFP) beteiligt.

Für die Förderung im Rahmen des Connecting Europe Facility Fund müssen die Projekte den Status eines Project of Common Interest (PCI) erlangen. Innerhalb von der unteren Darstellung zu PCIs und IPCEIs wird auf die Voraussetzungen und die Vorteile des PCI-Status eingegangen. Der Status kann auch von anderen Ländern erreicht werden, insofern das Projekt die Kriterien eines PCIs erfüllt, welche die Anforderungen enthalten, dass ein Projekt einen signifikanten Einfluss auf mindestens zwei EU-Mitgliedstaaten hat.

### **Projects of Common Interest (PCI) und Important Projects of Common European Interest (IPCEI)**

PCIs sind grenzübergreifende Schlüsselprojekte für Energieinfrastrukturen in der EU, welche die Energiesysteme der Mitgliedsstaaten verbinden. Zur Aufnahme als PCI müssen die Projekte einen signifikanten Einfluss auf die Energiemärkte haben, der europäischen Energiesicherheit sowie dem Erreichen der Klimaschutzziele dienen. Projekte die als PCI aufgenommen werden, profitieren von einer beschleunigten Planung und Erteilung von Genehmigungen. Weitere Vorteile sind die Zuständigkeit einer nationalen Behörde für die Erteilung von Genehmigungen, verbesserte regulatorische Bedingungen, verstärkte Beteiligung der Öffentlichkeit, erhöhte Sichtbarkeit für Investoren.

IPCEI müssen nach 2021/C 528/02 einen konkreten, eindeutigen und identifizierbaren wichtigen Beitrag zu den Zielen der europäischen Union leisten sowie signifikante Auswirkungen auf das nachhaltige Wachstum haben, in dem diese z. B. von großer Bedeutung für den European Green Deal sind. Die Projekte haben nachzuweisen, dass erhebliche Markt- oder Systemmängel oder gesellschaftliche Herausforderungen überwunden werden. Die Förderung erfolgt durch staatliche Beihilfen aus dem Staatsaushalt.

Am 19. November 2021 ist die letzte aktuelle und fünfte Liste der PCIs erschienen. Mit Bekanntgabe der EU-Delegierten-Verordnung 2022/564 wurden sechs CO<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekte als PCI anerkannt. In der Tabelle 2 werden diese Projekte vorgestellt (Europäische Kommission, 2021d):

Tabelle 2: **Übersicht CO<sub>2</sub>Transportinfrastrukturprojekte mit PCI-Status aus der fünften PCI-Liste (Stand 2021)**

Projektname	Funktion	Zeitlicher Rahmen	Kapazität (Mt CO <sub>2</sub> /a)
CO <sub>2</sub> TransPorts (Niederlande)	Transportdienst für CO <sub>2</sub> -Abscheidungsanlagen Aufbau der erforderlichen Infrastruktur in den Häfen: Rotterdam, Antwerpen, Nordseehafen-Partnerschaft	Phase 1: 2024 Phase 2: 2026  Phase 3: 2030+	Phase 1 und 2: bis zu 16  Phase 3: ausstehend
Northern Lights (Norwegen)	Kommerzielles CO <sub>2</sub> -Transportverbindungsprojekt zwischen mehreren Initiativen (UK, Irland, Belgien, Niederlande, Frankreich und Schweden) zur CO <sub>2</sub> -Abscheidung und Speicherstätten auf dem norwegischen Kontinentalschelf	Zwischen 2024 bis 2028	Phase 1: 1,5 Phase 2: 5 Phase 3: 5+
ATHOS (Niederlande)	CO <sub>2</sub> -Transportinfrastruktur mit offenem Zugang und zentralem CO <sub>2</sub> -Transport-Terminal in Amsterdam-IJmuiden Mögliche Quellen sind das Ruhrgebiet, Irische Abscheidungsanlagen und das Nordseekanal Gebiet Transport von CO <sub>2</sub> zur geologischen Speicherung in erschöpften Gaslagerstätten	Voraussichtlicher Betriebsbeginn: 2026	8
ARAMIS (Niederlande)	Gemeinsames Transportsystem in Rotterdam Sammelstandort für mehrere potenzielle Emittenten (Stakeholder) Transport erfolgt über Schiff oder Onshore-Pipeline Geologische Speicherung in erschöpften Erdgaslagerstätten Transport über Schiff oder Offshore-Pipeline	Voraussichtlicher Betriebsbeginn: 2026	Ziel Phase 1: 5
Dartagnan (Frankreich)	Multimodales CO <sub>2</sub> -Exportzentrum mit offenem Zugang zur Verbindung der wichtigsten Emittenten in Dünkirchen und Hinterland mit den geologischen Speicherprojekten in den Niederlanden und der Nordsee  Entwicklung von Infrastrukturen an beiden Ende der CCS-Kette	Phase 1: 2025 bis 2030  Phase 2: 2030 bis 2035  Phase 3: 2035 bis 2050	Phase 1: 3  Phase 2: 3 bis 6  Phase 3: 6 bis 12
Poland EU CCS Interconnector (Polen)	Multimodales CO <sub>2</sub> -Exportzentrum mit offenem Zugang in Gdansk  Verbindung der wichtigsten Emittenten in Gdansk und Hinterland mit Zugang zu geologischer Speicherung in der Nordsee (in Entwicklung)	Voraussichtlicher Betriebsbeginn: 2025 bis 2026	2025 bis 2030: 2,7 2030 bis 2035: 8,7

Alle PCIs konnten im Rahmen einer Ausschreibung vom 18. Mai 2022 bis zum 1. September 2022 Mittel aus dem CEF-Programm beantragen. Für diesen Förderaufruf wurden insgesamt 800 Mio. Euro zur Verfügung gestellt (Europäische Kommission, 2022).

### 4.3 SET-Plan

Der „Strategic Energy Technology-Plan“ (SET-Plan) soll Europa beim Erreichen der Energie- und Klimaschutzziele unterstützen und es zu einem führenden Anbieter von Klimaschutz- und Energieeffizienztechnologien machen. Seit 2007 gibt es den Plan auf europäischer Ebene. Er soll über eine koordinierte Forschung zu einer Weiterentwicklung und Kostenreduzierung neuer Technologien beitragen. Beteiligte Akteure bei diesem Prozess sind die Europäische Kommission, nationale Behörden, Industrie, Zivilgesellschaft sowie die Wissenschaft (Europäische Kommission, 2022h).

In der „Implementation Working Group (IWG) 9“ des SET-Plans, die sich mit CCU/S beschäftigt, sind Ziele bis 2030 formuliert. Diese werden folgend dargestellt (Europäische Kommission, 2017; Europäische Kommission, 2020):

- 15 kommerzielle CCS Projekte in Verbindung mit einer industriellen CO<sub>2</sub>-Quelle sowie zehn weitere Projekte mit abgeschlossener FEED (Front-End Engineering and Design) – Studie und fünf weitere Projekte mit einer Investitionsentscheidung.
- Zehn kommerzielle CCS Projekte im Energiesektor (flexible Bereitstellung von Wärme und Strom, inklusive Müllheizkraftwerken), die komplementär zum steigenden Anteil erneuerbarer Energie errichtet werden.
- Das Aufstellen von regionalen und nationalen CCS-Roadmaps für CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen ist durch EU-Mitgliedstaaten und externe SET-Plan-Staaten erfolgt. Die Roadmaps beinhalten Cluster von CO<sub>2</sub>-Quellen und grenzüberschreitender CO<sub>2</sub>-Infrastruktur und werden in den sog. „*Ten-Year Network Development Plan*“ übernommen.
- Mindestens zehn weitere PCIs für die CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur mit Fokus auf Zentral-, Ost- und Südeuropa.
- Aufstellen einer aktuellen und detaillierten Übersicht zu den am besten geeigneten und kosteneffektivsten geologischen Speicherkapazitäten, die von verschiedenen europäischen Behörden identifiziert und akzeptiert wurden.
- Mindestens drei Pilotprojekte mit einem TRL von 7 bis 8 in verschiedenen industriellen Anwendungen, mit mindestens einem, das den Einsatz von „kohlenstoffarmem“ Wasserstoff ermöglicht. Dazu mindestens sechs weitere Pilotprojekte mit einem TRL von 5 bis 6, von denen mindestens zwei DACCS und BECCS testen.
- Ein Zwischenziel von mindestens sechs neuen CO<sub>2</sub>-Speicherstätten, die in Vorbereitung<sup>40</sup> oder in Betrieb sind. Bis 2030 sollen neun weitere Speicherstätten dieses Level erreichen im Bereich Onshore und Offshore.
- Bis 2030 sollen mehrere Demonstrationsanlagen vorhanden sein, die CO<sub>2</sub>-basierte Kraftstoffe, Chemikalien und Materialien herstellen (mehrere zehn kt/a).
- Bis 2030 soll das erste Important Project of Common European Interest (IPCEI) ermöglicht werden über einen unterstützenden regulatorischen Rahmen und finanzielle Maßnahmen zur Risikoverteilung.
- Alle europäischen Länder haben die Notwendigkeit (falls anwendbar) von CCU/S in ihren nationalen Strategien zum Erreichen von Treibhausgasneutralität bis 2050 identifiziert.

#### 4.4 Europäische Kooperationen

Das Bundeswirtschaftsministerium ist Mitglied in der sog. „North Sea Basin Task Force“ (NSBTF). In der NSBTF tauschen sich das Vereinigte Königreich, die Niederlande, Deutschland und Norwegen sowie Flandern zu allen Fragestellungen der CO<sub>2</sub>-Speicherung im tiefen Untergrund unterhalb der Nordsee aus. Neben den technisch-geologischen Voraussetzungen für eine CO<sub>2</sub>-Speicherung müssen auch die rechtlich-ökonomischen Grundlagen, d. h. insbesondere mögliche Haftungsfragen geklärt werden, wenn zukünftig CO<sub>2</sub> 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 der ZEP sind Regierungen, NGOs, Unternehmen und wissenschaftliche Einrichtungen. Betrieben wird die ZEP derzeit von der britischen Carbon Capture and Storage Association (Element Energy Limited; Pöyry Energy; British Geological Survey, 2007; ZEP, 2022b).

Die EU-Kommission und die Mitgliedstaaten unterhalten im Kontext des EU-ETS seit 2009 ein Compliance Forum für die Themen „Überwachung, Berichterstattung, Akkreditierung und Verifizierung“. In diesem wurden verschiedene Arbeitsgruppen initiiert, wie z. B. die Task Force „CCS“.

Jedes Jahr seit 2016 wird im Rahmen des ERA-Nets ACT (siehe Kapitel Förderung CCU/S + PCIs) ein „Knowledge sharing workshop“ veranstaltet. Dieser Workshop hat nicht nur den Austausch zwischen den ACT-Projekten gefördert, sondern diente auch der internationalen Vernetzung der CCU/S-Gemeinschaft. 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

---

<sup>40</sup> Der Status „in Vorbereitung“ bedeutet, dass die Speicherstätten entweder bereits eine Speichergenehmigung erhalten haben oder bereit sind, einen Antrag für eine Speichergenehmigung zu stellen.

CCS Conference“ (TCCS), das „Venice Open Forum“ und die „Geological Storage Workshops“ der European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE).

Im Folgenden sind, inklusive der bereits erwähnten, die wichtigsten Netzwerke zum Thema CCU/S aufgeführt. Die Netzwerke mit deutscher Beteiligung sind in den folgenden Auflistungen unterstrichen (nationale Netzwerke sind in Kapitel 2.2 aufgelistet).

#### **Fachlich-thematische Netzwerke (Forschung):**

- **CO<sub>2</sub>GeoNet** (unabhängiges Netzwerk von europäischen Forschungseinrichtungen, nationalen geologischen Diensten und Universitäten zur CO<sub>2</sub>-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 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 CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien, Speicherung, Überwachung und Umweltauswirkungen).

#### **Regionale Netzwerke:**

- **NSBTF, North Sea Basin Task Force: (s. o.)**
- **BASRECCS, Baltic Sea Region Network of CCS** (Das Netzwerk bietet Interessierten aus Wissenschaft und Industrie die Möglichkeit zum Austausch und zur Planung gemeinsamer CCS-Forschungsprojekte im Ostseeraum).

#### **Weitere Netzwerke in Europa:**

- **CCUS Projects Network** (Nachfolger des EU CCS Demonstration Project Network): Zusammenschluss großer industrieller Projekte im Bereich CCU und CCS in Europa (CCUS Projects Network, 2022)
- **ZEP, European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants: (s. o.)**

### **4.5 Überblick zu Klimapolitik und Entwicklung von CCU/S in europäischen Mitgliedstaaten**

Ausgehend von einer Zusammenstellung und Analyse der aktuellen Entwicklungen und Fortschritte sowie der Randbedingungen zur Realisierung von CCS-Projekten in 32 europäischen Ländern wird im Folgenden eine zusammenfassende Übersicht zu den Themenbereichen Klimapolitik, Gesetzgebung/Regulierung der CO<sub>2</sub>-Speicherung und Ansätze zur Implementierung von CCU/S-Projekten in Europa gegeben (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2021).

#### **4.5.1 CCU/S in der Klimapolitik der EU und den Mitgliedstaaten**

Die politischen Entwicklungen auf europäischer Ebene zum Klimaschutz und die jüngsten Festlegungen der Klimaschutzziele (z. B. „Green Deal“, „Fit for 55 Package“, „European Climate Law“ und „Clean Energy for all Europeans Package“; siehe Kapitel 5.3) erforderten auch auf nationaler Ebene in den letzten Jahren eine Festlegung von Klimaschutzzielen, -strategien und -maßnahmen für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 bzw. 2050. Beispielsweise waren alle EU-Mitgliedstaaten verpflichtet, bis zum 31. Dezember 2019 jeweils für ihr Land einen sogenannten „National Energy and Climate Plan (NECP)“ für den Zeitraum von 2021 bis 2030 aufzustellen. In den NECP von 20 der 27 EU-Mitgliedstaaten wird CCS bzw. CCU/S als eine mögliche Option erwähnt, um die Industrieproduktion und/oder die Energieerzeugung zu dekarbonisieren oder Negativemissionen<sup>41</sup> zu erzielen

---

<sup>41</sup> Hier: Negativemissionen, die durch die Kombination von CCS mit der CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Luft oder der Bioenergieerzeugung erreicht werden können.

(Europäische Kommission, 2022i). Die in den NECP vorgesehene Rollen von CCU/S und die Maßnahmen zur Umsetzung dieser Technologien sind in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich. Sie reichen von der Unterstützung von (weiteren) Forschungsaktivitäten, der Berücksichtigung von CCU/S in Szenarien zur zukünftigen Reduktion von Treibhausgasemissionen, der Erstellung von Machbarkeitsstudien, der Fortführung von Arbeiten zur Untersuchung der nationalen Speicherpotenziale bis zur Umsetzung großmaßstäblicher CCS-Projekte. Eine ähnlich große Bandbreite der möglichen Rollen von CCU/S zeigt sich auch in anderen nationalen strategischen Dokumenten, die in den letzten Jahren erstellt wurden, wie z. B. in den Langfriststrategien auf europäischer und internationaler Ebene (Europäische Kommission, 2022j; UNFCCC, 2022). Die unterschiedlichen Klimaschutzmaßnahmen, die in den strategischen Dokumenten der einzelnen Länder festgelegt wurden, hängen u. a. von der aktuellen wirtschaftlichen Struktur, der Wirtschaftskraft, dem Energiemix sowie der Verfügbarkeit von heimischen (Energie-)Rohstoffen in den jeweiligen Ländern ab.

In einigen Ländern werden nur die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und der Transport in Erwägung gezogen – beispielweise wenn in dem Land aufgrund der geologischen Gegebenheiten eine geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> nicht oder nur eingeschränkt möglich ist. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit zur Zusammenarbeit mit anderen (europäischen) Ländern, die die geologischen Voraussetzungen zur Speicherung von CO<sub>2</sub> erfüllen. Eine bi- oder multilaterale Zusammenarbeit – auch mit Ländern außerhalb der EU – wird explizit in den NECP einiger Mitgliedstaaten (z. B. Belgien, Kroatien, Dänemark, Deutschland, Estland, und Schweden) als geplante Maßnahme genannt. In den strategischen Dokumenten der skandinavischen Länder wird die „Nordic Energy Research“-Plattform als Instrument zur regionalen Kooperation in der Energieforschung und -politik genannt (Nordic Energy Research, 2022).

Der Fokus der CCU/S-Aktivitäten hat sich in vielen europäischen Ländern in den letzten Jahren gewandelt – weg von der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, hin zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Industrieanlagen (Stahlwerke, Zementwerke, Anlagen der Chemische Industrie, der Herstellung von blauem Wasserstoff, etc.), an Müllverbrennungsanlagen und Geothermie- oder Biomassekraftwerken sowie eine CO<sub>2</sub>-Entnahme aus der Luft. In manchen europäischen Ländern wird insgesamt CCU gegenüber CCS bevorzugt, da CCU als werterzeugende Technologie zur Emissionsminderung bzw. CO<sub>2</sub>-Vermeidung und als wichtiger Bestandteil einer zukünftigen Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft angesehen wird (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2021).

#### 4.5.2 Regulierung zur CO<sub>2</sub>-Speicherung

Die EU-CCS-Richtlinie ist mittlerweile in allen EU-Mitgliedstaaten in nationales Recht umgesetzt worden. Ebenso haben Norwegen, das Vereinigte Königreich und Island die CCS-Richtlinie in nationale Gesetze überführt. In Island erfolgten bei der Überführung Anpassungen der CCS-Richtlinie an die Anforderungen und Gegebenheiten bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Basalten (siehe Kapitel 2.3.2). Die CCS-Richtlinie betrachtet in ihren Anforderungen und Regularien im Wesentlichen eine Speicherung von CO<sub>2</sub> in salinaren Aquiferen oder erschöpften Kohlenwasserstofflagerstätten, d.h. im Porenraum von Sandsteinen oder Karbonatgesteinen (siehe Kapitel 2.3.1).

In den nationalen Gesetzen von Slowenien, Litauen, Lettland, Irland, Finnland, Estland, Österreich und Dänemark war die CO<sub>2</sub>-Speicherung im Juni 2021 verboten (in Dänemark mit Ausnahme von EOR-Projekten offshore) und in Deutschland ist sie aktuell nicht möglich (siehe Kapitel 3.2). In Estland und Finnland ist eine geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung ohnehin aufgrund der dortigen geologischen Gegebenheiten nicht durchführbar. In einigen Ländern, in denen eine großmaßstäbliche CO<sub>2</sub>-Speicherung verboten ist, können Forschungsspeicher (mit einer Gesamtmenge an injiziertem CO<sub>2</sub> kleiner als 100.000 t) betrieben werden. Andere Länder, wie z. B. Slowenien und Dänemark, verbieten jede CO<sub>2</sub>-Injektion in den Untergrund (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2021).

In allen anderen EU-Mitgliedstaaten, den Teilen von Belgien, in denen eine Speicherung geologisch möglich ist<sup>42</sup>, sowie im Vereinigten Königreich, Norwegen und Island war Stand Juni 2021 eine geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> erlaubt. Allerdings gibt es in einigen Ländern, in denen die CO<sub>2</sub>-Speicherung grundsätzlich erlaubt ist, teilweise erhebliche Einschränkungen für mögliche CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte durch die Festlegung von

- **Ausschlussgebieten**, in denen die CO<sub>2</sub>-Speicherung nicht erlaubt ist (z. B. Gebiete mit hohen Risiken für seismische oder vulkanische Aktivität in Italien, Onshore-Gebiete in Schweden, ausgewählte Gebiete in den norddeutschen Bundesländern SH, NS, MV (gemäß Länderklausel, siehe Kapitel 3.2),

---

<sup>42</sup> In Belgien wurde die CCS-Richtlinie auf regionaler Ebene jeweils in entsprechende Regelungen umgesetzt. In der Region Brüssel und im belgischen Nordseegebiet musste keine Umsetzung der CCS-Richtlinie erfolgen, da für diese Gebiete nachgewiesen wurde, dass eine CO<sub>2</sub>-Speicherung dort aus geologischen Gründen nicht möglich ist.

- **Gebietsfestlegungen**, d. h. Standorterkundungen sind nur in festgelegten Gebieten erlaubt (z. B. in Polen, Slowakische Republik),
- Einschränkungen durch ein **Verbot grenzüberschreitender Speicherprojekte** (z. B. in Griechenland und Zypern) oder die Priorisierung anderer Nutzungen des Untergrundes (z. B. in der Slowakischen Republik);
- **Begrenzungen der CO<sub>2</sub>-Mengen**, die pro Projekt und/oder im Land insgesamt pro Jahr injiziert werden dürfen (z. B. Deutschland, Polen), oder der maximalen Fläche des Erkundungsgebietes für einen Speicherstandort.

Diese einschränkenden Festlegungen erfolgen in einigen Ländern direkt in den nationalen Gesetzen zur CO<sub>2</sub>-Speicherung, in anderen Ländern in anderweitigen Gesetzen und Regelwerken.

In der Tschechischen Republik ist eine CO<sub>2</sub>-Speicherung seit dem 1. Januar 2020 erlaubt, da die Frist, bis zu der nach dem dortigen Gesetz eine Speicherung verboten war, abgelaufen ist. In Litauen wurde dagegen eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Juli 2020 verboten. In Dänemark ist seit dem 1. Juli 2022 eine CO<sub>2</sub>-Speicherung im Rahmen von Pilotprojekten in der Nordsee erlaubt. Eine erste Ausschreibung von Speicherlizenzen ist am 15.08.2022 durch die Dänische Energieagentur erfolgt (Danish Energy Agency, 2022). In Irland wird aktuell das dortige Gesetz zur CO<sub>2</sub>-Speicherung überprüft; es gibt Bestrebungen eine CO<sub>2</sub>-Speicherung dort zu ermöglichen.

Aufgrund der nach wie vor geringen Anzahl an CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten, die bereits genehmigt sind und sich im Betrieb befinden, sowie an Speicherprojekten in fortgeschrittenen Planungs- und Umsetzungsphasen gibt es in Europa bisher relativ wenig Erfahrung mit der Genehmigung von Standortuntersuchungen sowie des Speicherbetriebs – sowohl bei den Betreibern als auch bei den Genehmigungsbehörden. Die beiden norwegischen Speicherprojekte Sleipner und Snøhvit sind die einzigen kommerziellen Projekte in Europa, die aktuell in Betrieb sind und CO<sub>2</sub> in großem Maßstab speichern<sup>43</sup> (siehe Kapitel 5.3.4). Ihre Genehmigungen wurden im Jahr 2017 (Sleipner) und 2018 (Snøhvit) aktualisiert und an die Vorgaben der CCS-Richtlinie angepasst. Weitere Erkundungs- und Speichergenehmigungen (gemäß CCS-Richtlinie) wurden zudem in den letzten Jahren für Projekte in den Niederlanden<sup>44</sup>, dem Vereinigten Königreich sowie in Norwegen erteilt (North Sea Transition Authority, 2022; Norwegian Petroleum Directorate, 2022) (siehe Kapitel 5.3.4).

#### 4.5.3 Ansätze zur Implementierung von CCU/S-Projekten in Europa

Seit 2018 steigt die Anzahl der in Planung befindlichen CCS-Projekte in Europa stetig an, nachdem sie zwischen 2010 und 2017 stark gesunken war. Der Anstieg kann unter anderem auf die jüngsten klimapolitischen Beschlüsse, die in den letzten Jahren auf europäischer Ebene vereinbarten Klimaziele sowie den Anstieg der Preise für Emissionszertifikate in der 4. Handelsperiode des ETS zurückgeführt werden (Nordic Energy Research, 2022). Der Schwerpunkt der Aktivitäten zu CCS hat sich von der Forschung und Erprobung im Pilotmaßstab hin zur konkreten Planung und Umsetzung von großmaßstäblichen CCS-Projekten verschoben. Insbesondere werden aktuell solche Projekte stark vorangetrieben, die regionale Cluster von CO<sub>2</sub>-Emittenten, eine von mehreren Emittenten genutzte Transportinfrastruktur sowie ggf. Umschlagplätze mit mehreren erschlossenen Speichern (offshore) umfassen. Auch der Schifftransport wird vermehrt in Betracht gezogen, insbesondere bei Projekten mit langen Transportdistanzen im Meeresgebiet (z. B. im Northern Lights Projekt, Norwegen) (siehe Kapitel 5.3.4).

Weit entwickelte CCS-Projekte gibt es vor allem im Nordseeraum, insbesondere in Norwegen, den Niederlanden und dem Vereinigten Königreich. Viele dieser Projekte werden sowohl national als auch durch EU-Mittel finanziert, z. B. durch die Förderung der Transportinfrastruktur als sogenannte PCI. Eine weitere Finanzierungsmöglichkeit bietet seit 2020 der EU Innovation Fund (siehe Kapitel 4.2). In Island laufen aktuell Aktivitäten, das dort in einem Pilotprojekt getestete Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in Basalten in einen größeren Anwendungsmaßstab zu überführen (siehe Kapitel 5.2).

Zeitgleich entwickeln sich Angebote von Firmen bzw. Projekten, die einen „Transport- und Speicher-Service“ anbieten wie z. B. das norwegische Northern Lights-Projekt (siehe Kapitel 5.3.4).

<sup>43</sup> Im Jahr 2021 erfolgte keine Erdgasproduktion aus dem Snøhvit-Feld, da die LNG-Anlage in Melkøya, die unter anderem das CO<sub>2</sub> aus dem geförderten Erdgas abtrennt, seit einem Brand im September 2020 außer Betrieb ist. Die LNG-Anlage soll im Jahr 2022 wieder in Betrieb genommen werden (Norwegian Petroleum, 2022).

<sup>44</sup> Lizenz für Gasfelder P18-2 and P18-4 (Projekt PORTHOS, Information vom 16.9.2022: (Porthos, 2022a); generell: Portal „Mijnbouwvergunningen“: keine Lizenz gelistet; (Mijnbouwvergunningen, 2022)

Viele der sich aktuell entwickelnden, großmaßstäblichen CCS-Projekte beinhalten eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Industrieanlagen, an Müllverbrennungsanlagen oder an Anlagen zur Herstellung von „blauem“ Wasserstoff. Zudem werden in einigen Ländern Projekte zur energetischen Nutzung von Biomasse in Kraftwerken mit Abscheidung des produzierten CO<sub>2</sub> sowie zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung direkt aus der Luft entwickelt. Das Erreichen von Negativemissionen kann auch durch eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen möglich sein, wenn der verbrannte Müll zu einem großen Anteil aus Biomasse besteht. In einigen Ländern führt dieses Potenzial zum Erzeugen von Negativemissionen zu einer höheren Akzeptanz der gesamten CCS-Prozesskette einschließlich der geologischen Speicherung (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2021).

In einigen europäischen Ländern wird die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung gegenüber einer Speicherung als Option zur Emissionsminderung bevorzugt und entsprechende Pilotprojekte werden gefördert (siehe Kapitel 5.2) (CO<sub>2</sub>GeoNet, 2021). Die Nutzung von CO<sub>2</sub> für EOR und damit verbunden eine Speicherung von CO<sub>2</sub> (CCUS) wird in Europa, z. T. seit vielen Jahren, in der Türkei, Kroatien und Ungarn praktiziert. Diese Form der CO<sub>2</sub>-Nutzung wird auch in Österreich, der Tschechischen Republik, Lettland, Litauen und Polen als eine Option diskutiert, durch die auch die Umsetzung von CO<sub>2</sub>-Speicherprojekten in diesen Ländern vereinfacht werden könnte. In anderen europäischen Ländern, insbesondere in Nordeuropa, wird die Klimawirksamkeit dieser CO<sub>2</sub>-Nutzungsform in Frage gestellt, da die Nutzung des geförderten Öls zu weiteren CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. So plant bspw. Dänemark die Nutzung von CO<sub>2</sub> zur Steigerung der Erdölausbeute zu verbieten und insgesamt seine Förderung von fossilen Kohlenwasserstoffen bis zum Jahr 2050 einzustellen (Nordic Energy Research, 2022).

Eine wichtige Grundlage für die Planung und Umsetzung von CCS-Projekten stellt die jeweils in den einzelnen Ländern vorhandene Speicherkapazität dar. Die Analyse der CO<sub>2</sub>GeoNet Association (2021) hat gezeigt, dass der Stand der Speicherkapazitätsabschätzung in den verschiedenen europäischen Ländern sehr unterschiedlich ist. Während es in einigen Ländern (Dänemark, Deutschland, Island, Norwegen, Polen, Spanien, Schweden und Vereinigtes Königreich) Speicheratlanten oder Datenbanken gibt<sup>45</sup>, sind in anderen europäischen Ländern nur grundlegende Charakterisierungen des Speicherpotenzials erfolgt. Allerdings sind die in diesen nationalen Speicheratlanten bzw. Datenbanken enthaltenen Informationen und ihr Detailgrad sehr unterschiedlich und reichen von der Beschreibung und Ausweisung potentiell geeigneter Speicherstrukturen bis zur Identifizierung untersuchungswürdiger Gebiete ohne Berechnung von Speicherkapazitäten. Um auch länderübergreifende CCS-Projekte in Europa besser planen zu können, wären weitere Arbeiten zur Potenzialabschätzung in den europäischen Ländern hilfreich, die bisher nur grundlegende Arbeiten durchgeführt haben.

---

<sup>45</sup> Datenbanken/Karten für Dänemark, Schweden und Island sind Teil des Nordic CO<sub>2</sub> Storage Atlas der auch Informationen zu Norwegen enthält. Norwegen verfügt zudem über einen eigenen nationalen Speicheratlas (CO<sub>2</sub> Storage Atlas of the Norwegian Continental Shelf (nordiccs, 2022)).

## 5 Internationale Erfahrungen und Entwicklungen

International gab es seit dem letzten Evaluierungsbericht eine dynamische Entwicklung beim Hochlauf von CCS-Projekten. In diesem Kapitel sollen derzeit weltweit in Bau oder Betrieb befindliche CCS-Projekte sowie Forschungsvorhaben aufgelistet werden, gefolgt von detaillierten Beschreibungen der Situation in bestimmten Ländern, die für den Hochlauf von CCU/S eine wichtige Rolle spielen.

### 5.1 Zentrale Projekte und Industrieprojekte weltweit

Das „Global CCS Institute“ (GCCSI) führt eine Datenbank (CO2RE – Global CCS Facilities Database) über operative und geplante CCS-Projekte weltweit (Global CCS Institute, 2022a).

Aktuell führt die CO2RE-Datenbank 30 operative kommerzielle Projekte (siehe Tabelle 3), davon entsprechen 21 Projekte der alten Definition von großmaßstäblichen Projekten. Im Vergleich zu den 18 gelisteten großmaßstäblichen CCS-Projekten im Evaluierungsbericht von 2018 sind also in den letzten vier Jahren drei weitere großmaßstäbliche Projekte in Betrieb gegangen.

Von den 30 in Betrieb befindlichen kommerziellen CCS-Projekten befindet sich der Großteil in Nordamerika (13 in den USA, 5 in Kanada). Weitere Projekte gibt es in China (3) und Norwegen (2), sowie je ein Projekt in Australien, Brasilien, Island, Katar, Ungarn, Saudi-Arabien, und den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAE).

Bei 28 laufenden kommerziellen Projekten fällt das CO<sub>2</sub> im Rahmen eines industriellen Prozesses an. Als Ausgangsmaterial (Kohlenstoffquelle) kommen zumeist unterschiedliche fossile Energieträger zum Tragen, in einigen Projekten aber auch Biomasse (insbes. Mais). Lediglich beim Projekt „Boundary Dam Unit 3“ erfolgt die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einem fossil befeuerten Kraftwerk (Braunkohle); das Projekt Orca setzt die direkte CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft ein. Als Transportoption werden überwiegend Rohrleitungen verwendet. In China setzen zwei Projekte mit einer CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazität von 0,1 Mt/a und von 1,0 Mt/a LKWs zum CO<sub>2</sub>-Transport ein. Die meisten Projekte injizieren CO<sub>2</sub> zwecks EOR in den Untergrund; lediglich neun Projekte verfolgen ausschließlich das Ziel der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung (siehe auch Kapitel 2.4.4). Insbesondere aus letzteren Projekten können Erfahrungen zur dauerhaften CO<sub>2</sub>-Speicherung abgeleitet werden – die CO<sub>2</sub>-EOR Projekte sind dafür nur bedingt geeignet.

Derzeit sind nach der Zusammenstellung des GCCSI weitere 11 kommerzielle CCS-Projekte im Bau und 153 Projekte in der Planung (75 in der Frühphase und 78 Projekte in einer fortgeschrittenen Planungsphase) (Global CCS Institute, 2022c). Durch diese im Bau und in der Planung befindlichen CCS-Projekte würde die weltweite CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazität insgesamt von derzeit 42,6 Mt/a auf 241,7 Mt/a steigen. Informationen zur tatsächlich erreichten CO<sub>2</sub>-Speicherrate liegen nicht vor.

Die 11 im Bau befindlichen kommerziellen Projekte befinden sich in Australien (1), China (2), Island (1), Katar (1), Norwegen (4) und den USA (2), also ausschließlich in Ländern, in denen bereits kommerzielle CCS-Projekte in Betrieb sind.

In den laufenden kommerziellen Projekten wurde und wird gezeigt, dass CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Injektion/Speicherung technisch durchführbar sind.

Tabelle 3: **Laufende kommerzielle CCS-Projekte laut CO2RE Datenbank  
( (Global CCS Institute, 2022a), Stand September 2022).**

Die Projekte sind in der Reihenfolge ihres Beginns aufgelistet. Die blau markierten Projekte haben relativ geringe CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazitäten und entsprechen damit nicht der Definition von „großmaßstäblichen Projekte“ des GCCSI. (Abkürzungen: A: salinärer Aquifer; EOR: Enhanced Oil Recovery; GS: geologische Speicherung)

Projektname	Land (Region)	Kapazität (Mt/a)	Beginn	Entstehungsprozess	Transportart/-entfernung (km)	Verwendung
Terrell Natural Gas Processing Plant (ehm. Val Verde Natural Gas Plants)	USA (Texas)	0,4-0,5	1972	Erdgasaufbereitung	Pipeline (316)	EOR
Enid Fertilizer	USA (Oklahoma)	0,7	1982	Düngemittelherstellung (Erdgas)	Pipeline (225)	EOR
Shute Creek Gas Processing Plant	USA (Wyoming)	7,0	1986	Erdgasaufbereitung	Pipeline (max. 460)	EOR
MOL Szank field CO <sub>2</sub> EOR	Ungarn	0,059-0,157	1992	Erdgasaufbereitung	Pipeline (?)	EOR
Sleipner CO <sub>2</sub> Storage	Norwegen (Nordsee)	0,85	1996	Erdgasaufbereitung	Direkte Injektion	GS (offshore; A)
Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale	USA	3,0	2000	Kohlevergasung	Pipeline (329)	EOR
Core Energy CO <sub>2</sub> -EOR	USA (Michigan)	0,4	2003	Erdgasaufbereitung	Pipeline (wenige km)	EOR
Snohvit CO <sub>2</sub> Storage	Norwegen (Barentssee)	0,7	2008	Erdgasaufbereitung	Pipeline (153)	GS (offshore; A)
Arkalon CO <sub>2</sub> Compression Facility	USA (Kansas, Texas)	ca. 0,3 (max.)	2009	Ethanolherstellung (Mais)	Pipeline (145)	EOR
Century Plant	USA (Texas)	5,0	2010	Erdgasaufbereitung	Pipeline (64 bis 240)	EOR
Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS	Brasilien (Santos Basin)	ca. 1,0	2011	Erdgasaufbereitung	Direkte Injektion	EOR
Bonanza BioEnergy CCUS EOR	USA (Kansas)	0,1	2012	Ethanolherstellung	Pipeline (24)	EOR
Air Products Steam Methane Reformer	USA (Texas)	1,0	2013	H <sub>2</sub> -Produktion (Erdgas)	Pipeline (158)	EOR
Coffeyville Gasification Plant	USA (Kansas)	0,9	2013	Düngemittelherstellung (Petrolkoks)	Pipeline (112)	EOR
PCS Nitrogen	USA (Louisiana)	0,2-0,3	2013	Düngemittelherstellung (Erdgas)	Pipeline (?)	EOR
Boundary Dam Unit 3 Carbon Capture and Storage Facility (BD3 CCS facility)	Kanada (Saskatchewan)	1,0	2014	Energieerzeugung (Braunkohle)	Pipeline (66)	EOR + GS (A) (EOR > A)
Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR Project	China	0,1	2015	Methanolherstellung (verm. Erdöl)	Lkw (?)	EOR
Quest	Kanada (Alberta)	ca. 1,0	2015	H <sub>2</sub> -Produktion (Erdgas)	Pipeline (64)	GS (A)
Uthmaniyah CO <sub>2</sub> -EOR Demonstration	Saudi-Arabien (Eastern Provinz)	0,8	2015	Erdgasaufbereitung	Pipeline (85)	EOR
Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries)	VAE (Abu Dhabi)	0,8	2016	Stahlproduktion (Erdgas)	Pipeline (43)	EOR
Illinois Industrial Carbon Capture and Storage	USA (Illinois)	1,0	2017	Ethanolherstellung (Mais)	Pipeline (1,6)	GS (A)
QNPC Jilin Oil Field CO <sub>2</sub> EOR	China (Jilin Province)	0,6	2018	Erdgasaufbereitung	Pipeline (53 bis Bloke Hei)	EOR
Gorgon Carbon Dioxide Injection	Australien (offshore West-A.)	3,4-4	2019	Erdgasaufbereitung	Pipeline (7)	GS (A)
Qatar LNG CCS	Katar	2,1	2019	Erdgasaufbereitung	Pipeline (?)	EOR
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL), North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO <sub>2</sub> Stream	Kanada (Alberta)	1,3-1,6	2020	Erdölaufbereitung	Pipeline (240)	EOR
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL), Nutrien CO <sub>2</sub> Stream	Kanada (Alberta)	0,3	2020	Düngemittelherstellung (verm. Erdgas)		
Orca	Inland	0,004	2021	DAC	Direkte Injektion	GS (Basalt)
Sinopec Qilu Petrochemical CCS	China	1,0	2021	Kohlevergasung	LKW, ab Ende 2022 Pipeline geplant (75)	EOR
Glacier Gas Plant MCCS	Kanada (Alberta)	0,047 (Phase 1)	2022	Erdgasaufbereitung	?	GS (A)
Red Trail Energy CCS	USA (Nord-Dakota)	0,18	2022	Ethanolherstellung (Mais)	Direkte Injektion	GS (A)

In Kapitel 2 wurde kurz auf die wachsende Anzahl regionaler CCS-Netzwerke/-Cluster eingegangen, die gemeinsame Transport- und Speicherinfrastrukturen entwickeln und nutzen wollen. CCS-Projekte sind Teil solcher Netzwerke bzw. werden von den Netzwerkpartnern gemeinsam entwickelt. Bis 2021 hatten sich laut Angaben des „Global CCS Institute“ weltweit bereits 33 CCU/S-Cluster gebildet bzw. waren geplant (siehe

Tabelle 4) (Global CCS Institute, 2021). Viele Netzwerke sind in Ländern/Regionen angesiedelt, in denen bereits kommerzielle CCS-Projekte in Betrieb sind, z. B. Nordamerika mit zwölf Clustern bzw. Netzwerken. Europa hat 17 aktuell geplante CCS-Netzwerke zu verzeichnen; führend sind die Nordsee-Anrainer Vereinigtes Königreich (6), Belgien/Niederlande (5), Dänemark (2) und Norwegen (2). Dies unterstreicht die Absicht der an den Clustern beteiligten Unternehmen, die großen geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherpotenziale unterhalb der Nordsee zeitnah zu erschließen und zu nutzen (siehe Kapitel 2.3.1).

Von den 17 europäischen Netzwerken planen sechs neben der CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Industrieprozessen auch eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Erdgaskraftwerken. Die anderen elf europäischen Verbünde setzen ausschließlich auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus Prozessen verschiedener Industriesektoren wie z. B. Wasserstoffproduktion, Erdölraffinerien, Eisen- und Stahlproduktion, Müllverbrennung, Zementherstellung und chemische Industrie.

Als CO<sub>2</sub>-Speicheroption planen 11 von 17 europäischen Netzwerken die geologische Speicherung in salinaren Aquiferen und drei in entleerten Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Drei Netzwerke hatten sich Stand 2021 noch nicht auf eine Speicheroption festgelegt.

Tabelle 4: **Übersicht an CCU/S-Netzwerken/Cluster weltweit (nach GCCSI 2021)**

Name des Netzwerkes	Land	Industriesektor/-prozesse; Herstellung von	CO <sub>2</sub> -Abscheidkapazität Mt CO <sub>2</sub> /a		Transport-option	Verwendung
			min.	max.		
Abu Dhabi Cluster	VAE	Erdgasaufbereitung, H <sub>2</sub> , Eisen und Stahl	2,7	5,0	Pipeline	EOR
Acorn	UK (Schottland)	H <sub>2</sub> , Gaskraftwerk, Erdgasaufbereitung, Direct Air Capture	5,0	10,0	Pipeline	Salinare Aquifere
Alberta Carbon Grid	Kanada	tbd	20,0	/	Pipeline	tbd
Alberta Carbon Trunk Line (ACTL)	Kanada	Dünger, H <sub>2</sub> , Chemie	1,7	14,6	Pipeline	EOR
<u>Antwerp@C</u>	Belgien	H <sub>2</sub> , Chemie, Erdölraffinerie	9,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Aramis	Niederlande	Erdölraffinerie, H <sub>2</sub> , Müllverbrennung, Chemie, Stahl	20,0	/	Pipeline, Schiff	Salinare Aquifere
Athos	Niederlande	H <sub>2</sub> , Eisen & Stahl, Chemie	1,0	6,0	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Barents Blue	Norwegen	Chemie, H <sub>2</sub> , Müllverbrennung	1,8	/	Schiff	Salinare Aquifere
C4 Copenhagen	Dänemark	Müllverbrennung, Gaskraftwerke	3,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
CarbonConnect-Delta (Ghent)	Belgien & Niederlande	Stahl, Chemie	6,5	/	Pipeline, Schiff	wird derzeit geprüft
CarbonNet	Australien	Erdgasaufbereitung, H <sub>2</sub> , Dünger, Müllverstromung, Direct Air Capture	2,0	5,0	Pipeline	Salinare Aquifere

Name des Netzwerkes	Land	Industriesektor/-prozesse; Herstellung von	CO <sub>2</sub> -Abscheidekapazität Mt CO <sub>2</sub> /a		Transport-option	Verwendung
			min.	max.		
CarbonSafe Illinois Macon County	USA	Kohlekraftwerk, Ethanol	2,0	15,0	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Dartagnan	Frankreich	Aluminium, Stahl	10,0	/	Pipeline, Schiff	n/a
Edmonton Hub	Kanada	Erdgaskraftwerk, H <sub>2</sub> , Erdölraffinerie, Chemie, Zement	/	10,0	Pipeline	Salinare Aquifere
Greensand	Dänemark	Müllverbrennung, Zement	3,5	/	Pipeline, Schiff	Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten
Houston Ship Channel CCS Innovation Zone	USA	verschiedenes (nicht näher erläutert)	/	100,0	Pipeline	tbd
Humber Zero	UK (England)	H <sub>2</sub> , Erdgaskraftwerk	8,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
HyNet North West	UK (Wales & England)	H <sub>2</sub>	1,0	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Illinois Storage Corridor	USA	Kohlekraftwerk, Bioethanol	6,5	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Integrated Mid-Continent Stacked Carbon Storage Hub	USA	Kohlekraftwerk, Zement, Ethanol, Chemie	1,9	19,4	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Langskip	Norwegen	Müllverbrennung, Zement	1,5	5,0	Pipeline, Schiff	Salinare Aquifere
Louisiana Hub	USA	H <sub>2</sub> , Eisen & Stahl, Erdölraffinerie, Chemie, Ethanol	5,0	10,0	Pipeline	Salinare Aquifere
Net Zero Teesside	UK (England)	Erdgaskraftwerk, Dünger, Eisen & Stahl, Chemie	0,8	6,0	Pipeline	Salinare Aquifere
North Dakota Carbonsafe	USA	Eisen & Stahl	3,0	17,0	Pipeline	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Petrobras Santos Basin CCS Cluster	Brasilien	Erdgasaufbereitung	3,0	/	Direkte Injektion	EOR
Porthos	Niederlande	H <sub>2</sub> , Chemie	2,0	5,0	Pipeline	Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten
Ravenna Hub	Italien	H <sub>2</sub> , Erdgaskraftwerk	/	4,0	Pipeline	Entleerte Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Name des Netzwerkes	Land	Industriesektor/-prozesse; Herstellung von	CO <sub>2</sub> -Abscheidkapazität Mt CO <sub>2</sub> /a		Transport-option	Verwendung
			min.	max.		
South Wales Industrial Cluster	UK (Wales)	Erdgaskraftwerk, H <sub>2</sub> , Erdölraffinerie, Chemie	9,0	/	Pipeline, Schiff	Salinare Aquifere
Summit Carbon Solutions	USA	Bioethanol	7,9	/	Pipeline	Salinare Aquifere
Valero Blackrock	USA	Bioethanol	5,0	/	Pipeline	tbd
Wabash CarbonSafe	USA	Kohle- und Erdgaskraftwerk, H <sub>2</sub> , Chemie, Zement, Biomasseverstromung	1,5	18,0	Direkte Injektion	versch. Opt. werden in Betracht gezogen
Xinjiang Junggar Basin CCS Hub	China	Kohlekraftwerk, H <sub>2</sub> , Chemie	0,2	3,0	Pipeline, Lkw	EOR
Zero Carbon Humber	UK (England)	H <sub>2</sub> , Eisen und Stahl, Chemie, Zement, Ethanol	/	18,3	Pipeline	Salinare Aquifere

## 5.2 F&E Projekte

Forschungsaktivitäten zu den gesamten CCU/S-Prozessketten werden von der EU über verschiedene Maßnahmen und Fonds gefördert. Die vier Förderinstrumente Innovation Fund, Just Transition Fund, Horizon Europe und Connecting Europe Facility, die aktuell auf europäischer Ebene CCU/S-Forschungs- und Infrastrukturprojekte fördern können, sind im EU-Kapitel (siehe Kapitel 4.2) kurz beschrieben. In diesem Kapitel werden bereits Projekte vorgestellt die unter dem Innovation Fund gefördert werden als auch Projekte die den Status PCI haben.

Das Forschungs- und Innovationsprogramm Horizont 2020 der EU war von 2014 bis 2020 der Vorläufer des aktuellen Programms Horizont Europa (BMBF, 2022c; BMBF, 2022d). Im Arbeitsprogramm von Horizont 2020 waren im Themenfeld „Sichere, saubere und effiziente Energie“ verschiedene Ausschreibungen für Verbundforschungsprojekte und Vernetzungsaktivitäten zum Thema CCS enthalten. Die Themen, die bis 2020 zur Ausschreibung gelangten, decken ein weites Spektrum an Forschungs- und Innovationsmaßnahmen ab. Dabei war insbesondere die Umsetzung von Forschungsergebnissen in die Anwendung neuer Technologien ein Schwerpunkt. Die in Horizont 2020 geförderten Maßnahmen wurden mit den Zielen und Strategien des SET-Plans abgestimmt (siehe Kapitel 4.3).

Zusätzlich zur Förderung durch die EU stellte das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) Finanzmittel bereit zur Förderung der Vorbereitung und Antragstellung von Projekten im EU-Programm Horizont 2020, mit der Absicht die Beteiligung von deutschen Antragstellern zu fördern und damit zu erhöhen (BMBF, 2022e). Auch für das aktuelle EU-Forschungsrahmenprogramm Horizont Europa stellt das BMBF Finanzmittel zur Förderung der Antragstellung bereit (BMBF, 2022f).

Unter Horizont 2020 haben sich Institutionen und Unternehmen aus Deutschland an verschiedenen CCU/S-Forschungsprojekten beteiligt, darunter sind beispielsweise abgeschlossene Projekte wie CLEANKER und LEILAC (Erprobung von CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien in Zementwerken), ENOS (u. a. Entwicklung und Erprobung von Technologien zur Onshore-CO<sub>2</sub>-Speicherung), SECURE (u. a. zur Überwachung und Minderung von Umweltrisiken der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung) oder STEMM-CCS (u. a. Tests zur Detektion von CO<sub>2</sub>-Austritten in der Nordsee) (ENOS, 2022; SECURE, 2022; CLEANKER, 2017; Leilac, 2022; STEMM-CCS, 2022).

Laufende Horizont 2020 Projekte zur gesamten CCU/S-Prozesskette mit deutscher Beteiligung sind beispielsweise C4U und LEILAC2 (Carbon4PUR, 2022; Leilac, 2022).

### C4U

Das Projekt C4U ist am 1. April 2020 gestartet und ist auf eine Laufzeit von vier Jahren ausgelegt. Der Hintergrund des Projektes sind die hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Eisen- und Stahlindustrie, die weltweit etwa 8 Prozent der gesamten anthropogen verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen ausmachen. Die 19 Projektpartner aus neun Staaten (acht

europäische Staaten und China) sowie zwei assoziierte Partner aus Kanada und den USA verfolgen im Projekt Ansätze zur Dekarbonisierung der Stahlproduktion mittels CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Nutzung und -Speicherung. Dies umfasst insbesondere die Entwicklung und die Durchführung praktischer Tests von zwei erfolversprechenden (feststoffbasierten) CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren für eine optimale Integration in ein Stahlwerk. Die als „DISPLACE“ und „CASOH“ bezeichneten Verfahren sollen im Projekt von TRL 5 zu TRL 7 weiterentwickelt werden. Die Arbeiten umfassen in einem interdisziplinären Ansatz eine Betrachtung der ökologischen, gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Auswirkungen und Möglichkeiten einer Anwendung von CCUS (mit den beiden C4U-Abscheidungsverfahren) in einem großen Stahlwerk im Industriecluster „North Sea Port“ in Belgien und den Niederlanden (North Sea Port, 2022; Carbon4PUR, 2022).

Das Projekt betrachtet zudem die CO<sub>2</sub>-Speicherung in erschöpften Erdgaslagerstätten unter der Nordsee.

## LEILAC2

Das Projekt LEILAC2 ist am 1.04.2020 gestartet und hat eine Dauer von fünf Jahren. Die Motivation für das Projekt ist die CO<sub>2</sub>-emissionsarme Herstellung von Kalk und Zement – das englische Akronym für das Verfahren LEILAC steht für „Low Emissions Intensity Lime And Cement“. Prozessbedingt wird bei der Herstellung von Kalk und Zement aus den eingesetzten mineralischen Rohstoffen CO<sub>2</sub> freigesetzt. Da die benötigten Grundstoffe nur geringfügig substituiert werden können, ist die Abscheidung von CO<sub>2</sub> und dessen Nutzung oder dauerhafte Speicherung für eine klimaschonende Produktion von Kalk und Zement erforderlich. Das Ziel des Projektes ist die Demonstration der im Pilotmaßstab vorhandenen Technologie zur drastischen Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Herstellung von Kalk und Zement, bei nur geringem zusätzlichen Energie- und Kapitalaufwand im Vergleich zur herkömmlichen Produktion.

Im Vorgängerprojekt LEILAC wurde die Umsetzbarkeit einer Prozesstechnologie der extern beheizten Kalzinierung zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einem Zementwerk in Belgien erfolgreich getestet (Pilotanlage). Im Nachfolgeprojekt LEILAC2 soll die erprobte Technologie im größeren Maßstab getestet werden. Dazu wird in einem Zementwerk der Firma HeidelbergCement AG in Hannover eine Kalzinierungsanlage mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung errichtet, an der jährlich 100 kt CO<sub>2</sub> abgeschieden werden können. An dieser Demonstrationsanlage sollen auch Versuche zur Verminderung der brennstoffbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen durchgeführt werden.

Neben der Entwicklung und Demonstration der CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologie befassen sich die 13 Projektpartner aus neun Staaten auch mit Optionen zur Nutzung und Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub>. Dies beinhaltet auch die Bewertung von CO<sub>2</sub>-Transportoptionen sowie mögliche geologische CO<sub>2</sub>-Speicheroptionen (Speicherstandorte) im näheren und weiteren Umfeld der Demonstrationsanlage. Es gibt allerdings keine konkreten Pläne im Projekt, das an der Demonstrationsanlage abgeschiedene CO<sub>2</sub> tatsächlich zu nutzen oder zu speichern. Die Arbeiten im Forschungsprojekt dienen der Erstellung einer „CCU/CCS Roadmap“, in der neben (geo-)technischen auch sozio-ökonomische Gesichtspunkte verschiedener CCU/S-Optionen berücksichtigt werden sollen (Leilac, 2022).

Im Rahmen des ERA-Nets „Accelerating CCS Technologies“ (ACT) wurden bzw. werden Projekte gefördert, die eine Entwicklung von CCU/S-Technologien beschleunigen und diese zur Marktreife befähigen können (siehe Kapitel 4.4). Aus den ersten beiden ACT Calls (2016 und 2018) waren mehrere Projekte mit deutscher Beteiligung zustande gekommen, wie z. B. ALIGN-CCUS, ACT-ELEGANCY, ACT-LAUNCH, ACT-SENSE und weitere (AlignCCUS, 2022; ELEGANCY, 2022; SENSE, 2022; ACT, 2022b; LAUNCH, 2022). Der aktuelle ACT4 Call ist eine gemeinsame Ausschreibung von Deutschland, Norwegen, den Vereinigten Staaten, Indien und der kanadischen Provinz Alberta. Das BMWK unterstützt den ACT4 Call mit drei Millionen Euro aus Fördermitteln des 7. Energieforschungsprogramms (PtJ, 2022).

Das aktuelle, neunte EU-Forschungsrahmenprogramm Horizont Europa (engl. „Horizon Europe“) hat eine Laufzeit bis zum Jahre 2027. Im Rahmen des Programms können unter dem Cluster 4 (Digitalisierung, Industrie und Weltraum) und dem Cluster 5 (Klima, Energie und Mobilität) CCU/S-Projekte gefördert werden (siehe Kapitel 4.2) (BMBF, 2022g).

Auch in Deutschland werden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu CCU/S gefördert. So kann das BMBF über die Fördermaßnahme „KlimPro-Industrie – Vermeidung von klimaschädlichen Prozessemissionen in der Industrie“ und das BMWK über das Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“ CCU-Projekte in Deutschland fördern (BMBF, 2022h; Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien, 2022a). Über erstere Maßnahme wird bspw. das Projekt „Glas-CO<sub>2</sub> HVG-DGG“ (u. a. CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus einer Thermoprozessanlage in der Glasindustrie) gefördert (HVG-DGG, 2022). Über letztere Maßnahme soll bspw. für das geplante Projekt „Carbon Capture Anlagen Höver“ (CO<sub>2</sub>-Abscheidung an einem Zementwerk mittels innovativer Membrantechnologie) eine Förderung beantragt werden (Holcim Deutschland, 2021).

Des Weiteren können über die BMBF Richtlinie zur Förderung von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben zum Thema „CO<sub>2</sub> als nachhaltige Kohlenstoffquelle – Wege zur industriellen Nutzung (CO<sub>2</sub>-WIN)“ CCU-Projekte gefördert werden (CO<sub>2</sub>WIN, 2022).

Im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) fördert das BMWK das Power-to-X-Projekt „Haru Oni“ (BMBF, 2022i; Siemens energy, 2021) (siehe Kapitel 2.4.3).

Über die Forschungsmission „Marine Kohlenstoffspeicher als Weg zur Dekarbonisierung“ (Kurztitel: CDRmare) der Deutschen Allianz Meeresforschung (DAM) fördert das BMBF zwischen 2021 und 2024 sechs nationale Verbundprojekte, die untersuchen, ob und in welchem Umfang die Meere eine wesentliche und nachhaltige Rolle bei der Aufnahme und Speicherung von CO<sub>2</sub> haben (Deutsche Allianz Meeresforschung, 2022; CDRmare, 2022a). Dabei werden verschiedene Methoden der marinen CO<sub>2</sub>-Entnahme und Speicherung (z. B. Alkalinisierung oder CCS) hinsichtlich ihrer Potenziale und Risiken untersucht (siehe Kapitel 2.3.4).

Das CDRmare-Projekt GEOSTOR bewertet bspw. untersuchungswürdige Speicherformationen für die geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung im Bereich der deutschen Nordsee (CDRmare, 2022b). Dies umfasst eine neue Quantifizierung der statischen CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität in dieser Region auf Basis aktualisierter Daten. Für zwei ausgewählten Lokationen in der deutschen Nordsee werden mittels numerischer Simulationen dynamische CO<sub>2</sub>-Speicherkapazitäten quantifiziert. Weiterhin werden im Projekt GEOSTOR u. a. potenzielle CO<sub>2</sub>-Leckage-Pfade und mögliche Umweltauswirkungen bei der Standorterkundung und im Speicherbetrieb untersucht.

Forschungsprojekte zu Fragestellungen, die die gesamte CCU/S-Prozesskette betreffen, werden in Deutschland aktuell nicht gefördert. Insbesondere für die Zusammenführung von CO<sub>2</sub>-Strömen aus unterschiedlichen Quellen und deren Transport in einer gemeinsamen Transportinfrastruktur, wie es in vielen der sich aktuell entwickelnden Projekten geplant ist, gibt es einige weiter zu optimierende Punkte, z. B. bei der Festlegung der CO<sub>2</sub>-Spezifikationen und zur akzeptablen Variabilität der Massenflüsse an CO<sub>2</sub>. Soll das CO<sub>2</sub> mit unterschiedlichen Mitteln transportiert werden, z. B. Schiff und Pipeline wie im Northern Lights-Projekt, sind die unterschiedlichen Transportbedingungen und Anforderungen an den CO<sub>2</sub>-Strom der einzelnen Transportmittel für die Übergabe zu berücksichtigen. Hieraus können sich Bedarfe für eine Zwischenspeicherung, eine zusätzliche Konditionierung oder Aufreinigung des CO<sub>2</sub>-Stroms/der CO<sub>2</sub>-Ströme ergeben. Erste Lösungen dafür sind für die aktuell in der Umsetzung befindlichen Projekte entwickelt. Mit Betriebserfahrungen aus Cluster-/Netzwerkprojekten und durch weitere Forschungsaktivitäten werden diese Lösungen weiterentwickelt und optimiert.

### 5.3 Länderübersichten zu Politik, Rechtslage und Praxis von CCU/S

Zur Einordnung der deutschen Entwicklung im Bereich CCU/S erfolgt untenstehend ein Überblick zu Entwicklungen in ausgesuchten anderen Ländern.

#### 5.3.1 Australien

Australien ist eines der Länder, die durch ihr internationales Engagement eine Führungsrolle bei der Weiterentwicklung und Förderung der CCS-Technologie einnehmen wollten. Trotz umfangreicher Ambitionen und der durch ein Pilotprojekt sowie ein industrielles Großprojekt vorhandenen Erfahrung waren nicht alle CCS-Vorhaben Australiens erfolgreich. Während die grundsätzliche Notwendigkeit für CCS im Kohle- und Erdgasförderland Australien nach wie vor nicht bestritten wird (Global CCS Institute, 2022d), reduzierte sich aufgrund einiger nicht realisierter Vorhaben die politische Unterstützung und Investitionsförderung für CCS-Projekte in den letzten Jahren (Lipponen, et al., 2017).

#### Bestehende und geplante Projekte

Trotz frühzeitigem Engagement Australiens für CCS ist der erste große CO<sub>2</sub>-Speicher des Landes, die „Gorgon Carbon Dioxide Injection“, erst seit 2019 in Betrieb (Global CCS Institute, 2022). Mit einer geplanten Abscheideleistung von maximal 4 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr handelt es sich um das CCS-Projekt mit der weltweit größten Kapazität zur Abscheidung und geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> (Global CCS Institute, 2022). Das CO<sub>2</sub> stammt aus dem Gorgon-Gasprojekt, das derzeit größte Förderprojekt für Flüssiggas (LNG), dessen gefördertes Erdgas einen CO<sub>2</sub>-Anteil von 14 Prozent enthält (MIT, 2016). Beim Verflüssigungsprozesses des Erdgases wird das im Rohgas enthaltene CO<sub>2</sub> abgeschieden und onshore unterhalb des Anlagekomplexes geologisch gespeichert (IEEFA, 2022a). Die Genehmigung der Gorgon Gasförderung durch den Bundesstaat Western Australia erfolgte erst nach der Zusage des Hauptbetreibers Chevron (beteiligt sind auch ExxonMobil und Shell), 80 Prozent der durch die Gasförderung innerhalb der ersten fünf Jahre erzeugten CO<sub>2</sub>-Emissionen abscheiden und speichern zu können (Taylor,

2014). Während das Gorgon Gasförderfeld seit Juli 2016 Gas und somit auch CO<sub>2</sub>-Emissionen produzierte, verzögerte sich die Inbetriebnahme der Abscheidung und Speicherung aufgrund technischer Schwierigkeiten bis August 2019 (IEEFA, 2022a). Bis zum Juli 2021 speicherte die Anlage insgesamt lediglich 4,9 Mt CO<sub>2</sub> und erreichte die geplante Injektionsrate von 4 Mt CO<sub>2</sub>/a zu keinem Zeitpunkt, laut Betreiber aufgrund technischer Probleme mit Kompressoreinheiten und Feststoffen im Formationswasser des Speichergesteins (IEEFA, 2022a). Zur Injektion von jährlich 4 Mt CO<sub>2</sub> ist die Förderung von Sole aus dem Speicher erforderlich (Druckmanagement), die in mehreren Bohrungen in Gesteinsschichten des Deckgebirges (Barrow Group) versenkt wird. Über die Versenkbohrungen kann nicht so viel Formationswasser zurück in den Untergrund gebracht werden, wie ursprünglich vorgesehen, sodass im Speicher auch nur langsamer Porenraum für die CO<sub>2</sub>-Speicherung frei wird als geplant. Die Umspeicherung von Formationswässern zum Druckmanagement im Gorgon-Projekt ist allerdings nicht der Regelfall bei anderen Speicherprojekten, sodass die dort beobachteten Misserfolge nicht für die Speicherung von CO<sub>2</sub> im Allgemeinen erwartet werden sollten. Insgesamt belaufen sich die Gesamtkosten der Gorgon CCS-Anlage auf 3,1 Mrd. Australische Dollar (2,02 Mrd. Euro, Okt. 2022) (IEEFA, 2022a). Die nun erfolgende teilweise Kompensation der durch die Anlage nicht abgedeckten Emissionen mithilfe von CO<sub>2</sub>-Kompensationszertifikaten kritisieren Umweltverbände als ineffektiv und unglaubwürdig. Hintergrund dieser Kritik ist, dass der von Chevron avisierte Kauf von Australian Carbon Credit Units (ACCU) den derzeit kleinen Markt für diese hochwertigen Zertifikate empfindlich stören könnte. Zudem bestehen Befürchtungen, dass der Mitte 2022 geringe Preis der ACCUs den Betreibern der Anlage einen allzu kostengünstigen Ausweg aus ihren ursprünglichen Reduktionsverpflichtungen gewähren könnte (IEEFA, 2022a).

Derzeit befinden sich zwei weitere kommerzielle Projekte in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase bzw. im Bau.

- **Bridgeport Energy** will ab 2023 bis zu 0,98 Mt CO<sub>2</sub> in einem Zeitraum von acht Jahren für EOR im Moonie Ölfeld einsetzen, die zu 80 Prozent im Öl-Reservoir verbleiben sollen (Bridgeport Energy, 2021).
- **Santos** beabsichtigt ab 2024 1,7 Mt CO<sub>2</sub>/a, die an der Moomba Gasaufbereitungsanlage in Südaustralien anfallen in benachbarten, erschöpften Erdgasreservoiren im Cooperbecken zu speichern (Global CCS Institute, 2022).

### Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung

Die Klimastrategie Australiens, der „Long-term Emissions Reduction Plan“ formuliert THG-Neutralität bis 2050 als Ziel. Bis 2030 sollen die Emissionen um 26 bis 28 Prozent gegenüber 2005 verringert werden. CCS soll in der australischen Klimastrategie eine Schlüsselrolle einnehmen. Neben der Dekarbonisierung der Zement-, Stahl- und Glasindustrie soll CCS auch bei der Produktion von Wasserstoff aus Kohle Verwendung finden. Negativemissionen sollen durch den Einsatz von BECCS und DACCS erzielt werden. Um CCS zu fördern sollen im Rahmen des „CCUS Hubs and Technologies Program“ über zehn Jahre 250 Mio. Australische Dollar investiert werden. 10 bis 20 Prozent Emissionsreduktion bis zur THG-Neutralität 2050 sollen durch das Kaufen von Zertifikaten und weitere 15 Prozent durch zukünftige technologische Durchbrüche, auch im Bereich CCS, erzielt werden (Australian Government, 2021).

Die australische Klimastrategie wird teils als unzureichend eingeschätzt. Neben der Emissionskompensation durch Zertifikate und der Emissionsreduktion durch nicht weiter spezifizierte technologische Entwicklungen, wird kritisiert, dass die Modellierungen, die der Klimastrategie zugrunde liegen, nicht öffentlich verfügbar sind (Martin, 2021; Kurmelovs, 2022). Weiterhin wird die Produktion von Wasserstoff aus Kohle und Erdgas in Verbindung mit CCS negativ eingeschätzt. Diese sei nicht, wie in der australischen Klimastrategie beschrieben, klimaneutral, sondern biete im Vergleich zur Wasserstoffproduktion aus fossilen Energieträgern ohne CCS nur eine geringe Verringerung der THG-Emissionen (Timmerberg, Kaltschmitt, & Finkbeiner, 2020).

Unter den Schelfmeeren vor den Küsten Australiens werden Speichermöglichkeiten in verschiedenen Sedimentbecken u. a. in den Perth-Becken, Bonaparte-Becken (Timor Sea) sowie im Gippsland-, Browse-, Carnarvon- und Otway-Becken erwartet (Australian Government Geoscience Australia, 2022). Die Regionen bzw. Gebiete Gladstone/Rockhampton, South-East Queensland, La Trobe Valley sowie das Cooper-Becken haben aufgrund einer Vielzahl erschöpfter Gas- und Ölfelder Onshore-Speicherkapazitäten (CO<sub>2</sub> CRC, 2013). Bradshaw et al. (2004) schätzen die potenziell verfügbare geologische Speicherkapazität in Australien bei hinreichender öffentlicher Förderung für CCS-Projekte auf ca. 100 bis 115 Mt CO<sub>2</sub> /a. Detaillierte Potenzialanalysen wurden nachfolgend u. a. für das Petrel-Subbecken im Bonaparte-Becken, das Gippsland-Becken, das Vlaming-Subbecken (südliches Perth-Becken), das Browse-Becken, und in New South Wales durchgeführt.

2021 wurden Speicherlizenzen für fünf Offshore-Gebiete ausgeschrieben. Im August wurden die ersten beiden Untersuchungslizenzen verliehen an ein Gemeinschaftsprojekt von INPEX, Woodside Energy und Total Energies für ein Gebiet im Bonaparte-Becken sowie Woodside Energy für ein Gebiet im Browse-Becken.

Weitere Lizenzen sollen noch 2022 vergeben werden. Ebenfalls sollen noch weitere Lizenzgebiete in diesem Jahr ausgeschrieben werden (Australian Government Department of Industry, Science and Resources, 2022). Die Regierung von Viktorien hat Offshore-Speicherstätten im Gippsland-Becken erkundet und fördert zusammen mit der australischen Regierung den Aufbau eines regionalen CCS-Netzwerks, welches die Produktion von blauem Wasserstoff aus Braunkohlevorkommen an Land einschließt (Victoria State Government, 2022).

Australien verfügt über eine umfassende CCS-Regulierung. Je nach Region und Anlage müssen auch der Rechtsrahmen des Commonwealth und der Bundesstaaten sowie Territorien berücksichtigt werden (White & Case, 2021). Sonderregelungen der Bundesstaaten gehen ansonsten einschlägigen Commonwealth-Gesetzen vor. Für eine Offshore-Anlage sind beispielsweise Commonwealth-Regulierungen wie der „Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act“ aus dem Jahr 2006 einschlägig. Die zuständige Regulierungsbehörde ist die „National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority“ (NOPSEMA). Für die Erkundung möglicher Lagerstätten ist der geologische Dienst Australiens verantwortlich. Für Onshore-CCS entwickelten unter den Bundesstaaten bisher nur Victoria, Queensland, sowie in Teilen auch South Australia eine eigene Gesetzgebung. In den Bundesstaaten New South Wales und Western Australia scheiterten entsprechende Gesetzesvorhaben im Parlament. Für die Umweltauswirkungen von CCS-Projekten muss das Commonwealth-Gesetz „Environment Protection and Biodiversity Conservation Act“ aus dem Jahr 1999 berücksichtigt werden (White & Case, 2021).

Das aktuelle Hauptförderinstrument für CCS-Projekte ist der „Emission Reduction Fund“ (ERF). Dieser fördert Projekte zur Vermeidung oder Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub>. Indem Akteure für den ERF qualifizierte Projekte durchführen, verdienen sie ACCUs, die sie der Regierung, anderen Unternehmen oder anderen privaten Käufern verkaufen können. DACCS-Projekte sind von diesem Förderprogramm ausgenommen, weil die Technologie weder den australischen Definitionen von Emissionsvermeidung noch der CO<sub>2</sub>-Speicherung entspricht (Australian Government Clean Energy Regulator, 2021). Für den ERF und insbesondere die dort enthaltenen Regelungen zur CCS-Förderung wurde im Juli 2022 die Durchführung einer umfassenden Evaluation durch unabhängige Gutachter angekündigt (Global CCS Institute, 2022).

Unter den Forschungs- und Entwicklungsprojekten Australiens sticht die Organisation CO<sub>2</sub>CRC hervor. Diese betreibt mit dem Otway International Test Centre in Nirranda South in South-West Victoria eine der technisch fortschrittlichsten Testanlagen für die CCU/S-Forschung (CO<sub>2</sub>CRC, 2022a). Während der im April 2021 beendeten Phase drei dieses Projekts wurde die Entwicklung von kosteneffizienten, hochauflösenden und nicht-invasiven Monitoringmechanismen für geologisch gespeichertes CO<sub>2</sub> vorangetrieben (CO<sub>2</sub>CRC, 2022b).

Noch heute hat das Global CCS Institute seinen Hauptsitz in Australien und repräsentiert das Thema CCS für Australien auf internationaler Ebene (Global CCS Institute, 2022). Zudem bestehen im Rahmen der Förderung von Niedrigemissionstechnologien auf staatlicher Ebene bilaterale Kooperationen zur Weiterentwicklung der kommerziellen Anwendung von CCU/S, z. B. seit 2021 mit Großbritannien (Australian Government Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, 2021). Australien gehört zu den Ländern, die im ersten Update der Nationally Determined Contributions (NDC) 2021 CCS adressierten, nachdem das Land im Nachgang der Pariser Klimakonferenz 2015 CCS noch nicht in die Intended Nationally Determined Contributions (INDC) aufnahm.

### **Gesamtbewertung und Ausblick**

In dem kohle- und gasreichen Land besteht zumindest für die Anwendung in einigen Sektoren ein grundsätzlicher politischer Konsens über die Notwendigkeit von CCS (Martin & Morton, 2021). Politisch umstritten sind dagegen der notwendige Umfang und die Anwendung an fossilen Kraftwerken (Martin & Morton, 2021). Erste Speicherprojekte im industriellen Maßstab sind in Betrieb, erfüllten nicht immer die Erwartungen hinsichtlich der technischen Zuverlässigkeit und finalen CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazität. Speichermöglichkeiten wurden mit staatlicher Unterstützung vorerkundet. Lizenzen für die Untersuchung von Speicherstätten wurden vergeben. Weitere Vergaben und Ausschreibungen von Lizenzgebieten werden noch 2022 erwartet.

### 5.3.2 Großbritannien

Das Vereinigte Königreich strebt eine führende Rolle im Bereich CCU/S an (UK Government, 2019). Bislang verfügt das Land noch über keine CCU/S-Projekte, die sich in kommerziellem Maßstab in Betrieb befinden. Mit der Verankerung des Klimaneutralitätsziels bis 2050 durch die Regierung im Jahr 2019 nahmen die Aktivitäten im CCU/S-Bereich jedoch stark zu (BEIS, 2019). Aktuell befinden sich viele Cluster-Projekte in der Entwicklung. In diesen CCU/S-Clustern soll jeweils anfallendes CO<sub>2</sub> mehrerer Emittenten gebündelt und dann gemeinsam transportiert und gespeichert oder genutzt werden. Dem Ausbau von CCU/S-Projekten wird in der Dekade bis 2030 ein hoher politischer Stellenwert beigemessen (BEIS, 2021).

#### Bestehende und geplante Projekte

Derzeit bestehen im Vereinigten Königreich noch keine kommerziellen CCU/S-Projekte. Bisher wurden durch die North Sea Transition Authority (NSTA) sieben Speicherlizenzen für Pilotprojekte zur Kohlenstoffspeicherung ad hoc an Unternehmen verteilt, von denen eine im Jahr 2016 beendet wurde (NSTA, 2022). Zusätzlich zu diesen wurden im September 2022 13 weitere Speicherlizenzen ausgeschrieben, für die 19 Unternehmen Gebote abgaben. Eine Vergabe dieser 13 neuen Lizenzen wird Anfang 2023 erwartet (Reuters, 2022). Drei kommerzielle Projekte befinden sich nach der Auflistung des GCCSIs im fortgeschrittenen Entwicklungsstadium (Global CCS Institute, 2022a):

Das „East Coast Cluster“ (ECC) in Ostengland ist eines von zwei geplanten CCU/S-Clustern, die von der britischen Regierung Ende 2020 im Zuge ihres „Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution“ identifiziert wurden. 50 Prozent der britischen industriellen Emissionen sind auf das ECC zurückzuführen. Das CCU/S-Cluster ECC setzt sich aus 14 Einzelprojekten zusammen, die bis Mitte der 2020er Jahre den Betrieb aufnehmen sollen. Bis Mitte der 2030er Jahre sollen insgesamt mindestens 17 Mt CO<sub>2</sub>/a durch Projekte in der Industrieregion Humber und 10 Mt CO<sub>2</sub> in der Region Teesside abgeschieden werden (East Coast Cluster, 2022). Die geplante geologische Speicherstätte „Endurance“, eine Fallenstruktur (salinärer Aquifer) am britischen Kontinentalhang vor der Küste Englands soll eine Speicherkapazität von 100 Mt CO<sub>2</sub> haben. Eine maximale Kapazität von 450 Mt könnte durch die Förderung von Formationswässern zur Druckentlastung erreicht werden (BEIS, 2022).

Das „Humber Zero“-Projekt setzt sich aus zwei Teilprojekten fortgeschrittenen Stadiums zusammen. Beim „Phillips 66 Humber Refinery CCS“-Projekt sollen ab 2027 0,5 Mt CO<sub>2</sub>/a an einer Ölraffinerie in Immingham abgeschieden und in einem erschöpften Gasfeld unter der britischen Nordsee gespeichert werden. Das Vorhaben der Raffinerie wird von staatlicher Seite – insbesondere wegen ihres Fokus auf die Herstellung von kohlenstoffarmen Kraftstoffen – finanziell gefördert. Ebenfalls Teil von „Humber Zero“ ist das „VPI Immingham Power Plant CCS“-Projekt. Hier sollen ab 2027 3,3 Mt CO<sub>2</sub>/a von einer gasbetriebenen Anlage zur kombinierten Wärme- und Stromerzeugung abgeschieden und ebenfalls in dem oben genannten erschöpften Gasfeld gespeichert werden (Humber Zero Project, 2022). Daneben befinden sich momentan (Stand Oktober 2022) 19 weitere kommerzielle Projekte in verschiedenen früheren Entwicklungsstadien, deren Inbetriebnahme im Laufe der 2020er Jahre geplant ist (Global CCS Institute 2022).

Im Bereich der Demonstrations- und Pilotprojekte gibt es zwei Entwicklungen: 1) Das mit Biomasse (und Steinkohle) befeuerte Kraftwerk in Drax, North Yorkshire, betreibt seit 2019 bzw. 2020 die ersten beiden BECCS-Pilotanlagen Europas. Ab 2027 wird eine Abscheidung in kommerziellem Maßstab mit einer Abscheidekapazität von mindestens 8 Mt CO<sub>2</sub>/a angestrebt (IEA, 2022c). 2) Tata Chemicals Europe nahm 2022 zudem die erste CCU-Demonstrationsanlage im Vereinigten Königreich in Betrieb, bei der jährlich 0,04 Mt CO<sub>2</sub> aus einem Kraftwerk mit kombinierter Wärme- und Stromerzeugung abgeschieden und dann zur Herstellung der Grundchemikalie Natriumcarbonat verwendet werden sollen (Tata Chemicals Europe, 2022).

#### Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung

2019 legte das regierungsunabhängige Beratungsgremium UK Climate Change Committee (CCC) der Regierung das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 nahe und bezeichnete CCS hierfür als notwendig (Climate Change Committee, 2019). Durch die darauffolgende Anpassung der britischen Klimaziele (THG-Neutralität bis 2050, Emissionsreduktion um 78 Prozent bis 2035; (UK Government, 2021a)) nahm auch die Entwicklung von CCU/S-Projekten stark an Fahrt auf. Denn nach Auffassung der britischen Regierung sind die Klimaziele insbesondere im Industriesektor ohne die CO<sub>2</sub>-Abscheidung nicht einzuhalten (UK Government, 2022a). In ihrem „Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution“ verankerte die Regierung Investitionen in CCU- und CCS-Projekte mit einer Zielmarke einer jährlichen Abscheidekapazität von 10 Mt CO<sub>2</sub> ab dem Jahr 2030. Ende des Jahres 2021 wurde diese Zielvorgabe in der „Net Zero Strategy“ der Regierung auf 20-30 Mt/a erhöht (UK Government,

2021b). Perspektivisch sollen ab 2050 jährlich 47 Mt CO<sub>2</sub> abgeschieden und gespeichert werden (CSIS, 2021). Hierfür soll CCU/S bis 2025 in zwei und bis 2030 in vier industriellen Clustern, also in Regionen des Vereinigten Königreiches mit hohen CO<sub>2</sub>-Emissionen, etabliert und durch den „CCUS Infrastructure Fund“ (CIF) mit staatlichen Investitionen in Höhe von 1 Mrd. Pfund (GBP, Pfund Sterling, 1,136 Mrd. Euro, Nov. 2022) gefördert werden. Die Projekte der Cluster umfassen sowohl die Abscheidung als auch die Transport- und Speicherinfrastruktur. Zudem sollen geeignete Anreizsysteme etabliert werden, die private Investitionen in CCU/S-Projekte anregen (UK Government, 2020). Bei der zukünftigen Stromproduktion setzt das Vereinigte Königreich zwar weitestgehend auf einen Ausbau der erneuerbaren Energien, plant zur Sicherung der Netzstabilität jedoch weiterhin den Betrieb fossiler Kraftwerke. Bis Mitte der 2020er Jahre soll deshalb eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung an mindestens einem Kraftwerk in Betrieb genommen werden (UK Government, 2022a). In Bezug auf die Förderfähigkeit im Rahmen des CIF hat die Regierung fünf CCU/S-Handlungsbereiche identifiziert:

- Transport- und Speichernetzwerke
- CO<sub>2</sub>-Abscheidung in der Stromproduktion
- CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Industrieanlagen
- BECCS
- die Produktion von blauem Wasserstoff

Für jedes dieser Handlungsfelder werden aktuell verschiedene Geschäftsmodelle und Anreizsysteme erarbeitet, die die speziellen Erfordernisse des Bereichs berücksichtigen sollen (UK Government, 2021c).

Zudem misst die britische Regierung der Wasserstoffproduktion einen hohen Stellenwert bei. Im Jahr 2020 verankerte sie im Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution das Ziel einer H<sub>2</sub>-Produktionskapazität von 5 GW bis zum Jahr 2030 und erarbeitete eine „UK Hydrogen Strategy“, welche die Bedeutung von CCU/S zur Herstellung von blauem Wasserstoff betont (UK Government, 2021d).

Im Hinblick auf die dauerhafte CO<sub>2</sub>-Speicherung im Untergrund verfügt das Vereinigte Königreich über geeignete geologische Voraussetzungen. Die britische Kontinentalplatte bietet Kapazitäten zur dauerhaften Speicherung von schätzungsweise 78 Gt CO<sub>2</sub>, was in etwa dem 240-fachen CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Landes im Jahr 2020 entspricht (Pale Blue Dot Energy, 2016). Auf internationaler Ebene setzt sich das Vereinigte Königreich für eine verstärkte Zusammenarbeit im Bereich CCU/S ein (unter anderem im Rahmen von ERA-NET und der Zusammenarbeit im Carbon Sequestration Leadership Forum) (UK Government, 2019). Im Juni 2020 kündigte der britische Premierminister zudem ein staatliches Forschungsförderungsprogramm in Höhe von 100 Mio. Pfund (GBP) zur Entwicklung von DAC-Technologien im Land an (UK Government, 2022b).

### **Gesamtbewertung und Ausblick**

Obwohl das Vereinigte Königreich derzeit noch über keine kommerziellen CCU/S-Projekte in Betrieb verfügt, misst das Land CCU/S aufgrund seiner ambitionierten Klimaziele und der großen verfügbaren Speicherkapazität, insbesondere unter der Nordsee, einen hohen Stellenwert bei. Die staatlichen Finanzierungshilfen sind umfangreich, eine genaue Ausgestaltung der bereichsspezifischen Anreizsysteme im Rahmen des CIF wird aktuell entwickelt. Die Identifizierung von industriellen CCU/S-Clustern und die Errichtung einer durch mehrere Abscheidungsanlagen nutzbaren CO<sub>2</sub>-Pipelineinfrastruktur sind im internationalen Vergleich weit fortgeschritten. Darüber hinaus wird der Förderung und Entwicklung von BECCS und DACCS-Anlagen eine hohe Priorität eingeräumt, womit langfristig auch Negativemissionen erzielt werden können.

### **5.3.3 Kanada**

Kanada setzt bereits seit 1984 CO<sub>2</sub> zur Erhöhung der Ausbeute von Erdöllagerstätten (EOR) ein (Government of Canada / Natural Resources of Canada, 2014). Seitdem weitete das Land sein Engagement hinsichtlich EOR-basierter CO<sub>2</sub>-Speicherung und anderer geologischer Speicheroptionen sowohl bei Pilotprojekten als auch in den Bereichen Forschung und Entwicklung kontinuierlich aus.

### **Bestehende und geplante Projekte**

Die föderale Struktur Kanadas mit einer vergleichsweise hohen Autonomie der einzelnen Provinzen führt zu regionalen Differenzen bei Umfang und Ambition von CCU/S-Projekten. Die Provinzen Saskatchewan und Alberta besitzen durch ihre Lage im Westkanadischen Sedimentbecken wichtige Voraussetzungen für die geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> und weisen CCS auf politischer Ebene einen hohen Stellenwert zu (Government of Canada

/ Natural Resources of Canada, 2014). Andere Provinzen und Territorien Kanadas prüfen u. a. noch die geologische Eignung ihrer Flächen (Stiff, 2022).

Es existieren derzeit fünf kommerzielle CCS-Projekte in Kanada (siehe Tabelle 5):

- Seit dem Jahr 2000 besteht das Kooperationsprojekt mit den USA „Great Plains Synfuel Plant and Weyburn-Midale“.<sup>46</sup> Hier wird im Weyburn-Erdölfeld in der Provinz Saskatchewan (Kanada) das aus einer Kohlevergasungsanlage in den USA abgeschiedene und nach Kanada per Pipeline transportierte CO<sub>2</sub> für die Ölförderung eingesetzt.
- Die CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage am Steinkohlekraftwerk „Boundary Dam“ in Saskatchewan ist eine der ersten Anlagen zur Abscheidung von CO<sub>2</sub> an Kraftwerken. Seit ihrer Eröffnung im Jahr 2014 werden bis zu 1 Mt CO<sub>2</sub>/a abgeschieden und ebenfalls der Ölförderung im Weyburn-Erdölfeld zugeleitet.
- Seit 2015 demonstriert das Shell-Projekt „Quest“ in der Provinz Alberta die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Speicherung in einem salinen Aquifer an einer Wasserstoffproduktionsanlage im Umfang von ca. 1 Mt CO<sub>2</sub>/a.
- Mit der „Alberta Carbon Trunk Line“ wurde 2020 für 1,2 Mrd. Kanadische Dollar (ca. 890 Mio. Euro, Okt. 2022) die gegenwärtig weltweit längste Pipeline für verflüssigtes CO<sub>2</sub> mit einer Transportkapazität von bis zu 14,6 Mt CO<sub>2</sub>/a über einer Länge von 240 km fertiggestellt (Alberta Major Projects, 2022). Die Pipeline führt vom Alberta Industrial Heartland-Industriegebiet zu einem erschöpften Ölfeld in der Nähe von Clive, Alberta. Da bisher nur ein Düngemittelhersteller und eine Ö Raffinerie an die Pipeline angeschlossen sind, erreichte die Pipeline bis zum Jahr 2022 lediglich eine Transportleistung von 1,6 Mt CO<sub>2</sub>/a (Anderson, 2022).

Tabelle 5: **Aktive kommerzielle CCS-Projekte in Kanada nach (Global CCS Institute, 2022a): Stand 15. September 2022**

Anlage	Staat	Lage	Start	CO <sub>2</sub> -Quelle	Maximale Kapazität in Mt CO <sub>2</sub> /a	CO <sub>2</sub> -Verwendung
Alberta Trunk Line/ North West Redwater NWRCCS	Kanada	Onshore	2020	Ö Raffinerie	1,6	EOR
Alberta Trunk Line/ Nutrien Fertilizer Facility	Kanada	Onshore	2020	Verschiedene	0,3	EOR
Boundary Dam 3 CCS	Kanada	Onshore	2014	Stromproduktion	1	EOR/ Geol. Speicherung
Glacier Gas Plant M CCS	Kanada	Onshore	2022	Stromproduktion	0,152	Geol. Speicherung
Quest	Kanada	Onshore	2015	H <sub>2</sub> -Produktion	1	Geol. Speicherung

Noch in einer frühen Planungsphase befindet sich das CO<sub>2</sub>-Pipelineprojekt „Alberta Industrial Heartland Project“ der Unternehmen TC Energy und Pembina Pipelines, das die Grundlage der Infrastruktur für CCS und CCU in Alberta bilden soll. Hier soll CO<sub>2</sub> im Alberta Industrial Heartland aus verschiedenen Quellen abgeschieden, zusammengeführt und auf dem Gelände des Industriegebiets geologisch gespeichert werden (Alberta Carbon Grid, 2022). Ein ähnliches Projekt ist die „Pathways Alliance“ zweier Unternehmen, die im Bereich der Extraktion von Öl aus Ölsand tätig sind. Die mit dieser Ölgewinnungsform verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen sollen in diesem Projekt deutlich reduziert werden, um damit die Zukunft dieser Industrie zu sichern (Pathways Alliance, 2022). Daneben existieren inzwischen auch Planungen zu ersten Pilotprojekten zur Herstellung von blauem Wasserstoff (Air Products 2022). Die Anlage mit einem Investitionsvolumen von 1,6 Mrd. Kanadische Dollar soll in Alberta mithilfe von Auto-Thermal Reforming (ATR) Wasserstoff aus Erdgas herstellen und dabei 95 Prozent des entste-

<sup>46</sup> Das Projekt findet aufgrund der Lage der zentralen Abscheidungsanlage in den USA keinen Eingang in die tabellarische Auflistung kanadischer Anlagen (vgl. Tabelle 5).

henden CO<sub>2</sub> geologisch speichern (Air Products, 2022). Das Unternehmen Carbon Engineering entwickelt in British Columbia seit 2021 eine DAC-Anlage, mit deren Hilfe bis zu 100 Mio. Liter Niedrigemissionskraftstoffe pro Jahr hergestellt werden sollen (Carbon Engineering, 2022).

### **Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung**

Rund 9 Prozent der gesamten geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherkapazität Nordamerikas liegen in den kanadischen Provinzen Saskatchewan und Alberta. Dies entspricht einer Speicherkapazität von ca. 190 bis 640 Gt CO<sub>2</sub> (U.S. Department of Energy / National Energy Technology Laboratory, 2015).

Die politische Unterstützung für CCS unterscheidet sich zwischen den Provinzen und Territorien. Üblicherweise werden die Projekte durch die Provinz und Bundesregierung gemeinsam finanziert (Anderson, 2022). Im Bereich der Fördermaßnahmen und der gesetzgeberischen Tätigkeiten heben sich die Provinzen Saskatchewan und Alberta von den anderen Provinzen durch aktive Förderprogramme und eine umfassende Rahmengesetzgebung ab. In den Jahren 2009 bis 2012 entwickelte Alberta einen neuen legislativen Rahmen für CCS, der den Ausbau und die Erforschung von CCS-Technologien erleichterte und zugleich Kriterien für eine sichere Anwendung von CCS spezifizierte (Government of Canada / Natural Resources of Canada, 2014). Im Jahr 2021 verkündete Saskatchewan den Beginn eines umfassenden CCU/S-Strategieprozesses, in dem der legislative Rahmen überprüft, Konzepte für CCU/S-Hubs entwickelt und weitere Förderprogramme gestartet werden sollen (Saskatchewan Government, 2021). Mit der im November 2021 erfolgten Ankündigung Saskatchewan, auch CO<sub>2</sub>-Pipelines im Rahmen des „Oil Infrastructure Investment Program“ (OIIP) zu fördern, wird ein etabliertes Förderprogramm auf CCU/S-Projekte ausgeweitet. Neben den ressourcenreichen Provinzen Saskatchewan und Alberta, widmen sich auch industrieintensive Provinzen wie Ontario dem Thema. Gegenwärtig prüft die kanadische Regierung die Anwendung von CCS zur Unterstützung der Dekarbonisierung der dortigen Stahl- und Zementindustrie. Die hierfür notwendige Aufhebung des dort geltenden Verbots einer geologischen Speicherung von CO<sub>2</sub> ist noch Gegenstand politischer Diskussionen (Global CCS Institute, 2022a).

Seit 2000 investierten die kanadische Regierung und die Provinzen zusammen 5,8 Mrd. Kanadische Dollar in CCU/S-Projekte (Bulowski, 2022). Ähnlich zum Vorgehen in den USA existiert in Kanada seit Mitte 2022 ein Gesetz zu Steuergutschriften für Investitionen in CCS-Anlagen: Der kanadische Haushalt sieht ab 2021 Steuergutschriften in Höhe von 60 Prozent für DAC-Abscheidungsverfahren, 50 Prozent für andere CO<sub>2</sub>-Abscheidungsverfahren sowie 37,5 Prozent für Logistik und Ausrüstung im Zusammenhang mit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung vor. Im Zeitraum von 2031 bis 2040 sinken die Steuergutschriften auf zwischen 18,75 und 30 Prozent je nach Förderkategorie. Aus Klimaschutzgründen wird auf eine Förderung von Anlagen ohne permanente geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung, z. B. für die reine Steigerung der Ölgewinnung, verzichtet (Government of Canada, 2022).

Die Provinzen Alberta und Saskatchewan evaluieren derzeit die Gründung von Carbon-Capture-Hubs, bei denen jeweils ein Unternehmen den Zuschlag für die Nutzung eines geologischen Speichers erhält und dann Konzessionsgebühren für die Nutzung der Abscheideinfrastruktur verlangen könnte. Diese Hub-Lösung soll u. a. die bloße Anhäufung von Nutzungsrechten durch Unternehmen vermeiden, die keine aktive Entwicklung von CCS-Anlagen in dem Areal anstreben (Anderson, 2022).

Kanada strebt im Bereich CCS aktiv nach Forschungsk Kooperationen insbesondere mit den USA und Großbritannien, aber auch Mexiko, Japan, China und Südkorea (Government of Canada / Natural Resources of Canada, 2014). Im Rahmen des Haushalts 2021 werden über einen Zeitraum von sieben Jahren für die Forschung, Entwicklung und Demonstration von CCU/S-Technologien 319 Mio. Kanadische Dollar bereitgestellt (Government of Canada, 2022).

### **Gesamtbewertung und Ausblick**

Kanada ist einer von wenigen Staaten mit bestehenden und geplanten CCU/S-Projekten in größerem Umfang. Gegenwärtig sind nahezu alle operativen Projekte mit EOR oder der CO<sub>2</sub>-Abscheidung an fossilen Kraftwerken verknüpft. Aufgrund langjähriger Erfahrung sowie der Forschung und Entwicklung sind die Voraussetzungen für einen klimaschutzorientierten Ausbau von CCS und CCU grundsätzlich gegeben. Allerdings wurde der bestehende legislative Rahmen trotz gesteigerter Bemühungen der aktuellen kanadischen Regierung von Wissenschaftlern als nicht mit den Reduktionszielen des Landes kompatibel kritisiert (Anderson, 2022). Während Energie-wende-Thinktanks wie das Pembina Institute für eine Begrenzung der CCS-Investitionen aufgrund der in Zukunft abnehmenden Bedeutung der fossilen Industrie in Kanada eintreten (Anderson, 2022), kritisieren Rechtswissenschaftler teilweise die technische Regulation in Bundestaaten wie Alberta als unzureichend (Bankes, 2021). In Alberta bestehen somit noch Konflikte sowohl zum notwendigen Umfang der CCS-Kapazitäten als auch zu den

sicherheitsbezogenen und technischen Rahmenbedingungen von CCS. Die Klimaschutzpläne der Nationalregierung stehen in Konflikt mit diesen teils noch stark auf EOR fokussierten Plänen der Provinzen Saskatchewan und Alberta. Es ist zugleich unklar, ob die kanadische Regierung eine in der Bevölkerung teilweise kritisch gesehene Laufzeitverlängerung fossiler Kraftwerke durch CCS tatsächlich ausschließt (Anderson, 2022).

### 5.3.4 Norwegen

Norwegen ist eines der Länder mit der umfangreichsten Erfahrung bei der Entwicklung und Umsetzung von CCS-Projekten. In Norwegen befindet sich mit dem 1996 in Betrieb genommene „Sleipner“-Projekt das weltweit erste Projekt zur Abscheidung und geologischen Speicherung von Kohlenstoffdioxid. Der Einsatz von CCS und CCU in Industrieprozessen sind wichtige Bestandteile der 2020 verabschiedeten norwegischen Klimastrategie, deren Ziel es ist, eine kosteneffiziente CCS-Infrastruktur in Norwegen zu aufzubauen (Norway Parliament, 2020).

#### Bestehende und geplante Projekte

Neben verschiedenen Demonstrations- und Pilotanlagen zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung werden in Norwegen aktuell zwei CCS-Projekte im kommerziellen Maßstab betrieben (siehe Tabelle 6). In diesen findet eine Abscheidung und geologische Speicherung von CO<sub>2</sub> aus gefördertem Erdgas statt. Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung erfolgt zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Gehalts des Erdgases, um die erforderlichen Spezifikationen des Erdgasstroms einzuhalten. Die norwegische Steuer auf CO<sub>2</sub>-Emissionen macht die geologische Speicherung des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> profitabel, da dieses als nicht emittiert gilt (equinor, 2022c; EASEE-gas, 2005). Das Sleipner-CCS-Projekt scheidet seit 1996 ca. 1 Mt CO<sub>2</sub>/a ab, die Snøhvit-Anlage zur Produktion von LNG in Melkøya hat eine Abscheidekapazität von 0,7 Mt CO<sub>2</sub>/a. Aufgrund eines Brandes in der Snøhvit-Anlage im September 2020 ist die Erdgasförderung und somit die CO<sub>2</sub>-Speicherung bis auf weiteres ausgesetzt (Staalesen, 2020). Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> der beiden Anlagen wird in geeigneten geologischen Formationen des norwegischen Kontinentalschelfs gespeichert.

Tabelle 6: **Kommerzielle CCS-Projekte in Norwegen nach (Global CCS Institute, 2022a), Stand 15. September 2022**

Anlage	Staat	Lage	Start	CO <sub>2</sub> -Quelle	Maximale Kapazität in Mt CO <sub>2</sub> /a	CO <sub>2</sub> -Verwendung
Sleipner	Norwegen	Offshore	1996	Erdgasproduktion	1	Geol. Speicherung
Snøhvit	Norwegen	Offshore	2008	LNG-Produktion	0,7	Geol. Speicherung

Im September 2020 wurde der Start des CCS-Projekts „Longship“ bekannt gegeben. Longship ist ein Projekt, das die gesamte CCS-Kette von der Abscheidung bis zur Speicherung abdeckt. Die norwegische Regierung beteiligt sich mit voraussichtlich 16,8 Mrd. Norwegische Kronen (ca. 1,6 Mrd. Euro, Okt. 2022) an den 25,1 Mrd. Norwegische Kronen, die für das Projekt vorgesehen sind (Norwegian Government, 2022). Das Projekt umfasst in einer ersten Phase die Einrichtung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen in der Norcem-Zementfabrik in Brevik und an der Abfallverbrennungsanlage Hafslund Oslo Celsio (vormals Fortum Oslo Varmer) in Oslo, mit geplanten Kapazitäten von jeweils 0,4 Mt CO<sub>2</sub>/a (Norcem, 2022; Oslo, 2022).

Der Transport und die Speicherung des CO<sub>2</sub> werden vom Unterprojekt „Northern Lights“, einer Kooperation von Equinor, Shell und Total, durchgeführt und als „Connecting Europe Facility“ (CEF) von der EU mit 4 Mio. Euro unterstützt. Zudem gilt Northern Lights als PCI (Northern Lights, 2022a; Northern Lights, 2022b). Die CO<sub>2</sub>-Infrastruktur des Projekts umfasst Schiffe, Onshore-Anlagen zur Zwischenspeicherung, und eine Pipeline zum Transport, sowie Anlagen zur Injektion von verflüssigtem CO<sub>2</sub> in den Meeresuntergrund.

Northern Lights wird auch den Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> als Dienstleistung für andere europäische Akteure anbieten. Eine erste solche bilaterale Vereinbarung wurde im August 2022 mit dem niederländischen Ammoniak- und Düngerhersteller Yara bekanntgegeben (YARA, 2022). Die vorgesehenen Kapazitäten der Transport- und Speicherinfrastruktur können Kapitel 4.2 entnommen werden.

Im April 2022 hat das Ministerium für Erdöl und Energie (Ministry of Petroleum and Energy, MPE) Lizenzen für CO<sub>2</sub>-Speicherprojekte im „Smeiaheia-Gebiet“ vor Bergen und in der Barentsee vergeben. Zudem wurde im April eine weitere Lizenz für das „Luna-Gebiet“ angeboten, die im Oktober 2022 an Wintershall Dea vergeben wurde (Ghilotti, 2022). Im Smeiaheia-Gebiet plant Equinor ASA ab 2036 eine CO<sub>2</sub>-Speicheranlage mit einer Kapazität von 20 Mt CO<sub>2</sub>/a zu betreiben. Diese soll durch Pipelines an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur angebunden werden; der

Transport und die Speicherung des CO<sub>2</sub> werden, wie im Northern Lights Projekt, als „Dienstleistung“ erwerbbar sein (equinor, 2022d).

Das „Polaris-CCS“-Projekt in der Barentsee ist eine Kooperation von Equinor ASA, Horisont Energy AS und Vår Energi AS. Es soll ab 2025 betrieben werden und über eine Gesamtspeicherkapazität von 100 Mt CO<sub>2</sub> verfügen (University of Edinburgh, 2022; Horisont energi, 2022). Es ist Teil des „Barents Blue“-Projektes, welches Ammoniak aus blauem Wasserstoff und Luftstickstoff herstellen wird (Pekic, 2022). Insgesamt wird die Produktion von blauem Wasserstoff z. B. von Equinor als neues Geschäftsfeld angesehen (equinor, 2022e).

### Politische Unterstützungsmaßnahmen

Die europäische CCS-Richtlinie ist in Norwegen nach den Artikeln 1 und 2 des Abkommens über den europäischen Wirtschaftsraum (EWR) aufgrund der Mitgliedschaft Norwegens im EWR gültig. Sie wurde im Jahr 2014 in entsprechende norwegische Gesetze überführt. Im Jahr 2017 bzw. 2018 wurden die bestehenden, ursprünglich unter dem damals gültigen norwegischen Rechtsrahmen ausgestellten, Genehmigungen für die Projekte Sleipner und Snøhvit in den neuen Rahmen gemäß EU-CCS-Richtlinie überführt (Re-Lizenzierung) (Norwegian Petroleum Directorate, 2019a).

Die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Norwegen ist aufgrund der geologischen Bedingungen nur offshore unter dem Meeresboden des norwegischen Kontinentschelfs möglich (Roggenkamp & Banet, 2020; Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2021). Die norwegische Regierung unterstützt die Entwicklung von CCS durch eine Vielzahl an Maßnahmen. 2005 wurde das staatliche Unternehmen Gassnova gegründet. In Kooperation mit dem norwegischen Forschungsrat koordiniert und administriert Gassnova das Forschungsprogramm „CLIMIT“, über welches CCS-Projekte staatliche Fördermittel erhalten können. Bei der Gründung von CLIMIT im Jahr 2005 wurde die Förderung von CCS-Projekten auf CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Gaskraftwerken begrenzt und im Jahr 2008 auf alle fossilen Kraftwerke erweitert. Seit 2010 sind auch Industrieemissionen inkludiert und seit 2021 wurden jegliche Einschränkungen der CO<sub>2</sub>-Quellen aufgehoben (CLIMIT, 2022). Seit der Gründung von CLIMIT wurden insgesamt 1,5 Mrd. NOK in insgesamt 278 Projekte investiert (The Research Council of Norway, 2022).

Gassnova vertritt zudem den norwegischen Staat als Mehrheitseigner des seit 2012 in Betrieb befindlichem „Technology Centre Mongstad“ (TCM), einem Zentrum zur Entwicklung, Erprobung und Qualifizierung von CO<sub>2</sub>-Abschideverfahren (Technology Centre Mongstad, 2022a). Das TCM bietet zudem Beratung für CO<sub>2</sub>-Abschideprojekte an, mit dem Ziel, den Einsatz von CCS weltweit zu fördern (Technology Centre Mongstad, 2022b).

Im Jahr 2016 wurde das „Norwegian CCS Research Center“ (NCCS) gegründet. Das NCCS ist eine internationale Forschungskoooperation, die vom norwegischen Forschungsrat, Industrie- und Forschungspartnern gemeinschaftlich finanziert wird. Über einen Zeitraum von acht Jahren wird ein Budget von 465 Mio. Norwegische Kronen bereitgestellt. Das Zentrum kooperiert mit 32 Partnern aus Industrie und Forschung, z. B. der Universität von Oslo (UiO) und der Norwegischen Universität für Wissenschaft und Technik (NTNU), mit dem Ziel den Ausbau von CCS voranzubringen (SINTEF, 2022c).

Die norwegische Regierung kooperiert im Bereich CCS eng mit der Europäischen Union. Das MPE beteiligt sich am europäischen SET-Plan (siehe Kapitel 4.3). Norwegen und die Niederlande haben den Vorsitz der „CCU-CCS Implementation Working Group“ (IWG 9) des SET-Plans (Europäische Kommission, 2022h). Norwegen ist zudem involviert in Kooperationen wie u. a. der North Sea Basin Task Force (NSBTF), der Nordic Baltic Networking Group on CCS (BASRECCS) und der Carbon Capture, Utilisation, and Storage Initiative (CEM CCUS Initiative) und teilt dort Erfahrungen und Expertise im Bereich CCS (Ministry of Petroleum and Energy, 2007; BASRECCS, 2022; Clean Energy Ministerial, 2022; Norwegian Ministry of Petroleum and Energy, 2021).

### Gesamtbewertung und Ausblick

Norwegen engagiert sich national und international für den Ausbau von CCS. Das Land sieht darin einen wichtigen Baustein für die nationalen Klimaschutzbemühungen (Norwegian Government, 2022). Die potentiellen Speicherkapazitäten für CO<sub>2</sub> in Norwegen sind mit schätzungsweise 70 Gt CO<sub>2</sub> etwa 2.000-mal größer als die jährlichen Gesamtemissionen Norwegens (Norwegian Petroleum Directorate, 2019b). Norwegen ist aktiver Unterstützer von CCS-Projekten auf verschiedene Weise. Es gibt bspw. zahlreiche staatliche Fördermöglichkeiten für die Umsetzung von CCS-Projekten in Norwegen. Das Norwegische Petroleum Directorate (NPD) hat potenzielle Speichergebiete kartiert und dazu einen CO<sub>2</sub>-Speicheratlas des Norwegischen Kontinentalhangs erstellt (Norwegian Petroleum Directorate, 2019b). Das MPE bietet seit 2019 sukzessive Speicherlizenzen für ausgewählte Gebiete zum Erwerb an. Die vierte Lizenz dieser Art ist im Oktober 2022 von Wintershall Dea erworben worden. Projekte mit starker finanzieller Unterstützung durch den norwegischen Staat wie das TCM und Longship

sind darauf ausgelegt, auch von europäischen und internationalen Partnern genutzt zu werden – als Vorbild und durch direkte Beteiligung an den Projekten. Insbesondere das Northern Lights-Projekt, das einen für Dritte zugänglichen Transport- und Speicher-Service anbietet, wird für die weitere Entwicklung von europäischen CCS-Infrastrukturen und -Geschäftsmodellen voraussichtlich von erheblicher Bedeutung sein.

### 5.3.5 Niederlande

In der 2019 veröffentlichten Klimastrategie der Niederlande ist eine Reduktion der THG-Emissionen um 49 Prozent bis 2030 und 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990 vorgesehen, wobei CCS bereits zum Erreichen der Zwischenziele bis 2030 eine wichtige Rolle spielen soll. Bis 2030 sollen die THG-Emissionen des Industriesektors um 14,3 Mt (59 Prozent Emissionsreduktion gegenüber 1990) reduziert werden, die Hälfte davon durch den Einsatz von CCS (7,2 Mt CO<sub>2</sub>). Der Einsatz von CCS, mit Ausnahme zur Erzeugung von Negativemissionen, soll auf den Industriesektor begrenzt bleiben. Negativemissionen von 1 bis 2 Mt CO<sub>2</sub>/a sollen durch BECCS erzeugt werden (Government of the Netherlands, 2019). Ab 2035 soll CCS vor allem zur Erzeugung negativer Emissionen eingesetzt werden.

#### Bestehende und geplante Projekte

Aufgrund mangelnder öffentlicher Akzeptanz, politischer Unterstützung und fehlender Finanzierung wurden in den Niederlanden bis heute keine CCS-Vorhaben im Industriemaßstab realisiert (Front. Energy Res., 2021). Zwischen 2004 und 2017 wurden in einem EOR-Demonstrationsprojekt auf der Erdgasförderplattform K12-B nordwestlich von Texel insgesamt ca. 0,115 Mt CO<sub>2</sub> aus dem geförderten Rohgas offshore abgeschieden und in das Erdgasreservoir reinjiziert (Global CCS Institute, 2022a).

Nach Abschluss der Pilotphase wurden Abscheidung und Injektion noch etwa ein Jahrzehnt ohne größere Störungen fortgesetzt und in verschiedenen Forschungs- und Entwicklungsprojekten wissenschaftlich-technisch begleitet. Die Injektion erfolgte in Rotliegend-Sandsteine des Perm, die auch Erdgaslagerstätten in Norddeutschland beinhalten.

Im Hafen von Rotterdam wird aktuell eines der größten CCS-Projekte Europas geplant. Das Projekt „Port of Rotterdam CO<sub>2</sub> Transport Hub and Offshore Storage“ (Porthos) sieht eine CCS-Infrastruktur mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung vor. CO<sub>2</sub> soll von den beteiligten Unternehmen, Air Liquide, Air Products, ExxonMobil und Shell auf dem Hafengelände abgeschieden, in einer Pipeline zusammengeführt und nach dem Beginn mit der Injektion in Gasphase, nachfolgend für den Transport weiter komprimiert werden. Das komprimierte CO<sub>2</sub> soll über eine Offshore-Pipeline zur P18-A Plattform geführt und von dort aus in drei Reservoirs des erschöpften Gasfelds gespeichert werden. Die Speicherkapazität des Projektes soll ab 2024/25 2,5 Mt CO<sub>2</sub>/a betragen, insgesamt sollen über 15 Jahre ca. 37 Mt CO<sub>2</sub> gespeichert werden (Porthos, 2022b). Für die ersten beiden Reservoirs wurde 2022 die Speichergenehmigung erlangt.

Ein weiterer Umschlagplatz für den Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> ist in Maasvlakte, im Gebiet des Rotterdamer Hafens, geplant. Von dort aus soll der CO<sub>2</sub>-Strom per Pipeline zu Plattformen im niederländischen Sektor der Nordsee zwecks Speicherung in erschöpften Erdgaslagerstätten transportiert werden soll. Das Konsortium „ARAMIS“ strebt an, zukünftig etwa 5 Mt CO<sub>2</sub>/a zu speichern (ARAMIS, 2022).

Der Ammoniak- und Düngerhersteller Yara ist im August 2022 eine bilaterale Vereinbarung mit den Betreibern des norwegischen Projekts Northern Lights (siehe Kapitel 5.3.4) eingegangen, nach welcher 0,8 Mt CO<sub>2</sub>/a aus der Ammoniakproduktion in Sluiskil in den Niederlanden abgeschieden und unter dem norwegischen Kontinentalschelf gespeichert werden sollen (YARA, 2022). In einer frühen Entwicklungsphase befindet sich das Projekt „H2Magnum“, der Umrüstung des bisher erdgasbetriebenen Kraftwerks Magnum, in Eemshaven, auf Wasserstoff, welcher aus norwegischem Erdgas hergestellt werden soll. Das entstehende CO<sub>2</sub> soll durch das Northern Lights-Projekt, vor der norwegischen Küste geologisch gespeichert werden (equinor, 2019).

#### Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung

Die europäische CCS-Richtlinie wurde im September 2011 in das niederländische Bergrecht überführt. Eine Speicherung von CO<sub>2</sub> ist nur offshore, aufgrund mangelnden Rückhalts für Onshore-Speicherung in der Bevölkerung, vorgesehen (CMS, 2022).

Zum Erreichen der Klimaziele hat die niederländische Regierung eine ab dem Jahr 2021 gültige CO<sub>2</sub>-Steuer beschlossen. Zu zahlen ist die Differenz aus CO<sub>2</sub>-Steuer und dem Preis des ETS. Sie betrug 2021 30 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> und steigt jährlich bis auf 125 bis 150 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 (Dentons, 2020). Geologisch gespeichertes CO<sub>2</sub> gilt als nicht emittiert und wird folglich nicht besteuert. Eine steigende CO<sub>2</sub>-Steuer soll zu einem steigenden wirtschaftlichen Anreiz für die Implementierung von CCS führen.

Um den Ausbau umweltfreundlicher Technologien zu beschleunigen, startete die niederländische Regierung im Jahr 2020 das Programm „Stimulation of sustainable energy production and climate transition“ (SDE++). Das SDE++ subventioniert Technologien zur erneuerbaren Energieerzeugung und CCS-Technologien. Es können nur Unternehmen Subventionen für CCS-Projekte erhalten, die das CO<sub>2</sub> selbst abscheiden. Der Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> können an andere Akteure ausgelagert werden, sofern Speicherkapazitäten von den verantwortlichen Akteuren nachgewiesen werden (Ministry of Economic Affairs and Climate Policy, 2022). Das Porthos-Projekt wird mit Fördergeldern aus dem SDE++-Programm in Höhe von 2,1 Mrd. Euro unterstützt (IEA, 2022d).

Die Förderung von CCS-Projekten ist begrenzt auf eine maximale CO<sub>2</sub>-Emissionsreduktion von 7,2 Mt CO<sub>2</sub>/a. Dies entspricht der Hälfte der zu erzielenden Emissionsminderung im Industriesektor bis 2030. CCS soll laut der niederländischen Regierung nur übergangsweise eingesetzt werden. Ab 2035 werden nur noch CCS-Projekte für CDR subventioniert (Government of the Netherlands, 2019). Die niederländische CCS-Strategie steht somit im Kontrast zu der anderer Länder wie zum Beispiel Norwegen, in denen CCS zur Reduktion von Industrieemissionen längerfristig eine wichtige Rolle einnehmen soll (CCS4CEE, 2022).

Die Netherlands Organisation for Applied Scientific Research (TNO) ist eine niederländische Forschungsorganisation, welche sich international in der CCU/S-Forschung engagiert (CCUS Project Network, 2022). Außerdem sitzen wie bereits im Kapitel zu Norwegen erwähnt die Niederlande gemeinsam mit Norwegen der CCU-CCS Implementation Working Group (IWG 9) vor (Europäische Kommission, 2022h).

### Gesamtbewertung und Ausblick

Die Niederlande verfügen über eine Vielzahl erschöpfter Erdgasfelder, welche potentiell als CO<sub>2</sub>-Speicher fungieren können (Front. Energy Res., 2021). Die TNO geht von einer praktisch realisierbaren Speicherkapazität von 1,6 Gt in etwa einhundert Erdgaslagerstätten aus. Die Speicherkapazität von salinaren Aquiferen wird auf 1,5 Gt geschätzt, wobei die Unsicherheiten jedoch groß sind. Die niederländische Industrie ist hauptsächlich in fünf Clustern angesiedelt und besteht zu einem großen Teil aus energieintensiven Branchen wie der Chemie- und Metallindustrie (OECDiLibrary, 2022). Diese geographische Konzentration erleichtert CO<sub>2</sub>-Infrastrukturprojekte wie Porthos. Durch das geplante Auslaufen der Förderung für CCS-Projekte zur Emissionsreduktion im Jahr 2035 ist die langfristige Entwicklung der niederländischen CCS-Infrastruktur schwer abzuschätzen. Das bilaterale Abkommen zwischen Yara und Northern Lights zeigt die Möglichkeit einer Einbindung niederländischer CO<sub>2</sub>-Abscheidkapazitäten in eine europäische CO<sub>2</sub>-Infrastruktur.

#### 5.3.6 Saudi-Arabien

Saudi-Arabien strebt Klimaneutralität bis zum Jahr 2060 an, wobei unklar ist, ob hierbei alle Treibhausgasemissionen oder nur CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt werden (Espey, 2022). Im Jahr 2021 entfielen auf die Golfregion ca. zehn Prozent des weltweit abgeschiedenen und gespeicherten CO<sub>2</sub>-Volumens. Innerhalb des Golfkooperationsrats<sup>47</sup> (Gulf Cooperation Council, GCC) besteht eine enge Kooperation zum Thema CCU/S (Global CCS Institute, 2021).

#### Bestehende und geplante Projekte

Die einzige in Betrieb befindliche CCS-Anlage Saudi-Arabiens ist die „Uthmaniyah CO<sub>2</sub>-EOR Demonstration“-Anlage, die seit 2015 CO<sub>2</sub> aus der Hawiyah-Flüssiggasgewinnung im Umfang von 0,8 Mt/a abscheidet (Global CCS Institute, 2022a). Das CO<sub>2</sub> wird 85 km via Pipeline zum weltgrößten Ölfeld Ghawar transportiert und dort für EOR verwendet. Um die sichere Speicherung des CO<sub>2</sub> zu gewährleisten, erfolgt ein umfangreiches wissenschaftliches Monitoring des Untergrunds mit mehr als 1.000 seismischen Sensoren. Die ursprüngliche Demonstrationsanlage wurde inzwischen in eine kommerzielle Nutzung überführt. Saudi-Arabien betrachtet das Projekt

---

<sup>47</sup> Die Mitglieder des Golfkooperationsrats sind Bahrain, Katar, Kuwait, Oman, Saudi-Arabien und die Vereinigten Arabischen Emirate.

aufgrund der erzielten Effizienzsteigerungen im Rahmen des EOR und der hohen Abscheidungsmengen als Erfolg (Wright, 2021).

Zudem existiert in Saudi-Arabien eine CCU-Anlage der „Saudi Basic Industries Corporation“ (SABIC). Die Anlage nutzt jährlich bis zu 0,5 Mt CO<sub>2</sub>, die in einer italienischen Glykolfabrik entstehen, zur Produktion von Methanol, Harnstoff und Flüssigkeiten für die Lebensmittelverarbeitung (Wright, 2021).

Es bestehen Pläne zum Aufbau einer Produktionsstätte für „blauen“ Wasserstoff als Teil des insgesamt 110 Mrd. Dollar umfassenden Investitionsprojekts „Gasfeld Jafurah“ bis zum Jahr 2024 (Ugal, 2021). Außerdem existiert seit August 2022 eine Kooperation beim Aufbau von CCU/S- und Wasserstoffanlagen im King Salman Energy Park mit dem chinesischen Unternehmen Sinopec (Oxford Business Group, 2022).

Darüber hinaus hat Aramco in einem Demonstrationsprojekt gemeinsam mit Japan die gesamte Prozesskette der Herstellung von blauem Ammoniak getestet. Bei dem Demonstrationsprojekt wurden 40 Tonnen Ammoniak nach Japan verschifft (Brown, 2020). Diese erste Lieferung ist von strategischer Signalwirkung, da sie den Einstieg des Öl- und Gaskonzerns Aramco in den Markt für dekarbonisierte Energierohstoffe markiert.

### Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung

Die saudischen Pläne zum Ausbau von CCS sind eng verknüpft mit der Zukunft des fossilen Wirtschaftsmodells in der Region. Zum Ausdruck kommt dies in dem 2020 durch das saudische „King Abdullah Petroleum Studies and Research Center“ (KAPSARC) vorgestellte Zukunftskonzept der „Circular Carbon Economy“. Die Prinzipien der Circular Carbon Economy sind *reduce, reuse, recycle* und *remove*. In dem Konzept wird CCS eine Schlüsselrolle unter dem Leitprinzip *remove* bei der Entwicklung einer klimaneutralen Zukunft für fossile Energien zugewiesen. Auch BECCS und DACCS sollen in der Circular Carbon Economy im großen Maßstab zum Einsatz kommen. Das Konzept betrachtet alle CO<sub>2</sub>-Minderungsoptionen als gleichrangig und wirbt für flexible nationale Anpassungspfade bei gleichzeitiger Nutzung aller verfügbaren Energieträger (KAPSARC, 2020). Schröder et al. (2020) kritisieren, dass das Konzept der Circular Carbon Economy damit der politischen Legitimation einer Weiterführung des fossilen Ressourcenextraktivismus diene. Die saudisch-arabischen Klimaziele beziehen sich ausschließlich auf die Emissionen des Landes und nicht auf die durch die Nutzung exportierten Öls insgesamt verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen (Espey, 2022). Saudi-Arabien gehört zu den Staaten, die CCS explizit in ihre NDCs aufgenommen haben (Global CCS Institute, 2022b).

Das Ziel Saudi-Arabiens ist der Aufbau von CCU/S-Kapazitäten in Höhe von 11 Mt/a bis zum Jahr 2035 (Oxford Business Group, 2022). In Saudi-Arabien existieren bisher jedoch weder ein konkreter legislativer Rahmen noch ein explizites Förderprogramm für CCU oder CCS. Außerhalb von politischen Plänen ist ein Bericht zum Thema CCU/S von der „Oil and Gas Climate Initiative“ (OGCI) erschienen, in dem Orte für mögliche CO<sub>2</sub>-Cluster und zukünftige Speicher- und Nutzungspotenziale in Saudi-Arabien aufgezeigt werden (OGCI, 2021).

Saudi-Arabien baut seit Oktober 2021 einen Fonds zur CCS-bezogenen Forschungsförderung auf und beteiligt sich mit einem Beitrag von 10,4 Mrd. Dollar (15 Prozent des Gesamtvolumens) am Fondskapital (Arabian Business, 2021). Weitere Forschungsförderung und -zusammenarbeit erfolgt über das Engagement in der von Saudi-Arabien mitgegründeten international bedeutenden Energieforschungsinitiative „Mission Innovation“, an der auch Deutschland und die EU teilnehmen (Mission Innovation, 2022).

Der saudisch-arabische Konzern Aramco erforscht nach eigenen Angaben derzeit Technologien zur Entwicklung mobiler CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen für die Verwendung an Verbrennungsmotoren, etwa in Pkw, Lkw oder Schiffen (Aramco, 2022).

### Gesamtbewertung und Ausblick

Saudi-Arabiens Klimaschutzpläne rechnen mit der großmaßstäblichen Anwendung von CCU und CCS. Abgesehen von einer EOR-Anlage fehlen aber großmaßstäbliche Anlagen, die den Anspruch des Staats auf eine technologische Vorreiterrolle unter den Golfstaaten stärken würden. An konkreten Förderinstrumenten und einem technischen und legislativen Rahmen fehlt es derzeit. Trotz dem Fehlen eines rechtlichen Rahmens hat das größte Öl- und Gasunternehmen Saudi-Arabiens Aramco angekündigt, eine globale Führungsrolle im Bereich CCS einzunehmen. Innerhalb des Nachhaltigkeitsberichts von Aramco werden folgende Ziele formuliert: Produktion von kohlenstoffarmen Kraftstoffen mit CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen oder direkt aus der Luft sowie grünem Wasserstoff, Herstellung von 11 Mt blauem Ammoniak pro Jahr bis zum Jahr 2030 sowie CCU/S-Kapazitäten von 11 Mt/a bis 2035 (Aramco, 2021). Die Vielzahl angekündigter Projekte weist auf ein künftig erhöhtes Engagement Saudi-Arabiens im Bereich CCU/S hin.

### 5.3.7 Vereinigte Staaten

Die USA setzen seit dem Amtsantritt der Biden-Administration verstärkt auf CCS als Klimaschutzinstrument. Zwar besteht bereits seit den 1970er Jahren eine Infrastruktur zur technischen Nutzung von CO<sub>2</sub> für EOR, doch erst die jüngsten Finanzreformen, wie z. B. der „Inflation Reduction Act“, machen umfangreichere kommerzielle Projekte mit expliziter Klimaschutzorientierung attraktiv. Im Hinblick auf die Anzahl und den Umfang der bestehenden und geplanten CCS-Projekte, die umfangreichen Finanzierungsprogramme sowie die langjährige Erfahrung mit CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien können die USA zu den führenden Staaten auf diesem Gebiet gezählt werden.

#### Bestehende und geplante Projekte

Schon seit den 1970er Jahren wird CO<sub>2</sub> insbesondere in Texas für EOR genutzt. Seit 1972 ist die „Terrell Natural Gas Processing Plant“ mit einer Abscheidekapazität von 0,5 Mt/a in Betrieb (Burns, 2022). Bei diesen frühen Anwendungen von CO<sub>2</sub>-Nutzungstechnologien war nicht der Klimaschutz, sondern die Erhöhung der Fördermenge fossiler Energieträger das primäre Ziel. Jüngere Projekte weisen eine deutlichere Klimaschutz-Zielsetzung auf, werden aber z. B. durch das Klimaschutzkollektiv „Climate Justice Alliance“ als Bestandteile einer konfliktvermeidenden CO<sub>2</sub>-Reduktionsstrategie kritisiert, durch die fossile Energiequellen neue Legitimation erfahren statt den Fokus auf den Ausbau erneuerbarer Energien oder die Umstellung auf alternative Industrieprozesse und -materialien zu setzen (Climate Justice Alliance, 2022). Im Oktober 2021 waren 13 CO<sub>2</sub>-Abscheidungs- und/oder Speicheranlagen mit einer Gesamtkapazität von 19,18 Mt CO<sub>2</sub>/a in Betrieb (siehe Tabelle 7). Davon dienen zwölf Anlagen der zusätzlichen Förderung von Öl und Gas. Die größte Anlage wird seit 1986 für EOR genutzt (Global CCS Institute, 2022a).

Tabelle 7: **Aktive kommerzielle CCS-Projekte in den USA nach Global CCS Institute (Global CCS Institute, 2022a), Stand 15. September 2022**

Anlage	Staat	Lage	Start	CO <sub>2</sub> -Quelle	Maximale Kapazität in Mt CO <sub>2</sub> /a	CO <sub>2</sub> -Verwendung
Terrell Natural Gas Processing Plant	USA	Onshore	1972	Erdgasverarbeitung	0,5	EOR
Enid Fertilizer Plant (Koch Industries)	USA	Onshore	1982	Düngemittelproduktion	0,2	EOR
Shute Creek Gas Processing (Exxon)	USA	Onshore	1986	Erdgasverarbeitung	7	EOR
Great Plains Synfuel and Weyburn-Midale	USA	Onshore	2000	Kohlevergasung	3	EOR
Core energy CO <sub>2</sub> -EOR	USA	Onshore	2003	Erdgasverarbeitung	0,4	EOR
Arkalon CO <sub>2</sub> Compression Facility	USA	Onshore	2009	Ethanolproduktion	0,3	EOR
Century Plant (Occidental Petroleum)	USA	Onshore	2010	Erdgasverarbeitung	5	EOR
Bonanza BioEnergy CCUS EOR	USA	Onshore	2012	Ethanolproduktion	0,1	EOR
PCS Nitrogen	USA	Onshore	2013	Düngemittelproduktion	0,3	EOR
Coffeyville Gasification Plant	USA	Onshore	2013	Düngemittelproduktion	0,9	EOR
Air Products Steam Methane Reformer	USA	Onshore	2013	H <sub>2</sub> -Produktion	1	EOR
Illinois Industrail CCS (ADM)	USA	Onshore	2017	Ethanolproduktion	1	Geol. Speicherung
Red Trail Energy CCS	USA	Onshore	2022	Ethanolproduktion	0,18	Geol. Speicherung

Mit dem Projekt „Petra Nova Carbon Capture“ sollte 2017 die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme weltweit größte CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage zur Reduktion von Emissionen an einem Kohlekraftwerk in Thompson (Texas) eingesetzt werden. Das abgeschiedene CO<sub>2</sub> wurde nach dem Transport via Pipeline für EOR an einem nahen Erdölfeld eingesetzt. Das Ziel einer Abscheidung von 1,4 Mt CO<sub>2</sub>/a erreichte das Kraftwerk nicht. Nach 367 Ausfalltagen seit Betriebsstart und einer Verfehlung des Abscheideziels um 17 Prozent stellte die Anlage, auch aufgrund der durch einen niedrigen Ölpreis veränderten Marktsituation von EOR-Anlagen, am 1. Mai 2020 den Betrieb ein (Groom, 2020). Der Misserfolg der Anlage ist Gegenstand einer Fachdebatte zu den Marktbedingungen und technologischen Herausforderungen von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen in den USA geworden (NS Energy, 2020). Wegen

der langjährigen Nutzung von CO<sub>2</sub> für EOR haben die USA auch Erfahrung im Aufbau und Betrieb einer CO<sub>2</sub>-Pipeline-Infrastruktur (Burns, 2022). Zuletzt wurde jedoch der Bruch einer CO<sub>2</sub>-Pipeline in Sartatia (Mississippi) durch die zuständigen regulatorischen Behörden als Rückschlag bei der Entwicklung einer sicheren und von der Bevölkerung akzeptierten CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur gewertet. Die verantwortliche „Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration“ (PHMSA) plant nach dem Ende einer zweijährigen Untersuchung des Unglücks die Überarbeitung der Sicherheitsvorschriften für die Konstruktion und den Betrieb von CO<sub>2</sub>-Pipelines (Ewoldt, 2022). In Decatur (Illinois) wird dagegen seit 2017 erfolgreich eine BECCS-Großanlage an einem Produktionsstandort für Ethanol aus Mais erprobt, deren erfolgte Gesamtabcheidemenge bis zum Projektende 2022 auf bis zu 5,5 Mt CO<sub>2</sub> geschätzt wird (Green Car Congress, 2021).

### Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung

Studien identifizieren ab 2030 in den USA ein Potenzial in Höhe von 200 Mt abgeschiedenem CO<sub>2</sub> pro Jahr (Jenkins, et al., 2022). Weil sich zugleich nur ca. 10 bis 15 Prozent der Industrieanlagen in direkter geographischer Nähe zu geologisch geeigneten Lagerstätten befinden, ist eine deutliche Erweiterung bestehender Pipelineverbindungen nötig (Burns, 2022). Voraussetzung für diese Abscheideleistung und den Infrastrukturausbau ist ein hinreichend großes Investitionsvolumen seitens der Industrie, das nach Auffassung von Jenkins et al. (2022) durch gezielte Investitionsanreize der Politik aktiviert werden müsse. Die Bemühungen der US-amerikanischen Politik konzentrierten sich daher auf Reformen der bisherigen Anreizstruktur für den Ausbau von CCS und der dazugehörigen Infrastruktur.

Bereits seit 1997 fördert das Department of Energy (DOE) in der Forschungslinie „Fossil Energy Research and Development“ die Entwicklung der CCU/S-Technologien (DOE, 2022). Die staatlichen Förderanreize für die Entwicklung von CCS-Projekten wurden zuletzt deutlich ausgeweitet. Durch das 2021 ausgeweitete „45Q tax credit“-Programm sind für CCS-Anlagen Steuergutschriften in Höhe von 35 US-Dollar pro Tonne abgeschiedenem CO<sub>2</sub> bei EOR und 50 US-Dollar bei permanenter geologischer Speicherung möglich (IEA, 2022e). Zudem wurde die notwendige Mindestabscheidekapazität der Anlagen für die Förderungswürdigkeit reduziert (IEA, 2022e). Der Inflation Reduction Act erhöhte die Steuergutschriften auf 85 US-Dollar je Tonne CO<sub>2</sub> für die Abscheidung aus Industrie- und Energieerzeugungsanlagen (Punktquellen), 180 US-Dollar je Tonne CO<sub>2</sub> für DACCS-Anlagen, 130 US-Dollar je Tonne CO<sub>2</sub> für DACCU-Anlagen und 60 US-Dollar je Tonne CO<sub>2</sub> für EOR bei Punktquellen (Burns, 2022). Die Ausweitung der Steuergutschriften eröffnet neue Optionen für CCU/S insbesondere in den Sektoren Erdgas, Raffinerie sowie der Ammoniak- und Bioethanolproduktion (IEA, 2022e). Der komplementäre „Infrastructure and Jobs Act“ (IIJA) sieht bis zu 12 Mrd. US-Dollar Ausgaben für CCS in den nächsten fünf Jahren vor. Zudem fördert der „Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors for America fund“ (CHIPS Act) seit 2022 auch die Erforschung von CDR (Global CCS Institute, 2022b).

Einzelne Bundesstaaten, wie z. B. Kalifornien, verfolgen ambitioniertere Programme. Der „California Low Carbon Fuel Standard“ gewährt seit 2019 auch für Kraftstoffe mit (durch die Anwendung von CCS) niedrigen Lebenszyklusemissionen Steuergutschriften in Höhe von 200 US-Dollar je Tonne vermiedenem CO<sub>2</sub>. Durch die Kombination mit den 45Q-Gutschriften existiert inzwischen ein effektives Anreizregime (IEA, 2022e). Dies führte zu einem sichtbar höheren Engagement der US-Energiekonzerne im Bereich der CO<sub>2</sub>-Vermeidung durch CCU/S (Littlefield, 2022). Zwischen Januar 2020 und August 2021 wurden annähernd 50 neue CCU/S-Projekte angekündigt, die zu einer Verdoppelung der derzeitigen CCU/S-Kapazitäten hinsichtlich der Abscheide- bzw. Nutzungsleistung der USA führen würden (IEA, 2022e). Unter diesen Projekten ist auch die Entwicklung der ersten großskaligen DACCS-Anlagen bis zur Mitte der 2020er Jahre. Eine Anlage von Occidental, 1PointFive und Carbon Engineering soll in Texas eine Abscheideleistung von bis zu 1 Mt CO<sub>2</sub>/a erreichen (Carbon Engineering, 2022). In Wyoming bestehen mit „Project Bison“ Planungen des Unternehmens Carbon Capture zum Aufbau einer modular erweiterbaren DACCS-Anlage mit einer Abscheidekapazität von bis zu 5 Mt/a ab 2030 (Carbon Capture, 2022). Jenkins et al. (2022) rechnen mit einer erheblichen Steigerung der CCS- und CCU-Aktivitäten aufgrund des neuen Gesetzesrahmens als Folge des Inflation Reduction Acts. Den rechtlichen Rahmen für die Durchführung von CCS-Projekten bilden die Tiefbohrverordnung „Federal Requirements under the Underground Injection Control (UIC) Program for Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>) Geologic Sequestration (GS) Wells“, die Trinkwasserschutzvorschrift „Safe Drinking Water Act“ sowie der „Clean Air Act“ für die Emissionsberichterstattung. Dieser Gesetzesrahmen zeigt die komplexe regulatorische Kombination von geologischen, baulichen und umweltbezogenen Normen bei der Durchführung von CCS-Projekten. Im Jahr 2022 veröffentlichte der „Council on Environmental Quality“ (CEQ) neue Empfehlungen für die verantwortungsvolle Entwicklung von CCS-Projekten. Inzwischen liegt auch eine durch das „Office of Fossil Energy and Carbon Management“ (FECM) entwickelte Strategie zur Weiterentwicklung von CCS in den USA vor (Global CCS Institute, 2022b).

## Gesamtbewertung und Ausblick

Das Engagement der USA im Bereich CCU/S wurde durch die neue Klimapolitik der Regierung Biden deutlich gesteigert, auch in Folge klimapolitischer Rahmengesetze wie dem Inflation Reduction Act. Auf CCU/S entfallen ca. ein Fünftel bis ein Sechstel der gesamten durch das Gesetz voraussichtlich zu erzielenden Emissionsreduktion (Geman & Freedman, 2022). Offen bleibt der Einfluss von Rückschlägen wie dem Bruch einer CO<sub>2</sub>-Pipeline 2020 auf die Akzeptanz von CCU/S in der Bevölkerung (Burns, 2022). Proteste von Landwirten weisen auf potenzielle lokale Widerstände beim Ausbau der Pipeline-Infrastruktur hin und Umweltorganisationen kritisieren die enge Verbindung der CCU/S-Förderung mit Akteuren der fossilen Industrie (Burns, 2022). Dennoch stellt CCU/S einen integralen Bestandteil der US-Klimaschutz- und Industriepolitik dar, dessen Gewicht im Gefüge der Klimaschutzinstrumente voraussichtlich zunehmen wird. Der Inflation Reduction Act sieht zwar weiterhin Tax Credits für EOR und den Einsatz von CCS bei fossilen Kraftwerken vor, stärkt jedoch erstmals durch die hohe Förderung von DACCS auch CDR. Die Bedingungen für sich erhöhende Aktivitäten im Bereich CCU/S, wie z. B. die Verfügbarkeit von Transportinfrastruktur, von Finanzierungsmöglichkeiten, von geologischen CO<sub>2</sub>-Speichern und von technischer Erfahrung sind in den USA derzeit gegeben.

### 5.3.8 China

Die chinesische Wirtschaft hängt stark von Kohle als Energieträger ab und ist für nahezu ein Drittel der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich (IEA, 2020). Aus diesen Gründen räumt China CCU/S einen hohen Stellenwert innerhalb seiner Klimaschutzmaßnahmen ein. Die weiter fortschreitende industrielle Entwicklung sowie die sehr dynamischen und hohen Produktionskapazitäten der chinesischen Industrie lassen erwarten, dass CCS- und CCU-Technologien in China zeitnah großmaßstäblich eingesetzt werden, um gleichzeitig die Klimaschutzziele des Landes zu erreichen. In den chinesischen Fünfjahresplänen ist CCU/S als Schlüsseltechnologie für die wirtschaftliche Entwicklung des Staats eingestuft.

#### Bestehende und geplante Projekte

Aktuell werden in China vier kommerzielle Projekte betrieben, welche die gesamte CCS-Kette von der CO<sub>2</sub>-Abscheidung bis zur -Speicherung abdecken. Drei dieser Projekte dienen EOR, ein viertes umfasst die Speicherung von CO<sub>2</sub> (ohne EOR) unter dem Meeresboden (siehe Tabelle 8). Das „Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR“-Projekt mit einer jährlichen Kapazität von ca. 0,1 Mt CO<sub>2</sub> ist als das älteste kommerzielle CCS-Projekt Chinas bereits seit 2015 in Betrieb. Das CO<sub>2</sub> wird hier an einer Methanol-Anlage in Karamay City in der Region Xinjiang abgeschieden und mittels Tanklastern zu einem Erdöl-Feld befördert und dort zur Erhöhung der Erdölförderung injiziert (und gespeichert) (Global CCS Institute, 2022a). Das „CNPC Jilin Oil Field CO<sub>2</sub> EOR“-Projekt in der Provinz Jilin im Nordosten Chinas befindet sich seit 2018 in Betrieb. Hier wird CO<sub>2</sub> von einer Gasaufbereitungsanlage am Changling-Gasfeld via Pipeline zu einem nahegelegenen Erdölfeld transportiert. Nach zwölfjähriger Pilotphase, in der bis 2017 insgesamt 1,12 Mt CO<sub>2</sub> in das Erdölfeld injiziert wurden, werden mittlerweile jährlich bis zu 0,6 Mt CO<sub>2</sub> abgeschieden und gespeichert (Global CCS Institute, 2022a). Mit der 2022 in Betrieb genommenen Anlage des „Sinopec Qilu Petrochemical CCS“-Projekts in Shandong wird bis zu 1 Mt CO<sub>2</sub>/a bei der Kohle-Wasserschlammvergasung einer Düngemittelfabrik in Zibo City abgeschieden, mittels Pipeline zum 75 km entfernten Shengli-Ölfeld befördert und dort für EOR verwendet (Global CCS Institute, 2021; McCoy, 2022). Chinas staatlicher Öl- und Gasproduzent CNOOC stellte 2022 das erste Offshore-CCS-Projekt des Landes fertig. Hierbei werden jährlich etwa 0,3 Mt CO<sub>2</sub>, die bei der Ölförderung im Perlfuss-Delta in Guangdong anfallen, abgeschieden und geologisch unter dem Meeresboden gespeichert (Xin, 2022).

Eine weitere kommerzielle Anlage befindet sich im Bau. CHN Energy plant für 2023 die Fertigstellung der ersten kommerziellen CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage an einem Kohlekraftwerk in China im Zuge des „Guodian Taizhou Power Station Carbon Capture“-Projekts. Etwa 0,3 bis 0,5 Mt CO<sub>2</sub>/a sollen hier bei der Kohleverstromung abgeschieden und zu einem Ölfeld transportiert und für EOR verwendet werden. Zwei weitere Projekte zur CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Kraftwerken befinden sich im fortgeschrittenen Planungs- und Entwicklungsstadium und sollen im Laufe dieses Jahrzehnts in Betrieb genommen werden (Global CCS Institute, 2022a). Zudem gab es im letzten Jahrzehnt mehrere kleinere Demonstrationsprojekte, wo CCU/S bei der Kohleverstromung oder an chemischen Anlagen erfolgreich zum Einsatz kam (IEA, 2020).

Tabelle 8: **Aktive kommerzielle CCS-Projekte in China nach Global CCS Institute (Global CCS Institute, 2022a), Stand 15. September 2022**

Anlage	Staat	Lage	Start	CO <sub>2</sub> -Quelle	Maximale Kapazität in Mt CO <sub>2</sub> /a	CO <sub>2</sub> -Verwendung
ONOC CCS Project	China	Offshore	2022	Erdgasverarbeitung	0,3	Geol. Speicherung
CNPC Jilin Oil Field CO <sub>2</sub> EOR	China	Onshore	2018	Erdgasverarbeitung	0,6	EOR
Karamay Dunhua Oil Technology CO <sub>2</sub> EOR	China	Onshore	2015	Methanolproduktion	0,1	EOR
Sinopec Qilu Petrochemical CCS	China	Onshore	2022	Düngemittelproduktion	1	EOR

### Politische Unterstützungsmaßnahmen, Forschung und Entwicklung

Chinas industrielle Zentren und die fossile Energieerzeugung konzentrieren sich vor allem entlang der Küste. Dadurch hat das Land grundsätzlich vorteilhafte Voraussetzungen, um den Aufbau von CCU/S-Clustern und Pipelines zügig voranzutreiben. 45 Prozent der Energieerzeugungs- und Industrieanlagen des Landes sind weniger als 50 km von einer potenziellen geologischen Speicherstätte entfernt. In den emissionsstarken südlich-zentralen und östlichen Provinzen kommt aus geologischen Gründen vor allem die Offshore-Speicherung in Frage. Die geologische Gesamtspeicherkapazität Chinas beträgt nach Global CCS Institute (2021) ca. 3.077 Gt CO<sub>2</sub>.

Die langfristige politische Unterstützung einer Technologie zeigt sich in China durch ihre Integration in den Fünfjahresplan, der die langfristig wirksamen politischen Entscheidungen des Staats strukturiert (Jiang, et al., 2019). China hat CCU/S erstmals in seinem zwölften Fünfjahresplan (2011-15) als eine der nationalen Strategien zur Kohlenstoffminderung aufgenommen. Im „National Climate Change Plan“ für 2014-20 wurde CCU/S als eine Schlüsseltechnologie für einen Durchbruch der Klimaschutzbemühungen definiert. Im Mai 2019 veröffentlichte die Regierung eine aktualisierte Version des Fahrplans zur Entwicklung von CCU/S-Technologien in China, die die langfristige Entwicklung für den Bereich skizziert. Demnach soll CCU/S bis 2030 bereit zur industriellen Anwendung sein, wofür Onshore-Langstrecken-Pipelines aufgebaut werden sollen. Die Kosten der CO<sub>2</sub>-Abscheidung sollen bis 2030 um 10 bis 15 Prozent und bis 2040 um 40 bis 50 Prozent verringert werden (IEA, 2020).

Ab 2050 wird ein weitreichender Einsatz von CCU/S-Technologien angestrebt (IEA, 2020). Die IEA rechnet in China mit einem CCS-Einsatz vor allem bei Kohlekraftwerken sowie im Chemie-, Zement-, Eisen- und Stahlsektor. Im 14. Fünfjahresplan (2021-25) wurden außerdem erstmals großmaßstäbliche CCU/S-Demonstrationsprojekte verankert. Mitte 2021 holte die makroökonomische Planungsbehörde „National Development and Reform Commission“ Informationen zu CCU/S-Projekten ein mit dem Ziel, zukünftige Großprojekte zu unterstützen (Global CCS Institute, 2021). Dennoch werden aus der Wissenschaft mitunter fehlende legislative Rahmenbedingungen, zu geringe Marktanreize und unpassende staatliche Subventionen kritisiert (Jiang, et al., 2019). Im Unterschied zur vorhandenen chinesischen erneuerbare Energien-Gesetzgebung existiert noch kein Gesetz, das eine umfassende Regelung von CCS und CCU bereitstellt. Die regulatorischen Aktivitäten Chinas beschränken sich derzeit noch auf technische Rahmenbedingungen, die z. B. in den 2016 entwickelten „Technical Guidelines for Environmental Risk Assessment of CCUS“ zum Ausdruck kommen (Jiang, et al., 2019). Insgesamt existierten im Juni 2022 55 politische Dokumente, die CCU und CCS zumindest teilweise adressierten. Der regulatorische Rahmen setzt aktuell jedoch kaum ökonomische Anreize für den Einsatz von CCU/S (Global CCS Institute, 2022e).

Chinas Vorhaben, seinen CO<sub>2</sub>-Peak vor 2030 und CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2060 zu erreichen, sorgt seit der Ankündigung 2020 für gesteigertes Interesse an CCU/S in Industrie und Forschung. Wegen der hohen Abhängigkeit von der Kohlekraft, die 45 Prozent der chinesischen CO<sub>2</sub>-Emissionen verursacht, und des vergleichsweise geringen Alters vieler fossiler Kraftwerke rechnet die IEA mit einem starken Ausbau der CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Energiesektor, um die von China verabschiedeten Klimaziele einhalten zu können (IEA, 2020). Zudem ist das Land aktuell für rund 60 Prozent der globalen Zementproduktion verantwortlich (IEA, 2021). Hier fallen alleine in China jährlich über 800 Mt CO<sub>2</sub> an Prozessemissionen an, für die CCU/S die einzige Option der Emissionsvermeidung darstellt (Liao, Wang, Xia, & Tang, 2022). Mit der Einführung des nationalen Emissionshandelssystems (ETS) in 2021 werden die Anreize für Investitionen in CCU/S-Technologien perspektivisch erhöht. Die Einführung einer Anrechnungsmethode für CCU/S im ETS steht derzeit jedoch noch aus (Global CCS Institute, 2021).

Weil die zum Einsatz kommenden CCS- und CCU-Technologien häufig aus westlichen Staaten importiert werden, ist China an einer Reihe von bi- und multilateralen Erfahrungsaustauschen mit europäischen Staaten, den USA, Kanada und Australien beteiligt (Jiang, et al., 2019). Gegenwärtig setzt sich China auch politisch für die Weiterentwicklung und verstärkte Nutzung von CCU/S als Klimaschutzmaßnahme ein. Im April 2021 wurde CCU/S beispielsweise als Kooperationsvorhaben im Kampf gegen die Klimakrise in das „US-China Joint Statement Addressing the Climate Crisis“ aufgenommen (U.S. Department of State, 2021).

### **Gesamtbewertung und Ausblick**

China hat einen Großteil seiner langlebigen Industrieanlagen und fossilen Kraftwerke (insb. Kohlekraft) erst in den letzten 20 Jahren errichtet, was Lock-In-Effekte in fossile Technologien zur Folge hat und die Einhaltung der chinesischen Klimaziele aufgrund der damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen vor eine Herausforderung stellt. Daher können sich nach Ansicht der IEA CCU/S-Verfahren zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung in manchen Bereichen für China als wirtschaftlicher erweisen als eine Umstellung auf erneuerbare Energien (IEA, 2020). Es wird geschätzt, dass China bis 2030 insgesamt zwischen 20 und 408 Mt und bis 2050 zwischen 600 und 1.450 Mt CO<sub>2</sub>-Emissionen mit Hilfe von CCU/S-Verfahren vermeiden könnte (Global CCS Institute, 2022e). Die Nennung von CCU/S als Schlüsseltechnologie auf dem Weg zur CO<sub>2</sub>-Neutralität in den Fünfjahresplänen zeigt die hohe politische Salienz der Technologie in China. Diesen Zielen entspricht die aktuelle CCU/S-Governance im Land noch nicht. Es fehlen eine klare und ausreichend detaillierte Rahmengesetzgebung speziell für CCU/S, Marktanreize und ein ambitioniertes Finanzierungsprogramm (Jiang, et al., 2019). Dennoch prognostiziert die IEA China den weltweit größten Kapazitätswachstum im Bereich der CO<sub>2</sub>-Abscheidung bis 2070 (IEA, 2020).

## 6 Normung

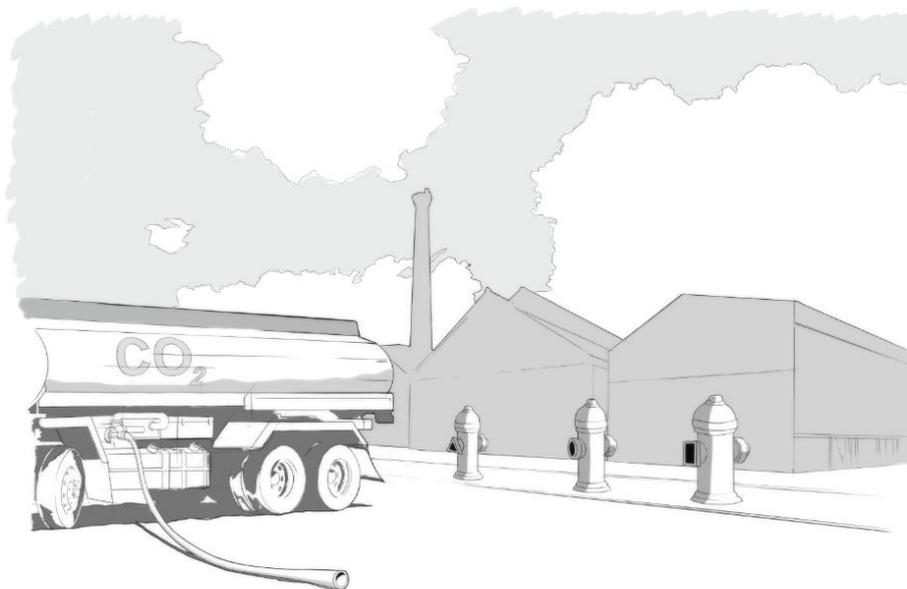
Normen legen Anforderungen an Produkte, Dienstleistungen oder Verfahren fest. Sie schaffen Klarheit über deren Eigenschaften, erleichtern den freien Warenverkehr und fördern den Export. Beispielsweise könnte der grenzüberschreitende Transport von CO<sub>2</sub> durch einheitliche Anforderungen an Umschlagplätze erleichtert werden. Normen unterstützen ferner die Rationalisierung und Qualitätssicherung in Wirtschaft, Technik, Wissenschaft und Verwaltung und dienen der Sicherheit von Menschen und Sachen sowie der Qualitätsverbesserung in allen Lebensbereichen (DIN, 2022a).

Vom Technischen Komitee 265 „Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage“ der ISO wurden bis zum Berichtszeitpunkt (September 2022) zwölf Normen und Technische Berichte erstellt und veröffentlicht, sieben weitere sind in Arbeit (ISO/TC 265, 2011). Zur Normungsarbeit des Technischen Komitees tragen nationale Normungsinstitutionen aus 24 Ländern bei. 14 weitere nationale Institute haben einen Beobachterstatus. Das Technische Komitee umfasst sechs Arbeitsgruppen zu CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport, -Speicherung, -EOR -Schiffstransport und Querschnittsthemen. Eine siebte Arbeitsgruppe zur Quantifizierung und Verifizierung von CO<sub>2</sub>-Strömen und -Emissionen wurde aufgelöst, nachdem ein diesbezüglicher Normentwurf im Jahr 2020 scheiterte und keine Aussicht auf einen Konsens in den strittigen Fragen bestand. Die Quantifizierung und Verifizierung werden dennoch als Themen von erheblicher Bedeutung für den internationalen Zertifikatehandel angesehen. Die übereinstimmend erzielten Ergebnisse des Normentwurfs sollen daher, zumindest für den Bereich der geologischen CO<sub>2</sub>-Speicherung, bei der anstehenden Revision der Norm ISO 27914:2017 berücksichtigt werden. Die Arbeitsgruppe zum CO<sub>2</sub>-Schiffstransport wurde 2021 von Norwegen vorgeschlagen und 2022 eingerichtet.

Abbildung 9 veranschaulicht die Notwendigkeit zur Vereinbarung internationaler Normen, die beispielsweise für multimodale Umschlagplätze erforderlich sind.

Weitere Informationen zur Normung von CCS vor dem Hintergrund politischer, wissenschaftlicher und gesellschaftlicher Rahmenbedingungen sind in den Mitteilungen des DIN zu finden (ISO/TC 265, 2011).

Abbildung 9: **Die Bündelung von CO<sub>2</sub>-Strömen in regionalen Clustern könnte ohne einheitliche technische Standards für Umschlagplätze problematisch werden.**  
Zeichnung Jens Rätz, BGR



Das europäische Komitee für Normung (CEN) ermittelte 2021 mögliche zukünftige Normungsfelder, darunter auch CCS. Normierungsbedarf und Regelungslücken sollen gemeinsam mit den interessierten Kreisen ermittelt werden. Überlegungen des niederländischen nationalen Normungsinstituts NEN zur Beantragung eines Technischen Komitees für CCU und CCS beim CEN haben bisher noch zu keiner offiziellen Initiative geführt.

Die internationalen Normen wurden unter Beteiligung des DIN-Arbeitsausschusses „CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung“ erarbeitet. Dem Ausschuss gehören Vertreterinnen und Vertreter der öffentlichen Hand, der Wirtschaft sowie der Wissenschaft und Forschung an. Nach der Überarbeitung der ISO-Norm zum Rohrleitungstransport (ISO 27913) soll diese als erste DIN-Norm für den Themenbereich CCS übernommen werden. Die „DIN-Normenstelle Schiffs- und Meerestechnik“ befasst sich bisher noch nicht mit technischen Aspekten des Transports und der Speicherung von CO<sub>2</sub> im marinen Bereich.

Auf nationaler und internationaler Ebene wird in den Normungsgremien diskutiert, ob es gemeinsame Standards für CCS und CCU geben soll, da Teile der Prozesskette (Abscheidung und Transport) sowohl für die Nutzung als auch für die Speicherung erforderlich sind. Sie sind in einigen technischen Aspekten jedoch nicht unabhängig von der anschließenden weiteren Behandlung oder Verwendung von CO<sub>2</sub>, beispielsweise bezüglich der Nebenbestandteile oder der Sicherstellung kontinuierlicher CO<sub>2</sub>-Ströme in allen zusammenhängenden Komponenten der gesamten CCS- oder CCU-Prozesskette. Angesichts der vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten von CO<sub>2</sub> und deren teilweise noch geringer technologischer Reifegrade erscheint eine Normung für CCU einigen an der Normungsarbeit mitwirkenden Personen noch verfrüht. Ein vorbereitender Schritt für spätere Normen kann die Erstellung der DIN-SPEC (landläufig oft auch als „Vornorm“ bezeichnet) „Stoffliche Nutzung von Kohlenstoffdioxid – Terminologie“ sein, mit deren Erarbeitung 2021 begonnen wurde (DIN, 2022b). Die Speicherung von CO<sub>2</sub> in Böden ist ein Thema, zu dem aktuell ebenfalls eine DIN SPEC erarbeitet wird (DIN, 2022c). Weitere Fragen, die für ein umfassenderes Treibhausgasmanagement relevant sind, werden vom DIN Arbeitsausschuss „Klimawandel“ behandelt.

Auch der Deutsche Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) hat die Notwendigkeit von Normungen im Bereich CCU/S erkannt und mit der Erarbeitung technischer Regelwerke für den Transport und die Nutzung von CO<sub>2</sub> begonnen (wvgw, 2022).

## 7 Umweltauswirkungen

Grundsätzlich sind Kohlendioxidspeicher nach Unterabschnitt 2 KSpG durch zuständige Behörden genehmigungspflichtig. In einem Planfeststellungsverfahren muss u. a. festgestellt werden, dass die Langzeitsicherheit des CO<sub>2</sub>-Speichers gewährleistet ist, Gefahren für Mensch und Umwelt ausgeschlossen werden können sowie ausreichende Vorsorge gegen Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt nach Stand von Wissenschaft und Technik getroffen werden (§ 13 KSpG). Im Normalbetrieb werden keine über die festgelegten Grenzwerte hinausgehenden Umweltauswirkungen erwartet. Es ist zudem Vorsorge für den Schutz der Umwelt im Falle von erheblichen Unregelmäßigkeiten zu treffen.

Im Evaluierungsbericht von 2018 wurden mögliche Umweltauswirkungen detailliert beschrieben, sodass diese im vorliegenden Bericht nur noch zusammenfassend erläutert und die nach 2018 veröffentlichten neuen Erkenntnisse – vor allem zur CO<sub>2</sub>-Speicherung unter dem Meeresboden (Berndt et al. (2020) und darin enthaltene Referenzen) – genauer beschrieben werden. Im Berichtszeitraum (2018 bis Oktober 2022) sind keine Unfälle und Umweltbeeinträchtigungen durch den Betrieb von CCS-Anlagen bekannt geworden.

Umweltauswirkungen können grundsätzlich entlang der gesamten CCS-Prozesskette auftreten, z. B. durch einen diffusen CO<sub>2</sub>-Austritt oder eine Havarie, bei der über kurze Zeiträume große Mengen CO<sub>2</sub> entweichen. Im Vergleich zu einem möglichen CO<sub>2</sub>-Austritt an einer Abscheidungsanlage könnten beim Transport und der Speicherung größere CO<sub>2</sub>-Volumina austreten. Bei Abscheidungsanlagen können Umweltauswirkungen durch das Austreten anderer Prozessmedien, z. B. Chemikalien, Gase oder Brennstoffe, hervorgerufen werden. Ebenso können bei Leckagen aus Speicherkomplexen geogene Stoffe mit dem CO<sub>2</sub>-Strom transportiert werden, z. B. wenn Formationswasser aus dem Speicher verdrängt wird. Während meist die direkten Umweltauswirkungen von CO<sub>2</sub> entlang der CCS-Prozesskette im Fokus der Betrachtungen stehen, sollten auch die indirekten Auswirkungen, z. B. durch die Substitution von Technologien oder Materialien sowie die in CCU-Anwendungen erzeugten Produkte, in die Auswertung möglicher Umweltauswirkungen einbezogen werden.

Nicht untersucht wurden im Rahmen des Evaluierungsberichts – auch indirekte - Auswirkungen von BECCS. Diese werden in den maßgeblichen Strategieprozessen der Bundesregierung betrachtet werden.

### 7.1 Abscheidung

Allgemein hängen die Umweltbelastungen bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung vom eingesetzten Verfahren, den Energieträgern und Rohstoffen sowie von der Reinheit der abgeschiedenen CO<sub>2</sub>-Ströme ab. Gefährdungen für Mensch und Umwelt gehen dabei in erster Linie von den bei der CO<sub>2</sub>-Abscheidung eingesetzten Substanzen aus, und nachrangig vom CO<sub>2</sub> selbst, das ohne Abscheidung ohnehin in die Atmosphäre gelangt wäre.

Die Abscheidung von CO<sub>2</sub> benötigt einen erheblichen Energieeinsatz. Das Betreiben einer CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage kann kurzfristige Luftemissionen (Größenordnung Sekunden bis Minuten) erzeugen, z. B. bei der Wartung. Beispielsweise könnten neben CO<sub>2</sub> auch SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub> oder andere Nebenbestandteile während Wartungsarbeiten in die Umwelt gelangen. Bei der Nutzung der Oxyfuel Technologie mit „Chemical Looping“ können auch kleine Partikel aus dem Luftreaktor emittiert werden. Diese Emissionen können dann die lokale Umgebung verunreinigen sowie die Luftqualität vermindern und so Auswirkungen auf den Menschen sowie Flora und Fauna haben (Dautzenberg & Bruhn, 2013).

Ein gängiges Verfahren, um z. B. CO<sub>2</sub> aus einem Gasgemisch auszuwaschen, ist die Aminwäsche. (siehe Kapitel 2.1). Amine sind organische Stickstoffverbindungen, die nach der Wäsche zusammen mit dem Restabgasstrom austreten können. Ausgetretene Amine können in der Luft zur Bildung sekundärer Aerosole führen oder zu Nitraminen und Nitrosaminen (z. T. krebserregend) umgewandelt werden (mehr Details siehe Evaluierungsbericht 2018 (Deutscher Bundestag, 2018). Nach Pakhotanon et al. (2022) kann beim Einsatz einer Sprinkleranlage im Fall einer Havarie das versprühte Wasser austretende Amine (und andere Gase) auswaschen. Diese können dann in grenzwertkonformer Konzentrationen in die Atmosphäre bzw. die Umwelt gelangen. Beim Einsatz von Sprinkleranlagen können je nach Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms Lösungen entstehen, die potenziell gefährliche Substanzen wie Schwefel- oder Salpetersäure enthalten. Solche Lösungen müssten aufbereitet oder als chemischer Abfall entsorgt werden.

## 7.2 Transport

### Pipeline-Transport

Beim Pipeline-Transport gehen mögliche Umweltauswirkungen vor allem mit der potenziellen Freisetzung von großen Mengen CO<sub>2</sub> einher. Diese können z. B. bei Unfällen innerhalb kurzer Zeiträume erfolgen und u. a. die Sicherheit von Menschen in erheblichem Maße gefährden. Austritte großer Mengen CO<sub>2</sub> an Land und im Meer bleiben vermutlich wegen guter Durchmischung und Verdünnung lokal auf die unmittelbare Umgebung der Austrittsstelle begrenzt (Vielstädte, et al., 2019; Blackford, et al., 2020). Folglich ist zu erwarten, dass diese kurzen Ereignisse – anders als diffuse Leckagen aus einem Speicher, die sich möglicherweise über Monate oder Jahre hinziehen – nicht zu dauerhaften Veränderungen der betroffenen Ökosysteme führen. Im Gegensatz dazu können Pipelines (in der Bauphase) verschiedene Schutzgüter wie Flora und Fauna, die Landschaft oder Kulturgüter langfristig oder gar dauerhaft beeinflussen (Xiao, Wang, Shi, Yang, & Chen, 2014).

Die Konzentration und Ausbreitung des freigesetzten CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre ist von mehreren konstruktionstechnischen und transportbedingten Parametern wie Wandstärke, Druck und Temperatur sowie der Ursache der Freisetzung selbst abhängig. Wenn Nebenbestandteile, wie H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub> oder NO<sub>x</sub>, mit dem CO<sub>2</sub> transportiert werden, müssen mögliche Umweltauswirkungen dieser Nebenbestandteile bei einer Freisetzung ebenfalls betrachtet werden. In besiedelten Gebieten sollte der Sicherheitsbereich von Pipelines in jedem Fall so bemessen werden, dass es zu keinerlei Gefährdungen durch erhöhte Konzentrationen von CO<sub>2</sub>- oder Nebenbestandteilen kommen kann.

Es ist auch anzunehmen, dass beim Austritt von CO<sub>2</sub> aus einer unterirdischen Pipeline durch Risse, Löcher oder undichte Stellen vergleichbare Umweltauswirkungen an der Erdoberfläche auftreten werden wie bei einer Leckage aus einem geologischen Speicher (s. u.; vgl. CO<sub>2</sub>-Speicherung). In erster Linie könnte es zu pH-Wert-Erniedrigungen und Änderungen des Redox-Potentials<sup>48</sup> im Grundwasser oder im Boden kommen (Derakhshan-Nejad, Sun, Yun, & Lee, 2019).

### Schiffstransport

Wenn CO<sub>2</sub> per Schiff transportiert wird, entstehen Emissionen vor allem durch den Kraftstoffverbrauch. Daneben kann es beim Be- und Entladen sowie beim Schiffstransport selbst zum Entweichen von CO<sub>2</sub> in Form von Abdampfgasen (engl. „boil-off gas“) kommen (Reyes-Lúa, et al., 2021). Al Baroudi et al. (2021) geben an, dass für CO<sub>2</sub>-Transportschiffe Austrittsraten von Abdampfgasen zwischen 0,1 und 0,15 Prozent des transportierten Gesamtvolumens zu erwarten sind. Zudem können sich beim Schiffstransport von CO<sub>2</sub> Hydrate bilden, die dann eine Gefahr für die Schiffsbesatzung darstellen bzw. zu Rissen oder Beschädigungen an Leitungen/Ventilen und damit zu (größeren) CO<sub>2</sub>-Austritten führen können.

Während die Umweltauswirkungen im Falle einer Havarie eines CO<sub>2</sub>-Transportschiffs nach aktuell noch nicht vollständig verstanden sind nach Al Baroudi et al. (2021), ist beim Austritt von flüssigem CO<sub>2</sub> zu erwarten, dass ein Phasenübergang hin zu einer Fest- und einer Gasphase auftreten wird. Damit würde sich das austretende CO<sub>2</sub> einerseits auf der Meeresoberfläche in Form von Trockeneis und Hydraten sammeln. Andererseits würde CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre entweichen. Wie viel flüssiges CO<sub>2</sub> über welche Zeiträume in festes oder gasförmiges CO<sub>2</sub> übergeht, hängt in großem Maße von den Umgebungsbedingungen wie Windgeschwindigkeit oder Feuchtigkeit ab. Im Meerwasser kann CO<sub>2</sub> zu pH-Wertänderungen führen (s. u.). Mit größeren negativen Langzeitfolgen bzw. Umweltauswirkungen durch den Austritt von CO<sub>2</sub> beim Schiffstransport rechnen Al Baroudi et al. (2021) nicht.

## 7.3 Geologische CO<sub>2</sub>-Speicherung

Wenn CO<sub>2</sub> oder salzreiches Formationswasser aus dem Speichergestein entweicht und entlang von Migrationswegen (z. B. undichte Bohrungen oder Störungen) aufsteigt, könnte oberflächennahes Grundwasser durch CO<sub>2</sub> oder salzreiches Formationswasser beeinträchtigt werden (Choi, 2019; Jeong, Jeon, Hwang, & Lee, 2020).

Das migrierte CO<sub>2</sub> kann sich im Grundwasser lösen und Kohlensäure bilden, wodurch der pH-Wert absinkt und das Grundwasser versauert. Wenn dann Minerale durch die Versauerung gelöst werden, können sich einzelne Elemente, z. B. Eisen oder Arsen (Mehlhorn, Gerber, & Planer-Friedrich, 2019), oder Spurenelemente, z. B. Schwermetalle (Jeong, Jeon, Hwang, & Lee, 2020), als Feststoffphase oder gelöst im oberflächennahen Grundwasser anreichern.

---

<sup>48</sup> Definition: Das Redox-Potential beschreibt die Spannung zwischen einem Halbelement und der Standardwasserstoffelektrode. Es ist ein Maß für das Oxidations- bzw. Reduktionsvermögen eines Wassers.

Der Zutritt von verdrängtem salzreichem Formationswasser kann zu einer Erhöhung der Salzfracht (Versalzung) des oberflächennahen Grundwassers führen. Je nach Zusammensetzung des zutretenden Formationswassers können auch Schwermetalle oder andere potenziell schädliche Substanzen, z. B. Kohlenwasserstoffverbindungen, mobilisiert werden (Choi, 2019).

Auch der Boden kann durch aufsteigendes CO<sub>2</sub> oder salzreiches Formationswasser beeinträchtigt werden. Neben Schwankungen von Grund- und Oberflächenwasser kann es zu Änderungen des pH-Wertes und des Redox-Potenzials im Boden selbst kommen. Dabei könnten beispielsweise kohlensäure Lösungen zu Schäden an Gebäuden oder Infrastrukturelementen führen. Zudem können Mensch und Umwelt beeinträchtigt werden, z. B. durch die Mobilisierung von Schwermetallen aus dem Boden und deren Anreicherung in Grund- und Oberflächenwasser. Weiterführende Erläuterungen zu möglichen Umweltauswirkungen von CO<sub>2</sub> bzw. CO<sub>2</sub>-reichem Formationswasser sind z. B. in Derakhshan-Nejad et al. (2019) zu finden; ein zusammenfassender Überblick ist z. B. in Schimmel et al. (2019) zu finden.

Durch die Injektion und Speicherung von CO<sub>2</sub> können seismische Ereignisse induziert werden, wenn z. B. durch geänderte Druck- oder Temperaturbedingungen im Untergrund Störungen reaktiviert oder Untergrundstrukturen deformiert werden. Beispielsweise wurden mikroseismische Ereignisse beim CO<sub>2</sub>-Speicherprojekt „In Salah“ (Algerien) mit einer Magnitude bis maximal 1,7 gemessen (Stork, Verdon, & Kendall, 2015). Am Pilotstandort „Decatur“ (USA) lagen die Magnituden während der CO<sub>2</sub>-Injektionsphase zwischen 1,0 und 1,5 (IEAGHG, 2022). Abhängig von der Magnitude seismischer Ereignisse können diese zu Schäden an ober- und unterirdischer Infrastruktur oder Gebäuden führen, oder auch die Integrität von Bohrungen oder insbesondere von Barrierschichten beeinträchtigen. Bisher (Oktober 2022) sind allerdings keine solche Schäden im Zuge einer CO<sub>2</sub>-Speicherung bekannt geworden.

Bei der Speicherung von CO<sub>2</sub> kann es zu Hebungen oder Senkungen der Erdoberfläche kommen, wenn z. B. Druck- bzw. Spannungs- oder Temperaturänderungen Deformationen im Untergrund hervorrufen. Neben einer Gefährdung von Gebäuden, Infrastruktur und der Umwelt könnten diese vertikalen Oberflächenbewegungen Migrationswege schaffen, Bruchstrukturen reaktivieren oder seismische Ereignisse induzieren. Lokale Hebungen oder Senkungen der Erdoberfläche können auch bei anderen geotechnischen Nutzungen des geologischen Untergrundes auftreten. Während Hebungen oder Senkungen der Erdoberfläche bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung mit wenigen Millimetern pro Jahr angegeben werden (Vasco, et al., 2010), liegen bergbaulich bedingte Bodenbewegungsraten in Größenordnungen von Zentimetern (tiefer Bergbau) bis Dezimetern (oberflächennah) pro Jahr. Bergbaulich-geotechnisch bedingte Bodenbewegungsraten an der Erdoberfläche nehmen tendenziell mit zunehmender Tiefe der Einlagerung oder des Abbaus ab; dies ist auch für die Speicherung von CO<sub>2</sub> anzunehmen. Bis heute (Oktober 2022) wurden keine Beschädigungen von Gebäuden oder der Infrastruktur bekannt, die durch eine Speicherung von CO<sub>2</sub> hervorgerufen wurden.

Neben dem injizierten CO<sub>2</sub>, das sich in tieferen oder luftaustauscharmen Gruben oder Gebäudeteilen sammeln könnte, könnten auch potenziell gesundheitsgefährdende Nebenbestandteile mit dem CO<sub>2</sub>-Strom bis an die Erdoberfläche gelangen. Dazu zählen z. B. H<sub>2</sub>S, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> oder HNO<sub>3</sub>. Welche dieser Nebenbestandteile in welchen Mengen im Falle einer Leckage austreten und ggf. bis zur Erdoberfläche migrieren können, muss standortspezifisch untersucht werden. Die Zusammensetzung des CO<sub>2</sub>-Stroms ist kontinuierlich zu überwachen.

#### **7.4 Mariner Bereich**

Auch im marinen Bereich könnte im Fall einer Leckage salzreiches Formationswasser aus dem Speicher entweichen und flachere Grundwasservorkommen kontaminieren. Zudem können Austritte von CO<sub>2</sub> oder salzreichem Formationswasser zu Beeinträchtigungen des marinen Ökosystems führen (Lichtschlag, et al., 2021). Während austretendes salzreiches Formationswasser abhängig von vorherrschenden hydrodynamischen Gegebenheiten der Nordsee zügig in der Wassersäule verdünnt wird und (dort) dann praktisch keine Umweltauswirkungen mehr hat, könnten sich Schadstoffe (z. B. Schwermetalle) im Sediment oder in Benthosorganismen akkumulieren (Dewar, Blackford, Espie, Wilford, & Bouffin, 2022). CO<sub>2</sub>-Austritte können sowohl Lebewesen des marinen Ökosystems, als auch Mikroorganismen der tiefen Biosphäre beeinträchtigen (Blackford, et al., 2020). Hier sind vor allem Effekte durch Nebenbestandteile im CO<sub>2</sub> (z. B. SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> oder H<sub>2</sub>S) zu erwarten. Umweltauswirkungen sind speziell für Benthosorganismen mit Kalkskeletten (z. B. Echinodermen, Mollusken oder Crustaceen) in der direkten Umgebung eines CO<sub>2</sub>-Austritts durch abgesenkte pH-Werte zu erwarten, die zu einer Lösung des Skeletts führt.

## 7.5 Natürliche Analoga für Leckagen bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung

Natürliche Analoga sind Standorte, an denen CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>-reiche Fluide oder andere Formationsfluide (z. B. Erdöl, Erdgas, Salzwasser) durch natürliche Prozesse an der Erdoberfläche, im Boden oder am Grund von Gewässern austreten. An solchen Standorten kann untersucht werden, welche Auswirkungen solche Austritte auf Ökosysteme und die Umwelt haben können (Ruhston, et al. (2020)). Diese können dann mit möglichen Auswirkungen von CO<sub>2</sub>-Leckagen aus Speichern im tiefen Untergrund in Bezug gesetzt werden. Zudem lassen sich an solchen Standorten Überwachungstechnologien testen und entwickeln, die auch als Vorbild für das Risikomanagement von CO<sub>2</sub>-Speichern dienen können. Diese natürlichen Analoga lassen allerdings nicht immer die Übertragung auf plötzliche Leckagen an Pipelines oder Bohrungen zu, bei denen in kurzen Zeiträumen vergleichsweise große Fluidmengen austreten. Um Umweltauswirkungen von Blow-outs zu untersuchen, können neben technischen Havarien, Technikumsversuchen und numerischen Simulationen Mofetten oder Geysire herangezogen werden, an denen CO<sub>2</sub> oder CO<sub>2</sub>-reiche Fluide mit hohen Flußraten an der Erdoberfläche austreten (Mehlhorn, Gerber, & Planer-Friedrich, 2019).

Aufsteigende Fluide bewegen sich, den geringsten Strömungswiderstand folgend, entlang von lokalen Wegsamkeiten, z. B. Kluftnetzwerken oder Störungen im Gestein. Durch Mischung, Lösung und Verdünnung der migrierten Fluide in der durchmischten Atmosphäre oder in Gewässern sinken die Konzentrationen der Fluide dort rasch mit der Entfernung zu den Austrittstellen, und Umweltauswirkungen bleiben lokal begrenzt. Die Umweltauswirkungen von natürlichen CO<sub>2</sub>-Austritten sind folglich lokal meist auf wenige Meter bis Zehnermeter begrenzt. Während die ökotoxische Wirkung von CO<sub>2</sub> eher gering ist, stellen salzreiche Fluide in Süßwässern oder organische Kohlenwasserstoffverbindungen (z. B. polyzyklische aromatische Kohlenwasserstoffe, PAK), Schwefelwasserstoff oder Schwermetalle mitunter toxische Nebenbestandteile dar.

## 7.6 Indirekte Umweltauswirkungen

Bei einer umfassenden Bewertung von CCU/S-Technologien und deren Vergleich zu anderen technischen Optionen zur Emissionsminderung müssen auch indirekte Umweltauswirkungen betrachtet werden. Dazu sollte jeweils auch eine Lebenszyklusbetrachtung der Treibhausgas-Emissionen sowie anderer Effekte erstellt werden. Eine abschließende Bewertung der betrachteten Technologien sowie eine umfassende Betrachtung dieser Umweltauswirkungen übersteigt den Umfang dieses Berichts. Für weiterführende Erläuterungen sei auf den Bericht von 2018 verwiesen.

## **8 Die Rolle von CCS und CCU für den Klimaschutz – Erkenntnisse anhand eines Vergleichs aktueller Klimaneutralitätsstudien**

Seit dem vergangenen Evaluierungsbericht aus dem Jahr 2018 sind international neue Studien erschienen, welche mögliche Pfade zur Erreichung der Pariser Klimaziele modellieren. Von besonderer Bedeutung sind hier der sechste Sachstandsbericht des IPCC sowie das „Net Zero“-Szenario der Internationalen Energieagentur (IEA). Für Deutschland sind im Jahr 2021 fünf bedeutende Studien erschienen, in welchen das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 bzw. 2050 modelliert wurde. Diese werden nachfolgend herangezogen, um zu einer Einschätzung bezüglich des für Klimaneutralität erwarteten Einsatzes von CCU/S und CDR zu gelangen.

### **8.1 Globale Entwicklung von CCS und CCU in internationalen Szenarien**

#### **8.1.1 Umfang von CCU/S in globalen Szenarien zur Klimaneutralität**

Die aktuellen Erkenntnisse des IPCC sowie die Auswirkungen des menschengemachten Klimawandels sind bereits in Kapitel 1.2 beschrieben worden. In IPCC (2022) und IEA (2021) wird untersucht, wie die vereinbarten Ziele, die globale mittlere Temperaturerwärmung auf deutlich unter 2 Grad Celsius und möglichst auf 1,5 Grad Celsius zu begrenzen, erreicht werden können. Folgend wird auf die Notwendigkeit von CCS und CCU in diesen Szenarien eingegangen.

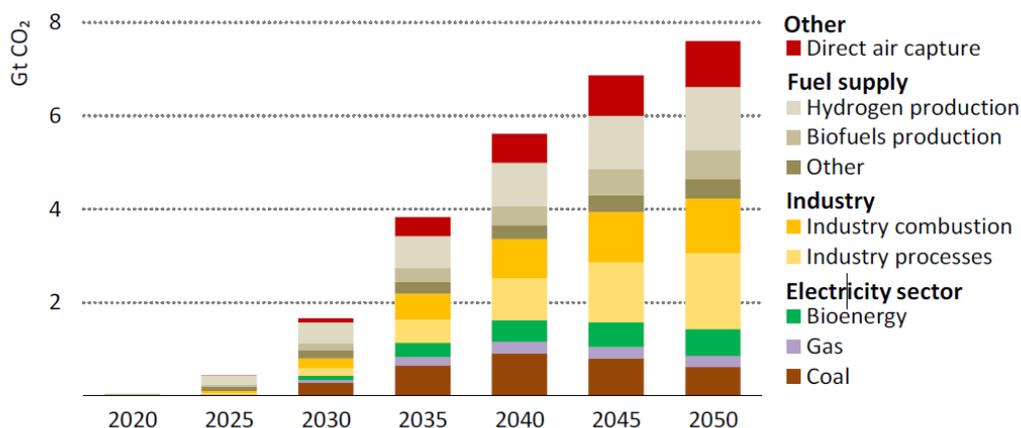
Im sechsten Sachstandsbericht werden CCS und CCU an Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen als wichtige Minderungsoptionen in emissionsintensiven Sektoren mit schwer vermeidbaren Emissionen beschrieben. Manche Szenarien des IPCC sehen zudem auch bei noch laufenden und geplanten fossilen Stromerzeugungsanlagen eine Rolle für CCU/S. Die Potenziale und Kosten von CCS und CCU sind laut IPCC sehr unterschiedlich und variieren erheblich je nach Prozess und dem weiteren Verbleib des CO<sub>2</sub>. Aufgrund der hohen Unsicherheit bezüglich der Kosten und+ Anwendung von CCS und CCU variieren die angenommenen CO<sub>2</sub>-Abscheidemengen an Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen in den sektorbezogenen Szenarien von 0,1 bis 1,8 Gt/a im Jahr 2050 (IPCC, 2022).

Im „Net Zero by 2050“-Szenario der IEA ist im Jahr 2050 insgesamt der Einsatz von 7,6 Gt CO<sub>2</sub>-Abscheidung erforderlich, davon 7,1 Gt für CCS und 0,5 Gt für CCU. Die Verteilung der CO<sub>2</sub>-Abscheidemengen auf die Sektoren stellt sich dar wie folgt:

- 40 Prozent energie- und prozessbezogene Emissionen des Industriesektors, insbesondere der Zementindustrie
- 20 Prozent Stromsektor (davon wiederum 45 Prozent aus Kohlekraftwerken, 40 Prozent aus Bioenergiekraftwerken (BECCU/S) und 15 Prozent aus Gaskraftwerken)
- 10 Prozent DACCU/S
- 30 Prozent im Energiesektor bei der Produktion von Wasserstoff, Biokraftstoffen, aber auch der Ölaufbereitung an (IEA, 2021).

Insgesamt entstammen rund 30 Prozent des abgeschiedenen CO<sub>2</sub> biogenen Quellen oder der Atmosphäre und können damit unter Umständen auch Negativemissionen bewirken. Die übrigen 70 Prozent der Kohlenstoffquellen sind fossiler Herkunft (siehe auch Abbildung 10).

Abbildung 10: Globale CO<sub>2</sub>-Abscheidung nach Quelle im IEA „Net Zero by 2050“ Szenario; Grafik aus (IEA, 2021)



IEA. All rights reserved.

Die IEA betont die Rolle von CCU/S für neu zu installierende Kraftwerke (insbesondere Kohle) in Entwicklungs- und Schwellenländern. Bereits im Jahr 2030 sollen Kohlekraftwerke im Umfang von 50 GW (entsprechend 4 Prozent der Gesamtkapazität im Jahr 2030) mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgestattet sein; bei Gaskraftwerken ist eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung in Höhe von 30 GW (entsprechend 1 Prozent der Gesamtkapazität im Jahr 2030) vorgesehen. In entwickelten Industrieländern spielen CCU und CCS dagegen nur bei Gaskraftwerken eine Rolle. Bis zum Jahr 2050 steigt die vorgesehene Abscheidekapazität bei Kohlekraftwerken auf 220 GW und bei Gaskraftwerken auf 170 GW (IEA, 2021). Gleichwohl stellen die abzuschneidenden CO<sub>2</sub>-Mengen im Stromsektor nur einen kleinen Anteil der heutigen Emissionen der Stromerzeugung dar (2021 etwa 14 Gt CO<sub>2</sub> (IEA, 2021)); fossile Brennstoffe mit CCU/S machen 2050 nur etwa 2 Prozent im globalen Strommix aus. Der Großteil der Emissionsminderung wird über erneuerbare Energien erreicht, hauptsächlich durch Photovoltaik und Windkraft.

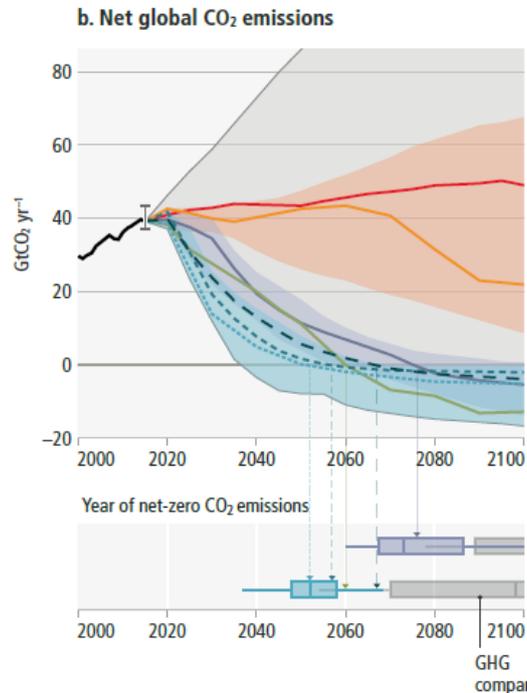
Laut dem sechsten Sachstandsbericht des IPCC ist CDR in allen 1,5-Grad- sowie allen als wahrscheinlich (*likely*) mit der 2-Grad-Grenze-kompatiblen angesehenen Szenarien notwendig (IPCC, 2022); neben dem Ausgleich schwer vermeidbarer „Residualemissionen“ ist CDR auch zum Ausgleich eines möglichen „Overshoots“ der Emissionen nötig. Abbildung 11 verdeutlicht nach IPCC (2022) die Notwendigkeit, bereits ab Mitte des Jahrhunderts netto-negative CO<sub>2</sub>-Emissionen zu erzielen, um das 1,5-Grad-Ziel zu erreichen. Im Vergleich der Szenarien zeigt sich, dass die Verzögerung ambitionierter Klimapolitik die benötigte Menge an CDR weiter erhöht. Unter anderem mit Blick auf Kippunkte im Klimasystem, aber auch der Vermeidungskosten und Bedenken hinsichtlich der Machbarkeit, warnt der IPCC vor Szenarien mit hohem Overshoot, die hohe Mengen an CDR benötigen (IPCC, 2022).

DACCS und BECCS und Maßnahmen des natürlichen Klimaschutzes werden in den Szenarien als die hauptsächlichen CDR-Technologien beschrieben, wobei ihnen ein größerer Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität zugemessen wird als in den vorherigen IPCC-Berichten. Für die wahrscheinliche Begrenzung der Erderwärmung auf 2 Grad Celsius gehen die Szenarien des IPCC von folgenden kumulierten CO<sub>2</sub>-Entnahmemengen bis 2100 aus (IPCC, 2022), für die bereits von den Vertragsstaaten angekündigte Maßnahmen berücksichtigt wurden:

- BECCS: 170–650 Gt CO<sub>2</sub>
- DACCS: 0–250 Gt CO<sub>2</sub>
- Landsektor: Ackerbau, Forstwirtschaft, andere Landnutzung (engl. „Agriculture, Forestry, other Land-Use“; AFOLU): 10–250 Gt CO<sub>2</sub>

Diese Zahlen decken die verschiedenen Bandbreiten der Szenarien ab und sind nicht additiv zu verstehen, indem z. B. die Unter- oder Obergrenzen der verschiedenen Technologien miteinander addiert werden.

Abbildung 11: **Modellierte Minderungspfade für 1,5- und 2-Grad-Temperaturanstieg. Rote Fläche: „Current Policy“ Szenarien, lila: „likely below 2°“, blau: „below 1,5° with low or limited overshoot“**



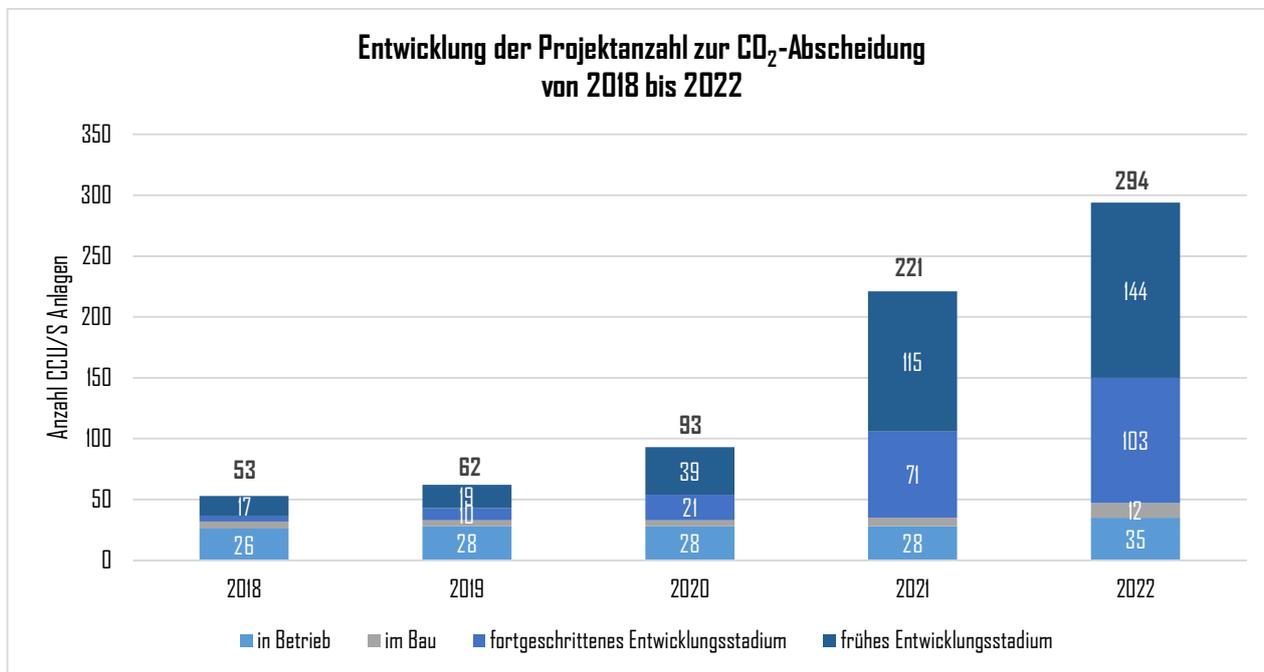
Der IPCC plädiert für die Integration der Governance von CDR in den bestehenden klimapolitischen Rahmen und erachtet hierfür ein politisches Bekenntnis der Staaten für nötig, um die Weiterentwicklung von CDR zu stärken. Dazu gehört auch die Entwicklung eines zuverlässigen Mechanismus für die Überwachung und Berichterstattung (engl. „Monitoring, Reporting and Verification“; MRV) der CO<sub>2</sub>-Ströme.

### 8.1.2 Globale Entwicklung von CCS-Projekten

Viele Regierungen messen CCS zunehmend mehr Bedeutung bei und integrieren es in ihre im Paris-Übereinkommen vorgesehenen langfristigen Strategien für niedrige Emissionen und Entwicklung (engl. „Long Term Low Emissions and Development Strategies“; LT-LEDS) (IPCC, 2022). In 15 der 19 bis November 2020 eingereichten LT-LEDS wurde CCS eine Rolle zugewiesen. Parallel stieg die Anzahl derzeit weltweit geplanter CCS-Projekte für die kommenden Jahre zuletzt deutlich an (siehe auch Abbildung 12) (IEA, 2022f). Befanden sich am Ende des Jahres 2020 weltweit noch CCS-Projekte mit einer Abscheide- und Speicherkapazität von 0,075 Gt CO<sub>2</sub>/a in Entwicklung, stieg diese Zahl bis 2021 um 48 Prozent auf 0,12 Gt CO<sub>2</sub>/a und weiter in 2022 auf 0,19 Gt CO<sub>2</sub>/a (Global CCS Institute, 2022c).

Trotz dieser dynamischen Marktentwicklung entspricht die heutige CCS-Nutzung noch nicht dem laut den betrachteten Studien nötigen Ausbaupfad für Netto-Null-Emissionen. Zur Begrenzung des globalen Temperaturanstiegs auf 1,5 Grad Celsius hält die IEA beispielsweise eine Erhöhung der installierten CCS-Kapazität von heute ca. 0,040 Gt CO<sub>2</sub>/a auf über 7,5 Gt CO<sub>2</sub>/a für nötig (siehe oben).

Abbildung 12: **Entwicklung der Anzahl an CCU/S-Projekten in unterschiedlichen Entwicklungsstadien weltweit seit 2018; Daten aus (IEA, 2022f) Stand: 26. Oktober 2022**



Eine Schlüsselrolle bei der Marktentwicklung von CCS nimmt in den Szenarien die Zement- und Kalkindustrie ein. Bei der Produktion einer Tonne des Hauptbestandteils von Zement, dem Zementklinker (Kalziumoxid), entstehen unabhängig von den eingesetzten Brennstoffen etwa 0,8 Tonnen CO<sub>2</sub> Prozessemission.<sup>49</sup> Zur Vermeidung der jährlich über 2 Mrd. Tonnen CO<sub>2</sub>-Emissionen ist CCS, neben der Verringerung des Zementklinkerbedarfs, eine wesentliche Option (Global CCS Institute, 2021). Das nachfolgende Kapitel thematisiert vor dem Hintergrund der internationalen Entwicklung den nach aktuellen Studien notwendigen Einsatz von CCU/S in Deutschland.

## 8.2 Der Beitrag von CCS und CCU für Klimaneutralität in Deutschland

### 8.2.1 Nationale klimapolitische Zielsetzungen

Mit dem Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) 2019 und dessen Novellierung im Jahr 2021 hat sich Deutschland das Ziel gesetzt, seine Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 65 Prozent zu reduzieren und bis 2045 die Treibhausgasneutralität zu erreichen. Zudem sollen nach dem Jahr 2050 negative Treibhausgasemissionen erreicht werden. Für die angestrebten Emissionsminderungen wurden auch die Ziele für die einzelnen Sektoren (Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr, Landwirtschaft und Abfall) verschärft. Außerdem wurde erstmals ein verbindliches Ziel zur Erreichung von Netto-Negativemissionen für den Sektor Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LULUCF) formuliert, also die Bindung von CO<sub>2</sub> beispielsweise durch Wälder oder die Minderung der THG-Emissionen aus entwässerten Moorböden. Die Klimaschutzpolitik bedient sich eines breiten Portfolios an Instrumenten, um die vorgegebenen Ziele zu erreichen. Dazu gehören u. a. Pläne für ein Programm zur Vermeidung und Nutzung von CO<sub>2</sub> in energieintensiven Grundstoffindustrien durch CCU/S-Technologien (BMWK, 2022a). Im Koalitionsvertrag 2021 bekannten sich die Regierungsparteien zudem zur Notwendigkeit „technischer Negativemissionen“ sowie zur Entwicklung einer Langfriststrategie zum Umgang mit den „etwa 5 Prozent unvermeidbaren Restemissionen“.

<sup>49</sup> Berechnung über Atommassen: CaO 56 u und CO<sub>2</sub> 44 u, woraus sich bei 1 t Klinker etwa 780 kg CO<sub>2</sub> ergeben

## 8.2.2 Übersicht aktueller Studien

Die Transformation Deutschlands zur Treibhausgasneutralität wurde im Jahr 2021 von fünf Studien (siehe Tabelle 9) mit unterschiedlichen Szenarien analysiert, die mit einer Ausnahme<sup>50</sup> auch die neuen Ziele nach der Revision des Klimaschutzgesetzes im Jahr 2021 berücksichtigten (65-prozentige Reduktion der Treibhausgase gegenüber 1990 bis 2030; 88 Prozent Reduktion bis 2040; Treibhausgasneutralität 2045).

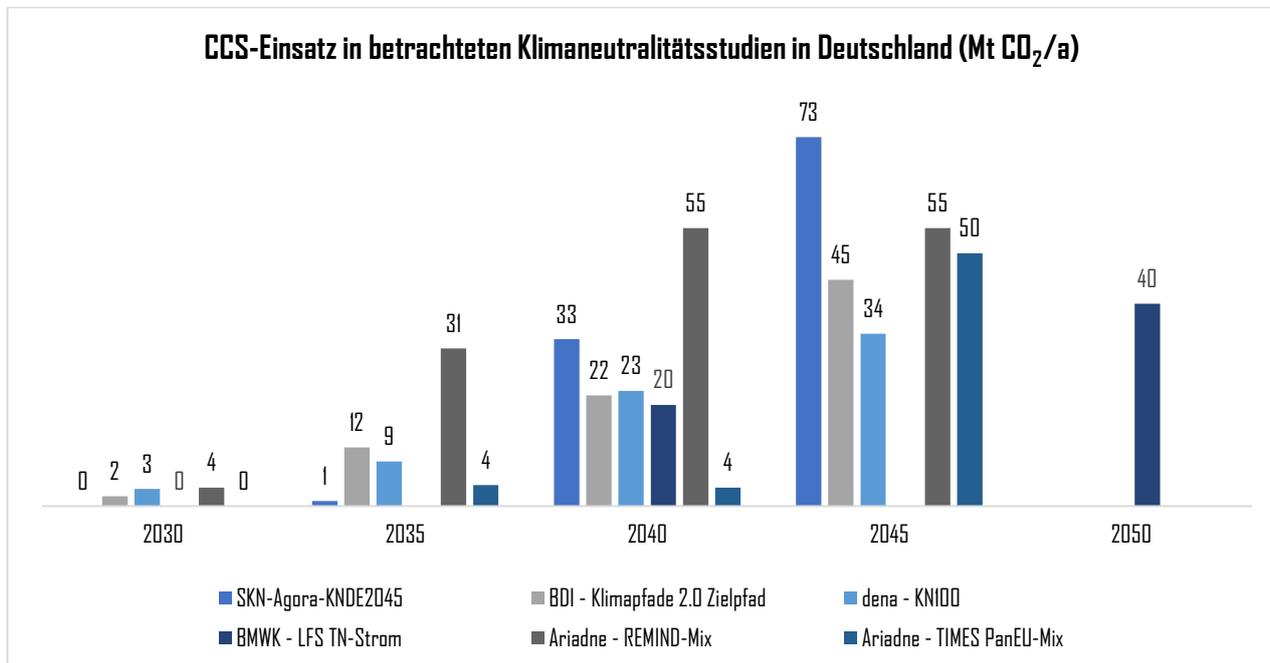
Tabelle 9: **Übersicht über Klimaneutralitätsstudien und analysierte Szenarien**

Nr.	Studie	Bearbeiter	Im Auftrag von	Szenarien
1	Klimaneutrales Deutschland 2045	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut	Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende, Agora Verkehrswende	KNDE2045
2	Klimapfade 2.0 – Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft	BCG	BDI	Klimapfade-2.0-Zielpfad
3	dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität	dena, EWI, FIW, ITG, Uni Bremen, Stiftung Umweltenergierecht, Wuppertal-Institut	dena	KN 100
4	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3	Consentec, Fhg- ISI, TU Berlin, ifeu	BMWK	TN-Strom
5	Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045	PIK, MCC, PSI, RWI, IER, Hereon, Fhg-ISI, Fhg-ISE, Fhg-IEG, Fhg-IEE, DLR-VF, DLR-VE, DLR-FK	Ariadne – Kopernikus-Projekte	REMIND-Mix TIMES-PanEU-Mix

Die Zielsetzung der Netto-Treibhausgasneutralität im KSG verändert die Anforderungen an die Klimapolitik: Während die vorherige Zielsetzung von 80 bis 95 Prozent Emissionsminderung auch Entwicklungspfade ohne den Einsatz von CCS zuließ, ist die Erfordernis von CCS mit der Zielsetzung von Netto-Null-Emissionen in den aktuellen Studien gemeinsamer Konsens: Alle der sechs in diesem Kontext untersuchten Szenarien benötigen für die Erreichung von Treibhausneutralität den Einsatz von CO<sub>2</sub>-Abscheidung in unterschiedlichen Mengen. Der Einsatz von CCS beginnt vor 2030 und erreicht bis 2045 einen Umfang von 34 Mt CO<sub>2</sub>/a in der dena-Leitstudie bis 73 Mt CO<sub>2</sub>/a bei Agora Energiewende (siehe Abbildung 13).

<sup>50</sup> Lediglich die „Langfristszenarien“ streben noch die Klimaneutralität bis 2050 an; eine Aktualisierung bis Ende 2022 ist in Arbeit

Abbildung 13: **Abgeschiedenes und geologisch gespeichertes CO<sub>2</sub> in berücksichtigten Studien und Szenarien<sup>51</sup> (Lübbers, et al., 2022).**

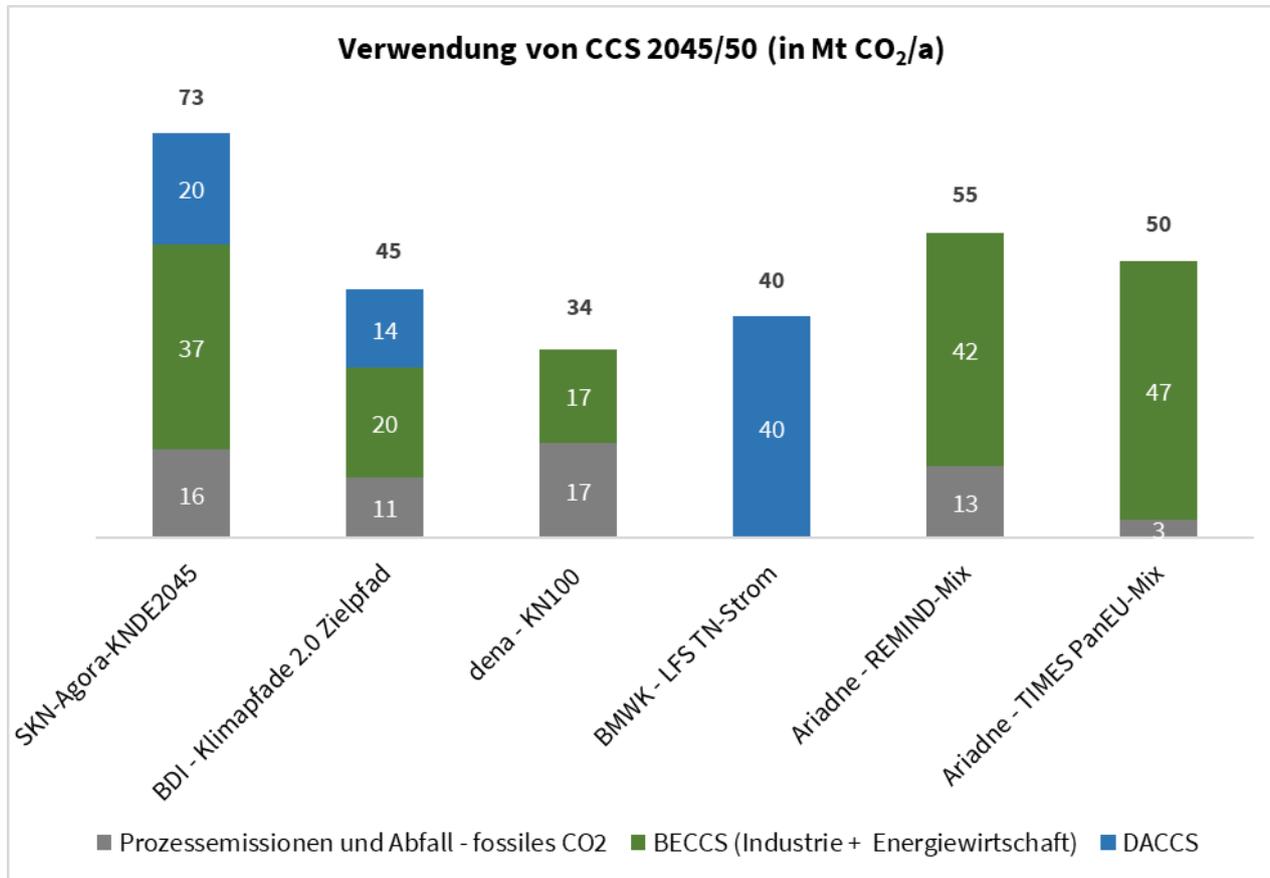


Während die CO<sub>2</sub>-Abscheidung von nicht bzw. schwer vermeidbaren Prozessemissionen im Industriesektor in allen betrachteten Klimaneutralitätsstudien notwendig für Treibhausgasneutralität ist, ergibt sich für den weiteren Einsatz verschiedener Technologien ein gemischtes Bild (siehe Abbildung 14). Bedeutsame Unterschiede finden sich im Beitrag von BECCS, welches die Verfügbarkeit von Biomasse erfordert. In den Ariadne-Szenarien und in der Agora-Studie tragen signifikante Mengen BECCS (37 bis 43 Mt) zur Klimaneutralität bei, während die Rolle von BECCS in der dena-Leitstudie und in der BDI-Studie etwas geringer ausfällt (17 bis 20 Mt), und im Langfristszenario Strom nicht ausgewiesen ist, wobei Letzteres stark auf DACCS setzt.

Insgesamt wird jedoch in jeder Studie betont, dass die Emissionsreduktion über den Einsatz erneuerbarer Energien und erhöhter Energieeffizienz Vorrang vor der Minderung durch CCS haben sollte. Zur Kompensation der dann verbleibenden Emissionen würden in Deutschland nach den Erkenntnissen der genannten Klimaneutralitätsstudien auch Negativemissionen benötigt, die durch ein unterschiedliches Portfolio an Instrumenten erzielt werden können. In einem treibhausgasneutralen Energie- und Industriesystem werden in Deutschland nach Auffassung der dena keine Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger mehr entstehen, da diese vollständig durch treibhausgasneutrale Energieträger ersetzt werden (dena, 2021). Der schnelle Technologiehochlauf von CCS ist nach den Ergebnissen der genannten Studien auch deshalb notwendig, da bezüglich des möglichen Beitrags der natürlichen Ökosysteme als CO<sub>2</sub>-Senken eine hohe Unsicherheit herrscht. Agora Energiewende (2021) weist darauf hin, dass diese aufgrund der hohen Unsicherheit nicht in die Bilanz einfließen (Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut, 2021). Die dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität untersucht eine Sensitivität mit verringertem Beitrag des LULUCF-Sektors, um die Unsicherheit bei dessen Potenzial für die CO<sub>2</sub>-Entnahme zu berücksichtigen (dena, 2021).

<sup>51</sup> Die fehlenden Balken in den Jahren 2030 und 2035 sind darauf zurückzuführen, dass kein CCS in diesen Studien vorgesehen ist. Im BMWK – Langfristszenario TN-Strom wird nur für 2050 der CCS-Einsatz angegeben und wird deswegen gesondert aufgeführt.

Abbildung 14: **Durch CCS gespeicherte CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Anwendung im Jahr 2045 (2050 für BMWK-Szenario) in den berücksichtigten Studien (Lübbers, et al., 2022)**



Für ein treibhausgasneutrales Wirtschaftssystem muss der dann noch bestehende Kohlenstoffbedarf der Industrie, insbesondere der chemischen Industrie, THG-neutral gedeckt werden. Hierfür wird den betrachteten Studien zufolge für den nicht über Recycling bereitstellbaren Kohlenstoff langfristig der Einsatz von atmosphärischem und biogenem CO<sub>2</sub> für CCU-Verfahren benötigt. Die BDI-Studie sieht kurz- und mittelfristig die Nutzung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Energieträgern für die Herstellung von synthetischen Energieträgern und Grundstoffen für die Chemieindustrie vor (BDI, 2021). Als weitere mögliche CO<sub>2</sub>-Quellen zur Deckung des Kohlenstoffbedarfs werden in den analysierten Studien vor allem die Zement- und Kalkindustrie aber auch die Papierindustrie und Müllverbrennungsanlagen genannt. Dabei ist eine adäquate Bilanzierung wichtig. Die Studien betonen neben der Rolle synthetischer Kraftstoffe (Power-to-Liquids) insbesondere die Notwendigkeit der Bindung des CO<sub>2</sub> in langlebigen Produkten mit hoher Wiederverwendungsquote und einer Einbettung in ein umfassendes Maßnahmenpaket. Manche Studien (z. B. dena, Agora) bilanzieren auch Negativemissionen aufgrund der Kreislaufführung bei der Nutzung von nachhaltigen Kohlenstoffquellen (Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut, 2021; dena, 2021).

Bei der Entwicklung einer Wertschöpfungskette für CCS und CCU betonen die hier genannten Klimaneutralitätsstudien die Notwendigkeit, eine „breite gesellschaftliche Trägerschaft“ zu entwickeln, welche in Deutschland aktuell noch nicht gegeben sei. Dies sei auch eine der Lehren aus den ersten Initiativen zum Einsatz von CCS in Deutschland (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021).

In der 2019 erschienenen RESCUE-Studie des Umweltbundesamts (UBA) werden Szenarien skizziert, in denen eine Minderung der Brutto-Treibhausgasemissionen von 95 bis 97 Prozent bis 2050 auch ohne Anwendung von CCU/S erreicht wird. Für den LULUCF-Sektor wurde, neben einer weitgehenden Vermeidung von Emissionen aus der Landnutzung, insbesondere durch eine weitgehende Wiedervernässung der trockengelegten Moore, die Senkenleistung des Waldes mit „konservativen“ Annahmen (32,5 Mt CO<sub>2</sub> Senkenleistung 2050) sowie „optimistischen“ Annahmen (90 Mt) dargestellt. Die Szenarien mit der „optimistischen“ Senkenleistung des LULUCF-Sektors erreichen damit auch ohne technische CDR-Maßnahmen die Treibhausgasneutralität 2050

(Umweltbundesamt, 2019c). Der Wald muss trotz des sich verschärfenden Klimawandels eine stabile Senkenleistung erbringen, wodurch der LULUCF-Sektor im „optimistischen“ Fall 2050 die doppelte Senkenleistung des KSG-Ziels für 2045 erreicht.

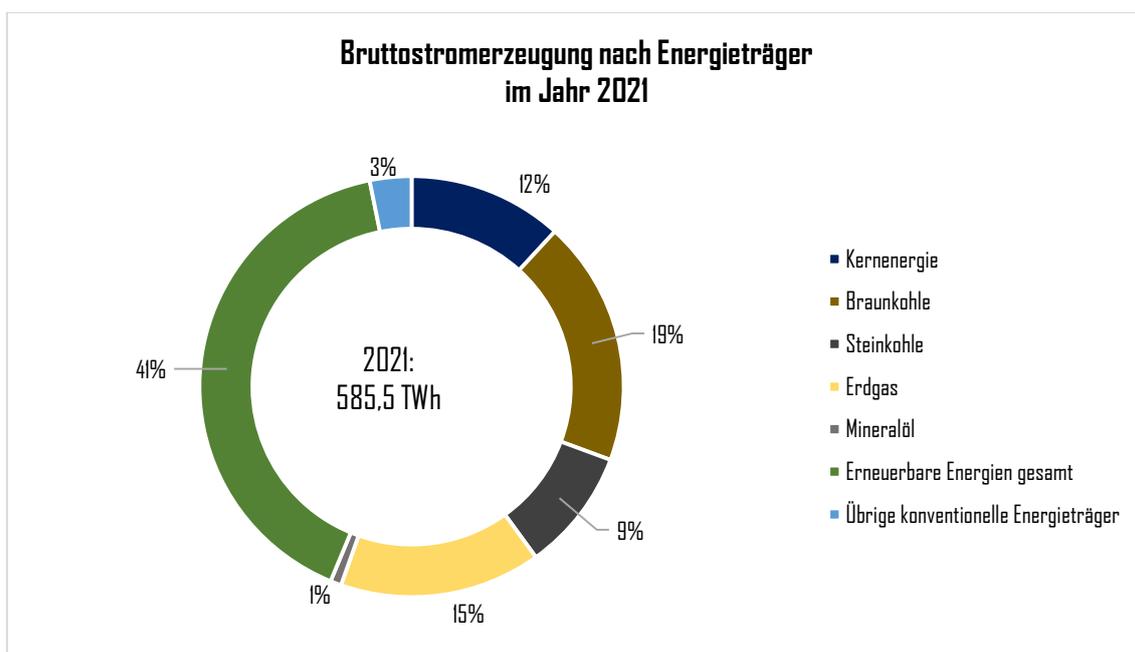
In der dena-Leitstudie (2021) sowie in anderen Studien werden ein gesellschaftlicher Wandel und Verhaltensänderungen für das Erreichen der Klimaschutzziele vorausgesetzt, was sich beispielsweise in einer Reduktion des Konsums von Fleisch- und Milchprodukten oder einer reduzierten Anzahl an Pkws widerspiegelt. Im Vergleich zu den weiteren behandelten Klimaneutralitätsstudien geht die RESCUE-Studie allerdings von den stärksten Verhaltens- und Lebensstiländerungen aus. Zudem werden vom UBA im Vergleich zu den fünf oben diskutierten Klimaneutralitätsstudien sehr ambitionierte Annahmen für den Umbau der Wirtschaft getroffen, etwa hinsichtlich des Anteils von Sekundärrohstoffen sowie der Material- und Ressourceneffizienz. Der Endenergieverbrauch im Zielbild der RESCUE-Studie liegt daher, außer beim „GreenLate“-Szenario, deutlich unter den übrigen betrachteten Studien; das erwartete Wirtschaftswachstum liegt deutlich niedriger oder endet teilweise nach 2030 ganz. Demzufolge könnten die Umweltauswirkungen menschlichen Wirtschaftens über die Vermeidung von Treibhausgasen hinaus verringert werden, etwa durch eine Reduktion des Rohstoff- und Flächenverbrauchs. Allerdings wären neben einem schnellen Ausbau erneuerbarer Energien zusätzlich erhebliche gesellschaftliche Transformationsanstrengungen erforderlich und die Zielerreichung dieser Szenarien ist abhängig von einem breiten gesellschaftlichen Konsens für einen tiefgreifenden Wandel, der die Einführung und Durchsetzung entsprechender Regulierungen ermöglichen würde.

Alle der hier betrachteten Studien zeigen also in unterschiedlichem Maße auf, dass ohne einen gesellschaftlichen Wandel die Klimaziele nicht zu erreichen sind. Auch für die globalen Anstrengungen zur Begrenzung der Temperaturerhöhung wird von (Nobel Prize Summit, 2021; IPCC, 2022) sowie von der internationalen Energieagentur (IEA, 2022g) auf die Bedeutung der gesellschaftlichen Transformation verwiesen.

### 8.2.3 Einsatz von CCS und CCU in der Energiewirtschaft

Die Bruttostromerzeugung in Deutschland beruhte im Jahr 2021 zu 40,6 Prozent auf erneuerbaren Energien; die wichtigsten anderen Energieträger waren Braunkohle (18,8 Prozent), Steinkohle (9,4 Prozent), Erdgas (15,4 Prozent) und Kernenergie (11,8 Prozent), wie in Abbildung 15 dargestellt (BDEW, 2022). Der Anteil erneuerbarer Energien ging unter anderem aufgrund eines geringeren Winddargebots im Vergleich zum Vorjahr um etwa drei Prozentpunkte zurück. Die Emissionen der Stromerzeugung in Deutschland betragen 2021 laut Angaben des Umweltbundesamts 219 Mt CO<sub>2</sub> (Umweltbundesamt, 2022e).

Abbildung 15: **Anteile an der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland im Jahr 2021 (BDEW, 2022)**



Im ersten Halbjahr 2022 erreichte der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch einen Anteil von über 50 Prozent. Bis April 2023 sollen die letzten drei Kernkraftwerke abgeschaltet werden.

Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Energieerzeugungsanlagen, die mit fossilen Brennstoffen betrieben werden, ist (mit Ausnahme der Abfallverbrennung) in keiner Studie vorgesehen. Dies wird mit den existierenden Alternativen der Dekarbonisierung der Stromerzeugung sowie mit andernfalls potenziell negativen Implikationen auf den gesellschaftlichen Rückhalt für den Technologiehochlauf begründet. In globalen Szenarien ist eine solche Begrenzung von CCS auf schwer vermeidbare Emissionen weniger stark verbreitet. Das „Net Zero by 2050“-Szenario der IEA geht von 860 Mt CO<sub>2</sub>-Abscheidung an fossilen Kraftwerken im Jahr 2050 aus (bei einer gesamten CO<sub>2</sub>-Abscheidung von 7,6 Gt/a (IEA, 2021)).

In der Energiewirtschaft könnte CCS in Zukunft gemäß den aktuellen Studien insbesondere in Biomasseheizkraftwerken zur Bereitstellung von Fernwärme und auch bei Müllverbrennungsanlagen eingesetzt werden. Das nachhaltige Biomassepotential ist jedoch begrenzt und weitgehend ausgeschöpft. Eine quantitative Ausweitung der Anbaufläche von nachwachsenden Rohstoffen kommt aufgrund von Flächenrestriktionen und Nachhaltigkeitserwägungen nicht in Betracht. Die Annahmen zur Summe der Negativemissionen, die über den Einsatz von BECCS in der Energiewirtschaft jährlich erzielt werden könnten, reichen von 1 Mt CO<sub>2</sub> in der Studie von Agora Energiewende bis zu 11 Mt CO<sub>2</sub> im Szenario Klimapfade 2.0 des BDI.<sup>52</sup> Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung an Müllverbrennungsanlagen für CCU/S dient dazu, den CO<sub>2</sub>-Kreislauf zu schließen und ist in einigen Studien Grundvoraussetzung dafür, dass die Bindung von CO<sub>2</sub> in „grünen Polymeren“ als Negativemission bilanziert werden kann.

Ein mögliches Anwendungsgebiet für CCS findet sich zudem in der Erzeugung von blauem Wasserstoff (Dampfreformierung von Erdgas mit CCS). Aus den Klimaneutralitätsstudien ergibt sich, dass der Erfolg von Energiewende und Klimaschutz in hohem Maße abhängig von einem schnellen Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft ist – auch wenn die Breite des Einsatzes von Wasserstoff in den verschiedenen Studien stark variiert. Der Großteil des verwendeten Wasserstoffs in Deutschland wird in allen Studien als mit erneuerbarem Strom über Elektrolyse erzeugter grüner Wasserstoff gesehen. Mehrere Studien verwenden in der Übergangszeit vor 2045 auch blauen Wasserstoff, der meist als solcher aus Erdgas-produzierenden Ländern wie Norwegen importiert wird (Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut, 2021; dena, 2021).

Die Bundesregierung überarbeitet zurzeit die Nationale Wasserstoffstrategie, auch um dem gestiegenem Ambitionsniveau aufgrund der Klimaschutznovelle 2021 Rechnung zu tragen.

#### 8.2.4 Einsatz von CCS und CCU in der Industrie

Im Jahr 2021 war die Industrie mit einem THG-Ausstoß von 181 Mt CO<sub>2</sub>äq und einem Anteil von 23 Prozent der zweitgrößte THG emittierende Sektor in Deutschland (Umweltbundesamt, 2022a). Hauptverursacher der THG-Emissionen im Industriesektor sind die energieintensiven Branchen Stahl, Chemie, sowie die Herstellung von Metallen, Zement, Kalk, Glas, Papier und Keramik (Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien, 2022b). Rund ein Viertel der Emissionen entsteht dabei nicht aus dem Einsatz von fossilen Brenn- und Rohstoffen für die Energieerzeugung, sondern resultiert aus der verfahrensbedingten Nutzung gewisser kohlenstoffhaltiger Ausgangsstoffe bei der Produktion.

Da diese Prozessemissionen, insbesondere in der Glas-, Kalk- und Zementindustrie, nur schwer vermeidbar sind, weisen alle Klimaneutralitätsstudien auf die wichtige Rolle von CCS und CCU für deren Vermeidung hin.

Im Jahr 2045 werden in den betrachteten Studien nahezu alle restlichen CO<sub>2</sub>-Prozessemissionen, die in der Industrie entstehen, abgeschieden (Lübbbers, et al., 2022). Die Studien von BDI und Ariadne raten explizit dazu, die CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Jahr 2045 nur noch in Industrien einzusetzen, in denen Prozessemissionen anfallen (BDI, 2021; Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021). Alle Studien sehen den Ausstieg aus fossilen Rohstoffen und den Einsatz grünen Wasserstoffs für die Produktion von Stahl und chemischen Verbindungen wie Ammoniak und Methanol als primäre Dekarbonisierungsoption an (BDI, 2021). So gehen die Studien davon aus, dass in der Primärstahl-Herstellung das bislang dominierende Produktionsverfahren der Hochofenroute durch die sogenannte Direktreduktion unter Einsatz von Wasserstoff ersetzt wird.

Die Chemieindustrie wird weiterhin auf Kohlenstoff als Basis wichtiger Grundchemikalien angewiesen sein, der in großen Teilen über CCU-Verfahren bereitgestellt werden wird. Der bestehende und zukünftige Bedarf ist bereits in Kapitel 2.4.1 beschrieben.

---

<sup>52</sup> In den Ariadne-Szenarien werden 24 Mt CO<sub>2</sub> respektive 47 Mt CO<sub>2</sub> angegeben, wobei hier nicht zwischen Energiewirtschaft und Industrie differenziert ist.

### 8.2.5 Der Bedarf von CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen und CO<sub>2</sub>-Speicherung

Für den CO<sub>2</sub>-Transport von Abscheidungsanlagen zu möglichen CO<sub>2</sub>-Abnehmern und CO<sub>2</sub>-Speicherstätten ist eine auf die technischen Eigenschaften von CO<sub>2</sub> ausgerichtete Infrastruktur erforderlich. Der schnelle Aufbau einer solchen Infrastruktur hat damit großen Einfluss auf die Entwicklung von CCU/S.

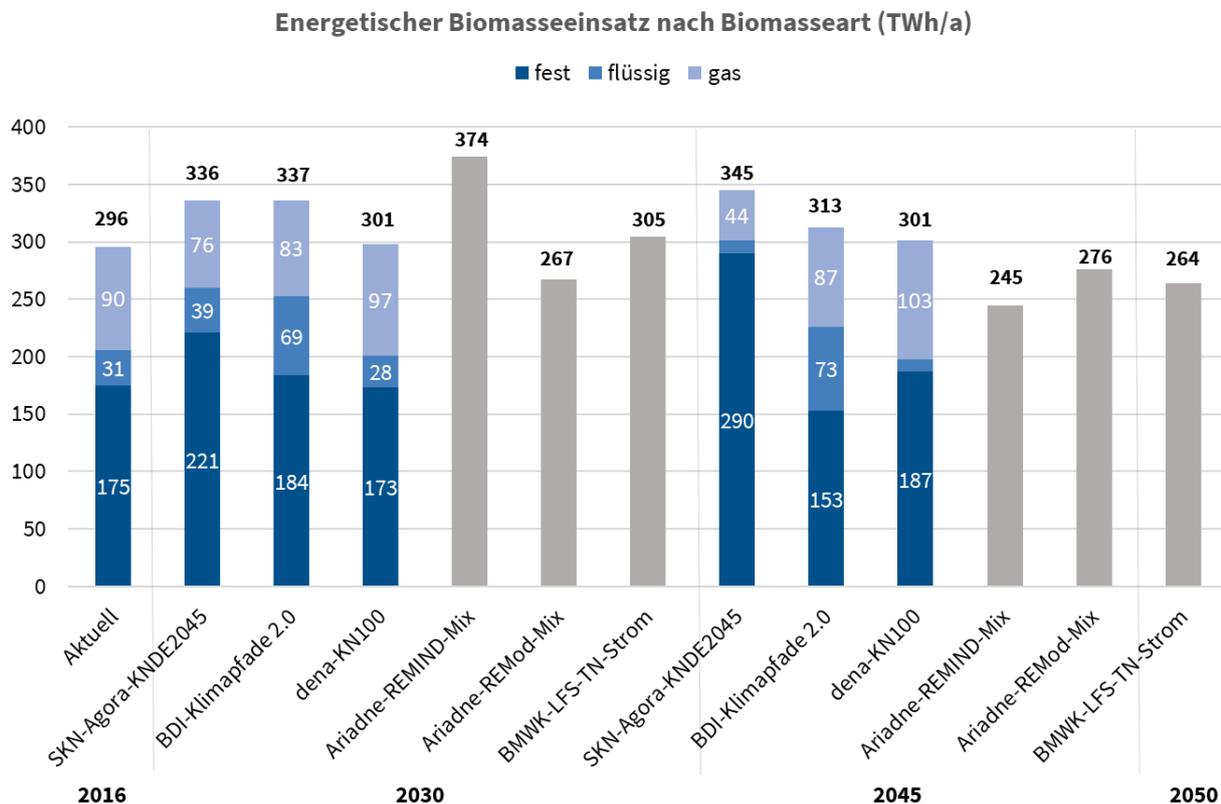
Die fünf Klimaneutralitätsstudien sehen übereinstimmend die Notwendigkeit zum Aufbau einer CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur ab 2030 vor. Es werden dabei kurzfristige Transportbedarfe in kleinerem Maßstab unterschieden, welche am effizientesten über den Schienenverkehr, Lkw und (Binnen-)Schiffe erfolgen können, und langfristige überregionale Transportbedarfe, für welche ein Pipelinesystem empfohlen wird (Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut, 2021). Für lange Transporte auf oder zu Meeresgebieten können wiederum Schiffe die wirtschaftlichste Option sein (elementenergy, 2018).

Eine Pipelineanbindung kann insbesondere für große Industriestandorte und CCU/S-Cluster sinnvoll sein. Dort fallen signifikante Mengen (Millionen Tonnen) an CO<sub>2</sub> an, welche auch über weitere Strecken zu Speichern transportiert werden können. Für dezentrale Standorte etwa von Kalk- und Zementwerken ist die Frage nach dem effizientesten Umgang mit abgeschiedenem CO<sub>2</sub> noch zu stellen. Die Szenarien rechnen aktuell nicht mit einem deutschlandweiten CO<sub>2</sub>-Pipelinennetzwerk mit Verbindung aller großen Punktquellen, sondern zumindest mittelfristig mit der Konzentration der Pipelineentwicklung auf große Industriecluster (Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut, 2021).

Bezüglich der Speicherorte des in Deutschland anfallenden CO<sub>2</sub> kommen insbesondere der Export von CO<sub>2</sub> im Rahmen internationaler Kooperationen und die anschließende CO<sub>2</sub>-Speicherung z. B. in ausgeschöpften Öl- und Gasfeldern in der Nordsee und der norwegischen See in Betracht. Grundsätzlich denkbar für die CO<sub>2</sub>-Speicherung sind jedoch auch erschöpfte Erdgaslagerstätten und saline Aquifere in Norddeutschland und unter der deutschen Nordsee (Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut, 2021; May & Gerling, 2003; May, et al., 2003). Im August 2022 kündigten Wintershall Dea und Equinor mit der Entwicklung einer gemeinsamen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in der Nordsee ein erstes derartiges Projekt zur CO<sub>2</sub>-Speicherung in Norwegen an (equinor, 2022a).

### 8.2.6 Biomasseeinsatz und BECCS

In den Klimaneutralitätsstudien wird darauf hingewiesen, dass Biomasse aus nachhaltiger Bereitstellung begrenzt ist und der Einsatz von Biomasse zu direkten und indirekten Auswirkungen führen kann. In den betrachteten Studien ist daher sowohl die Nachfrage als auch das Angebot von Biomasse modelliert worden. Aus der Abbildung 16 ist zu entnehmen, dass die Biomassenachfrage in den Studien bis 2045 auf einem ähnlichen Niveau wie im Jahr 2019 verbleibt.

Abbildung 16: **Energetischer Biomasseeinsatz in den Klimaneutralitätsstudien (Lübbers, et al., 2022)**

Die Modellierung des Biomasseangebots bezieht dabei die Entwicklung im Abfall-, Landwirtschaft- und LULUCF-Sektor ein. In dena (2021) und Agora (2021) erfolgt die Modellierung über das Öko-Institut. Dabei basieren die Zahlen für die Senkenleistung als auch den Holzeinschlag des Waldes auf dem Waldentwicklungs- und Holzaufkommensmodellierung (WEHAM) - Naturschutzpräferenzszenario. In der Landwirtschaft wird die Biomassebereitstellung über die dafür verfügbare Landfläche bestimmt. Ertragssteigerungen, die Entwicklung des Öko-Landbauanteils oder die Entwicklung des Fleisch- und Milchkonsums wurden in die Modellierung miteinbezogen. So werden beispielweise über eine Reduktion des Konsums tierischer Produkte Landflächen frei, welche in den Studienszenarien genutzt werden können, etwa für Neuanlage von Wäldern, Kurzumtriebsplantagen oder aber für die Wiedervernässung von Mooren.

Bezüglich des Einsatzes der verfügbaren Biomasse in den Sektoren sind in den Studien einige Parallelen, aber auch unterschiedliche Entwicklungen festzustellen. Weitgehend übereinstimmend gehen die Szenarien von einem Rückgang des Biomasseeinsatzes im Umwandlungssektor aus, wo die Biogasverstromung teilweise durch Stromerzeugung aus Wind und PV ersetzt wird. Die größte Zunahme des Biomasseeinsatzes findet sich in den meisten Szenarien im Industriesektor, wo diese insbesondere für die Bereitstellung von Hochtemperaturwärme und sowie für die stoffliche Nutzung eingesetzt wird. Durch CCS an Industrieanlagen, in welchen Biomasse eingesetzt wird, können gleichzeitig Negativemissionen erzielt werden (BECCS).

Die Modellierung des Biomasseeinsatzes in den Studien erfolgt nach größtmöglicher Effizienz unter energetischen Gesichtspunkten; die Berechnung möglicher Abscheidepotenziale ist nachgelagert im Sinne einer Kaskadennutzung. Daher führt die Anwendung von BECCS in diesen Szenarien nicht zu einer Ausweitung des Biomasseeinsatzes. Ob im Vergleich mit dem Belassen der Biomasse im Ökosystem durch BECCS tatsächlich negative Emissionen erzeugt werden, hängt neben den Alternativen zur Deckung des Energiebedarfs insbesondere von der Art der Biomasse und den damit einhergehenden Landnutzungsänderungen, der Vorkette, der beim Verbrennungsprozess entstehenden Treibhausgasen, der Abscheiderate und den Emissionen beim Transport und ggf. bei der Speicherung des CO<sub>2</sub> ab. BECCS geht damit in diesen Szenarien nicht einher mit einer Ausweitung des Biomasseeinsatzes.

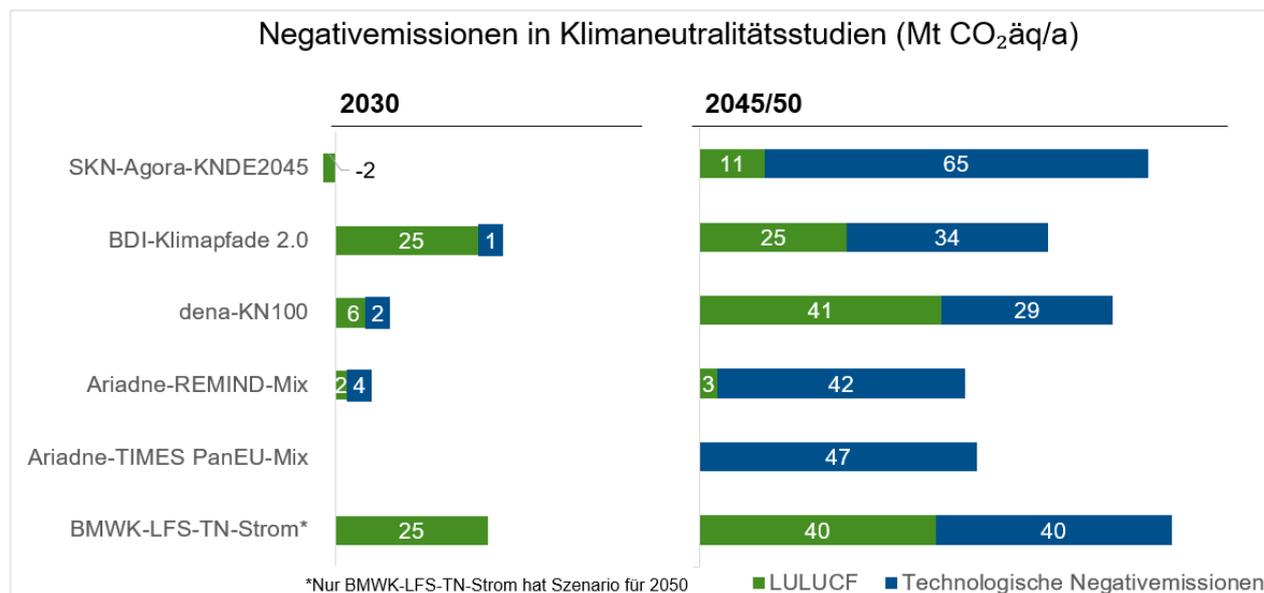
In keiner der untersuchten Klimaneutralitätsstudien werden die indirekten Auswirkungen (z. B. direkte und indirekte Landnutzungskonflikte) durch den energetischen Einsatz von Biomasse berücksichtigt. Auch die Vereinbarkeit mit dem Ziel des natürlichen Klimaschutzes sowie dem Ziel, Biomasse vorrangig stofflich und erst am Ende einer Nutzungskaskade energetisch zu nutzen, konnte in den Betrachtungen noch nicht berücksichtigt werden. Dies ist auf die Rahmensetzung der Studien zurückzuführen. In den Studien erfolgt die Emissionsbetrachtung im Rahmen der Scope 1 Emissionen. Bei dieser Betrachtungsweise werden Vorkettenemissionen, worunter indirekte Auswirkungen bei Biomasse fallen, nicht berücksichtigt. Zudem sind auch langfristige Effekte mit zu betrachten, die sich gerade bei großflächigem Anbau von Biomasse aus einer Schwächung der Resilienz der Ökosysteme insgesamt ergeben können.

Vor diesem Hintergrund entwickelt die Bundesregierung eine nationale Biomassestrategie, die für Deutschland das nachhaltige Biomassepotenzial unter Berücksichtigung auch der indirekten Auswirkungen des Einsatzes von Biomasse wissenschaftlich abschätzt. Auf dieser Grundlage sollen mit der Nationalen Biomassestrategie die Rahmenbedingungen für eine nachhaltige, ressourceneffiziente und klimaschutzwirksame Biomasseerzeugung und -nutzung geschaffen werden.

### 8.2.7 Negativemissionen

Neben dem Einsatz von CCU/S zur Verringerung unvermeidbarer Prozessemissionen zeigen die Studien den Bedarf auf, über zusätzliche Negativemissionen verbleibende Residualemissionen (insbesondere in der Landwirtschaft) auszugleichen, um Treibhausgasneutralität zu erreichen. Die Gesamtmenge der für Treibhausgasneutralität benötigten Negativemissionen 2045 beträgt zwischen 45 und 80 Mt CO<sub>2</sub>. (siehe Abbildung 17).

Abbildung 17: **Hochlauf von Negativemissionen in verschiedenen Klimaneutralitätsstudien (Lübbers, et al., 2022)**



Negativemissionen könnten über die Entnahme von CO<sub>2</sub> durch Ökosysteme und mit technischen Maßnahmen wie Direct Air Capture (DAC) und BECCS erzielt werden. Wie oben skizziert, beträgt die politische Zielsetzung im KSG für die gemittelte Emissionsbilanz des LULUCF-Sektors –40 Mt CO<sub>2</sub> im Jahr 2045. Die genannten Studien betonen die Herausforderungen für die Steigerung der Klimaschutzfunktion natürlicher Ökosysteme beim Ausbau der natürlichen Senkenleistung in Zeiten einer erhöhten Ausgesetztzeit gegenüber den Folgen des Klimawandels, wie z. B. dem Waldbrandrisiko oder Borkenkäferbefall. Die Ariadne-Szenarien und die dena-Leitstudie weisen daher auf die Notwendigkeit von technischen Negativemissionen als zusätzliche Absicherung gegenüber einem möglicherweise geringer ausfallenden Beitrag des LULUCF-Sektors hin. Agora Energiewende weist die Bilanz des LULUCF-Sektors aus diesem Grund nur nachrichtlich aus und bezieht sie nicht mit in die THG-Bilanzierung der Studie ein (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021; dena, 2021). Andererseits bestehen alleine durch die Minderung der THG-Emissionen aus entwässerten Moorböden große Potenziale, die Emissionsbilanz des LULUCF-Sektors zu verbessern. Zugleich sind Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes unverzichtbar, da eine weitere

Degradation der natürlichen Ökosysteme zu erheblichen weiteren THG-Emissionen führen würde, die die Herausforderungen des Klimaschutzes noch deutlich vergrößern würden.

Unabhängig von der Unsicherheit bezüglich des Beitrags des LULUCF-Sektors werden Technologien wie BECCS und DACCS in den meisten Analysen benötigt, da sich in diesen Analysen die Residualemissionen im Jahr 2045 oberhalb von 40 Mt CO<sub>2</sub> befinden. Residualemissionen verbleiben in den Studien vorrangig in der Landwirtschaft (hauptsächlich Methan-Emissionen) und in kleineren Teilen in der Abfallwirtschaft und der Industrie. Die Entwicklungen im LULUCF-Sektor befinden sich dabei stets in engem Zusammenhang mit dem Beitrag weiterer Negativemissionen. Dabei müssen die Konkurrenz von BECCS und Maßnahmen des Natürlichen Klimaschutzes mit Blick auf die Flächennutzung berücksichtigt werden. Die Nutzung von BECCS muss ebenfalls das Ziel des Klimaschutzgesetzes zum Ausbau und der Wiederherstellung natürlicher Ökosysteme berücksichtigen.

Auch wenn die Mehrzahl der Studien dem LULUCF-Sektor nur eine geringe sichere Senkenleistung zuweisen, und daher in großem Umfang technische CDR-Maßnahmen benötigen, konstatieren sie in Übereinstimmung mit dem IPCC, dass Maßnahmen zum Schutz und Erhalt der natürlichen Ökosysteme (Natürlicher Klimaschutz) von herausragender Bedeutung für den Klimaschutz sind. Außerdem wirken sich diese meist auch positiv auf weitere Nachhaltigkeitsziele aus und können wertvolle Ökosystemleistungen erbringen. So können beispielsweise Aufforstung mit standortheimischen Arten, natürliche Waldentwicklung und die Wiedervernässung von Mooren zu erhöhter Biodiversität und einem verbesserten Wasserhaushalt führen und Wertschöpfung im ländlichen Raum ermöglichen.

In den nationalen, aber besonders den internationalen Szenarien kommt BECCS eine hervorgehobene Rolle bei der Erbringung von Negativemissionen zu. Diese Rolle ist jedoch stets in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse und der Notwendigkeit für die energetische Nutzung dieser zu sehen. Die Nachhaltigkeit der Biomasse ist in diesem Kontext u. a. anhand des Biomassentyps, der Auswirkungen des Ersatzes der ursprünglichen Biomasse auf der genutzten Fläche sowie der ersetzten fossilen Kraftstoffe zu bewerten (Harper, et al., 2018). Aber auch andere Faktoren wie Wasserverbrauch, Grundwasser- und Bodenschutz oder Biodiversität sind miteinzubeziehen (Fajardy & Dowell, 2017; Brack & King, 2020). Zu bedenken ist auch, dass nachhaltige Biomasse künftig auch in der stofflichen Nutzung benötigt wird und deshalb nicht uneingeschränkt für die energetische Nutzung zur Verfügung steht. Auch durch die längerfristige stoffliche Nutzung können, wie bei BECCS, negative Emissionen entstehen. Studien, die die indirekten Auswirkungen der Implementierung von BECCS-Maßnahmen systematisch bewerten, liegen derzeit nicht vor.

Für den Einsatz von DAC gilt einschränkend, dass sich die Technologie noch in einem Frühstadium der Entwicklung befindet. Weltweit existieren bislang 19 Anlagen mit einer kumulierten Abscheidekapazität von ungefähr 10 kt CO<sub>2</sub>/a. Nach Angaben der IEA müsste sich die globale Kapazität von DAC bereits bis 2030 in einem Netto-Null-Szenario um einen Faktor von 10.000 erhöhen (IEA, 2022a). Neben den hohen Kosten der Technologie ist insbesondere der hohe Energieverbrauch von DAC eine signifikante Restriktion für den großflächigen Einsatz. Die Abscheidung einer Tonne CO<sub>2</sub> benötigt zwischen 1.350 und 3.000 kWh Endenergie (150–500 kWh Strom und 1.200–2.500 kWh Wärme).<sup>53</sup>

Im Vergleich zu BECCS unter Verwendung von Biomasse wie Raps und Sojabohnen ist der Flächenbedarf von DAC jedoch 180- bis 350-mal geringer. Außerdem stehen weder DAC-Anlagen noch erneuerbare Stromerzeugungsanlagen in direkter Konkurrenz zur Agrarproduktion (dena, 2022b).

Zusätzlich zum Einsatz von BECCS und DACCS wird in den untersuchten Szenarien teilweise davon ausgegangen, dass die langfristige Bindung von Kohlenstoff in „grünen Polymeren“ auch als Negativemission bilanziert werden kann. Voraussetzung hierfür ist es, dass der im Kunststoff gebundene Kohlenstoff der Atmosphäre entnommen wurde (über DAC oder Biomasse) sowie über Recyclingmethoden im Stoffkreislauf behalten wird oder bei der thermischen Verwertung in einer Müllverbrennungsanlage über die CO<sub>2</sub>-Abscheidung einer erneuten Verwendung oder geologischen Speicherung zugeführt wird. Hierbei wird darauf hingewiesen, dass eine korrekte Bilanzierung erfolgt und doppelte Anrechnung von abgeschiedenem CO<sub>2</sub> ausgeschlossen wird.

Bei allen genannten Technologien sind spätestens 2045 alle Prozessschritte über erneuerbare Energien zu bewerkstelligen.

---

<sup>53</sup> Angaben zu Energiebedarfen beruhen auf einer Synthese aktueller Analysen: (Keith, Holmes, Angelo, & Heidel, 2018; Fasihi, Efimova, & Breyer, 2019; Chauvy & Dubois, 2022; National Academies of Sciences (NASE), 2019; Zeman, 2014; IEA, 2022b)

Für den Hochlauf von CCU/S inklusive dem Einsatz und der Skalierung von Technologien, die zu Negativemissionen führen könnten, weisen die Studien auf die Notwendigkeit hin, dass eine ganzheitliche CO<sub>2</sub>-Entnahmestrategie/Negativemissionsstrategie entwickelt und in die Mitte der gesellschaftlichen Debatte gerückt werden müsse (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021).

### 8.3 Übergeordnete zentrale Erkenntnisse der Klimaneutralitätsstudien

Die betrachteten unterschiedlichen Klimaneutralitätsstudien bejahen überwiegend die grundsätzliche Notwendigkeit des Einsatzes von CCU/S für die Erreichung der Treibhausgasneutralität in Deutschland. Die zentralen Studienergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

1. Die Steigerung des Ambitionsniveaus der nationalen Klimaziele führt in den meisten Studien zum verstärkten Bedarf für den Einsatz von CCU und CCS im Vergleich zu den Vorgängerstudien. Während bei einer Zielsetzung von 80 bis 95 Prozent THG-Minderung auch Szenarien ohne den Einsatz der technischen CO<sub>2</sub>-Abscheidung die Ziele erreichen konnten,<sup>54</sup> reicht die Spannbreite des Einsatzes von CCS in den fünf Klimaneutralitätsstudien von 34 bis 73 Mt CO<sub>2</sub>/a im Jahr 2045, wobei zumeist auch ein Bedarf für BECCS und DACCS angenommen wird. Nur einzelne Szenarien, wie in der RESCUE-Studie vom UBA, erreichen ausschließlich durch eine Kombination von THG-Minderung und Natürlichem Klimaschutz das Ziel der Treibhausgasneutralität.
2. Bereits ab 2030 wird in den meisten Szenarien eine CO<sub>2</sub>-Abscheideleistung im Megatonnen-Maßstab erwartet. Ab Mitte der 2030er-Jahre gewinnt diese Entwicklung an Dynamik. Bis 2040 gehen die meisten Szenarien von einem signifikanten Einsatz von CCU/S und CDR aus.
3. Der initiale Einsatz von CCS erfolgt in den Studien übereinstimmend in der Industrie und im Abfallsektor. Dabei wird die Rolle der Kalk- und Zementindustrie mit ihrem hohen Anteil an schwer vermeidbaren Prozessemissionen hervorgehoben.
4. Erst später werden in den meisten Szenarien größere Mengen BECCS und dann teilweise auch DACCS eingesetzt, um über Negativemissionen (CDR) verbleibende Residualemissionen etwa in der Landwirtschaft (dort hauptsächlich Methan und Lachgas) auszugleichen.
5. Die hohe Unsicherheit bezüglich des Beitrags und der Permanenz der CO<sub>2</sub>-Entnahme und Speicherung durch natürliche Ökosysteme wird in allen Studien hervorgehoben und unterstreicht die Notwendigkeit von technologischer CDR-Methoden.<sup>55</sup> Anders als die ebenfalls ambitionierten Minderungsziele in anderen Sektoren, bleiben die Zielvorgaben des § 3a KSG für den LULUCF-Sektor in manchen Studien unberücksichtigt. Eine ähnlich kritische Betrachtung mit den erforderlichen Annahmen für eine großmaßstäbliche Einführung von BECCS findet zumeist nicht statt.
6. Da sowohl (fossiles) CCU/S als auch BECCS und DACCS teilweise auf die gleichen Infrastrukturen angewiesen sind, verweisen die Studien auf die Notwendigkeit einer integrierten Betrachtung der Sektoren. Auch die Wechselwirkung zwischen dem LULUCF-Sektor und der Verfügbarkeit von nachhaltiger Biomasse erfordere nach Ansicht der Studien eine integrierte CO<sub>2</sub>-Entnahmestrategie. Indirekte Auswirkungen aller betrachteten CDR-Optionen und die unter Einbeziehung dieser Auswirkungen erreichbare THG-Minderung müssen dringend systematisch bewertet werden.
7. Die betrachteten Studien betonen den gesellschaftlichen Rückhalt, der für den den Hochlauf der CCU/S-Wirtschaft erforderlich sei. Dieser werde nur über transparente und inklusive Verfahren und einen kontinuierlichen Dialog mit relevanten Stakeholdern aus Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft erreicht.
8. Auf globaler Ebene weisen die Szenarien von IPCC und IEA ebenfalls erhebliche Mengen an notwendigen CO<sub>2</sub>-Abscheidekapazitäten auf. Diese werden für die CO<sub>2</sub>-Vermeidung, die nachhaltige Deckung des Kohlenstoffbedarfs sowie für Negativemissionen zum Ausgleich von schwer vermeidbaren Residualemissionen

<sup>54</sup> z. B. in (Deutscher Bundestag, 2018)

<sup>55</sup> IPCC macht aber auch auf Unsicherheiten bezgl. der Umsetzbarkeit und Permanenz von technologischen Methoden zur Erzielung negativer Emissionen aufmerksam: „Implementation of CCS currently faces technological, economic, institutional, ecological-environmental and socio-cultural barriers.“ (IPCC, 2022, AR6 WGIII).

benötigt. Ein zentraler Unterschied zu nationalen Studien ist die Rolle, die CCS an fossilen Kraftwerken für die Energieerzeugung spielt.

#### 8.4 CCU/S als Teil der Industriestrategie in Deutschland

Der Einsatz von CCU und CSS wird gemeinhin als Dekarbonisierungsoption für die Industrie diskutiert. Darüber hinaus zählen insbesondere die Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz sowie die Versorgung der Industrie mit grüner Energie, insbesondere durch die weitgehende Elektrifizierung von Industrieprozessen begleitet durch den Ausbau erneuerbarer Energien, zu den zentralen Maßnahmen zur Reduktion von THG-Emissionen in der Industrie.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen soll durch einen umfassenden Instrumentenkasten erzielt werden. Als Wesentlich ist hier der europäische Emissionshandel (EU-ETS) zu nennen, der national durch den Brennstoffemissionshandel (BEHG) ergänzt wird.

Eine wichtige Rolle kommen auch Maßnahmen zum Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu. So wird die Bundesregierung durch Klimaschutzverträge klimafreundliche aber aktuell noch unwirtschaftliche Produktionsverfahren, z. B. den Einsatz von grünem Wasserstoff, fördern. Hierzu sollen Mehrkosten unter Berücksichtigung des geltenden CO<sub>2</sub>-Preises ausgleichen werden. Hierfür notwendige Investitionskosten werden – neben zahlreichen weiteren Förderzielen wie Treibhausgasarme/-neutrale Herstellungsverfahren, innovative und hocheffiziente Verfahren zur Umstellung auf strombasierte Verfahren – durch das Programm „Dekarbonisierung in der Industrie“ adressiert. Auch werden über das IPCEI Wasserstoff integrierte Projekte entlang der gesamten Wasserstoffwertschöpfungskette gefördert.

Darüber hinaus unternimmt die Bundesregierung erhebliche Anstrengungen zur Steigerung der Energie- und Ressourceneffizienz von Unternehmen. Eine wichtige Rolle wird dabei dem sich in der Ausarbeitung befindlichen Energieeffizienzgesetz zukommen. Durch das Gesetz wird erstmals ein gebündelter, sektorübergreifender rechtlicher Rahmen für die Energieeffizienzmaßnahmen geschaffen. Über das Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G) sind bestimmte Unternehmen bereits heute verpflichtet, Energiemanagementsysteme ein- bzw. Energieaudits durchzuführen. Zudem ist die Einführung solcher Systeme eine zentrale Voraussetzung für den Erhalt von Beihilfen (bspw. zur Reduktion von Energiesteuern).

Um Energieeinsparverluste durch Nichtkonformität von Produkten unter der Ökodesign-Richtlinie und dem EU-Energielabel zu vermeiden, soll zudem eine Stärkung der Marktüberwachung, insbesondere im Rahmen der Weiterentwicklung des Energieverbrauchsrelevante-Produkte-Gesetzes umgesetzt werden.

Die regulatorischen Maßnahmen werden durch die Bundesförderung Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) als zentrales Förderprogramm für Energie- und Ressourceneffizienz sowie erneuerbare Prozesswärme in Industrie und Gewerbe flankiert. Außerdem ist ein neues Förderprogramm zum beschleunigten Aufbau digitaler und datenbasierter Ökosysteme für eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie für mehr Klimaschutz geplant.

Um das Wirtschaftswachstum vom klimaschädlichen Rohstoffverbrauch abzukoppeln, fördert die Bundesregierung über das „Technologietransfer-Programm Leichtbau“ zudem die breite Etablierung innovativer Leichtbautechnologien in verschiedensten Branchen. So können Material- und Energieeffizienzpotenziale über den gesamten Lebenszyklus der Produkte gehoben werden. Das Programm wird durch die geplante Leichtbaustrategie der Bundesregierung langfristig begleitet. Zudem bringt sich die Bundesregierung aktiv im Rahmen des EU-Aktionsplans Kreislaufwirtschaft ein und erarbeitet aktuell eine, im Koalitionsvertrag angekündigte, Nationale Kreislaufwirtschaftsstrategie mit weiteren wichtigen Maßnahmen.

Ein weiteres wichtiges Instrument zur Dekarbonisierung der Industrie ist die Schaffung grüner Leitmärkte. Hierbei geht es nicht zuletzt um die Etablierung von Standards bzw. Labels für grüne Grundstoffe und Produkte. Ein branchenübergreifender Stakeholderdialog der Bundesregierung zu grünen Leitmärkten hat bereits begonnen. Auch die Gespräche mit der Industrie und anderen Stakeholdern zu „Leitmärkten für grüne Industrieprodukte und Grundstoffe“ werden aktiv fortgeführt.

Die dargestellten Instrumente werden maßgeblich zur Verringerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in der Industrie beitragen, insbesondere indem energie- und treibhausgasintensive Branchen auf klimaneutrale Produktionsverfahren umgestellt werden und energiebedingte THG-Emissionen weitmöglichst vermieden werden.



## **Teil B**

**Vorschläge für Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Evaluierung des KSpG  
für eine anwendungsübergreifende Rechtssicherheit von CCU/S**

## Einordnung

Im Zuge des vorliegenden Evaluierungsberichts zum KSpG wurde festgestellt, dass der aktuelle Rechtsrahmen der konkreten Anwendung von CCS und auch CCU in der Praxis entgegensteht. Die Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Leitungen zum Zwecke von CCU ist rechtlich nicht möglich. Gleichzeitig sehen die in dem Bericht analysierten Klimaneutralitätsstudien diese Technologien in unterschiedlichen Abstufungen als einen Teil einer Strategie zur Erreichung der im Klimaschutzgesetz festgelegten Treibhausgasneutralität für Deutschland bis 2045.

Im Folgenden werden erste Empfehlungen der Bundesregierung ausgesprochen für mögliche Maßnahmen, mit denen grundsätzliche Unsicherheiten in der bestehenden Rechtslage behoben werden könnten, ohne eine Vorfestlegung auf gesetzliche Maßnahmen oder einzelne Anwendungen zu treffen. Insofern stehen die Empfehlungen in ihrer Ausgestaltung unter dem Vorbehalt einer vertieften Prüfung. Ziel einer kurzfristigen Anpassung des Rechtsrahmens wäre aus Sicht der Bundesregierung zunächst lediglich die Ermöglichung insbesondere der Planung und Vorbereitung von Vorhaben zur Schaffung einer leitungsgebundenen CO<sub>2</sub>-Transportinfrastruktur. Im Falle der weiteren Konkretisierung sind sämtliche Maßnahmen im Rahmen der in den jeweiligen Einzelplänen des Bundeshaushalts zur Verfügung stehenden finanziellen und personellen Ressourcen umzusetzen.

Erst in der Carbon Management Strategie (CMS), die aufbauend auf einem breiten Stakeholderprozess entwickelt wird, soll festgelegt werden, wie CCU/S in ein Portfolio von Maßnahmen zur Erreichung von Treibhausgasneutralität in Deutschland eingebettet werden könnte. Die CMS soll ebenfalls beschreiben, welche Anwendungsgebiete und Maßnahmen dafür vorgesehen werden. Bei möglichen an diesen Evaluierungsbericht anschließenden kurzfristigen Anpassungen des Rechtsrahmens muss sichergestellt werden, dass diese keine unerwünschten Pfadabhängigkeiten schaffen, welche in einem Widerspruch zu möglichen Entscheidungen der Carbon Management Strategie stünden.

Zugleich haben aus Sicht der Bundesregierung für die Erreichung von THG-Neutralität weiterhin Emissionsminderung und -vermeidung, sowie die Steigerung von Effizienz oberste Priorität. Zentral ist und bleibt für den Klimaschutz die Dekarbonisierung, das heißt neben dem Kohleausstieg der Ausstieg aus den fossilen Energien insgesamt. Dazu gilt es, den massiven Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzutreiben, den Hochlauf von insbesondere grünem Wasserstoff zu befördern und die Nutzung fossiler Energieträger Schritt für Schritt zu reduzieren und zu beenden. Die Maßnahmen nach KSpG müssen zudem mit den Zielen des § 3a KSG in Einklang stehen.

In der gegenwärtigen Rechtslage bestehen verschiedene Hindernisse bei allen Prozessschritten von CCU/S. Auf europäischer Ebene existiert mit der EU-CCS-Richtlinie (2009/31/EG) bereits ein Instrument, welches die Speicherung von CO<sub>2</sub>, bestimmte Aspekte der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und des Transports per Pipeline regelt. CCS fällt in den Anwendungsbereich der EU-Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG. In Deutschland bildet das KSpG den gesetzlichen Rahmen für CCS und den leitungsgebundenen CO<sub>2</sub>-Transport zu Speicherstätten. Für den internationalen Transport in Meeresgebieten sind insbesondere das London-Protokoll und das OSPAR-Übereinkommen von Bedeutung, sowie im regionalen Anwendungsgebiet der EU-Meeressstrategie-Rahmenrichtlinie, auch diese.

Unabhängig von rechtlichen Anpassungen sollten soweit nach den derzeitigen Rahmenbedingungen möglich, bereits kurzfristige Anreize für die Abscheidung, Nutzung und den Transport von CO<sub>2</sub> aus industriellen Prozessen und der Abfallwirtschaft geschaffen werden, damit notwendige Investitionen zum Aufbau von nachhaltigen Kohlenstoffkreisläufen initiiert werden können, allerdings immer unter der Voraussetzung, dass Pfadabhängigkeiten für die Nutzung fossiler Energieträger vermieden werden.

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

Wenngleich die immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren, die aus dem Stand der Technik resultierenden Vorgaben und auch die Gesetze für die Entsorgung des Abwassers bisher nur teilweise explizit auf die CO<sub>2</sub>-Abscheidung ausgerichtet sind (siehe Kapitel 3.2.1), bietet der bestehende Rechtsrahmen grundsätzlich bereits Flexibilitäten für die Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlagen. Im Dialog mit Betreibern und im Rahmen eines regelmäßigen Austausches mit den für den Vollzug zuständigen Behörden der Länder, wird es daher darauf ankommen, ggf. bestehende Rechtsunsicherheiten zu beseitigen. Geeignete Instrumente hierfür können u. a. die Beantwortung von Zweifelsfragen oder die Erstellung von Vollzugshinweisen gemeinsam mit den Ländern sein. Zeigt sich dabei das Erfordernis für rechtliche Anpassungen, so sollte diesem zügig nachgekommen werden. In der Folgenabschätzung zur aktuellen Revision des europäischen, anlagenbezogenen Immissionsschutzrechts (Richtlinie über Industrieemissionen) hat die Europäische Kommission unter anderem aufgezeigt,

wie die Weiterentwicklungen im bestehenden rechtlichen Rahmen die Marktdurchdringung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung unterstützen können.<sup>56</sup>

Die Bundesregierung plant daher:

*Gemeinsame Prüfung mit Vorhabenträgern und den Ländern ob und ggf. welche Rechtsunsicherheiten bei der Konzeption von Projekten bzw. anstehenden Genehmigungsverfahren bestehen und Klärung der daraus resultierenden Vollzugsfragen.*

*Unterstützung der Initiative der Europäischen Kommission zur Weiterentwicklung der immissionsschutzrechtlichen Instrumente im bestehenden Rahmen mit dem Ziel die Marktdurchdringung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung zu unterstützen.*

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

Für den CO<sub>2</sub>-Transport mit Zug, Lkw und Schiff gilt in Deutschland das Gefahrgutrecht. Nach Auffassung von Rechtsexperten ist davon auszugehen, dass das KSpG trotz der faktischen Unmöglichkeit der Genehmigung inländischer Kohlendioxidspeicher auch für CO<sub>2</sub>-Pipelines einschlägig ist; dennoch könnte eine explizite Klarstellung der Anwendbarkeit des Gesetzes isoliert für CO<sub>2</sub>-Pipelines Unsicherheiten vermeiden (BBH, 2022a).

Errichtung, Betrieb und wesentliche Änderungen von Kohlendioxidleitungen unterliegen dem Planfeststellungsverfahren. § 4 Absatz 2 Satz 1 des KSpG verweist für die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens auf Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Verwaltungsverfahrensgesetzes (VwVfG).<sup>57</sup> Hierbei handelt es sich um verfahrensrechtliche Vorgaben, die auch der Beschleunigung des Planfeststellungsverfahrens dienen. Die entsprechende Anwendung auf die Genehmigung von CO<sub>2</sub>-Leitungen ist vor diesem Hintergrund grundsätzlich als positiv zu bewerten. Der Verweis auf § 43b EnWG ist allerdings nicht mehr aktuell und sollte entsprechend angepasst werden.

Nach § 4 Absatz 3 Satz 1 KSpG sind für die Vorarbeiten, Veränderungssperren, Vorkaufsrechte und vorzeitige Besitzeinweisungen die §§ 44 bis 44b EnWG entsprechend anzuwenden. Schließlich gelten nach § 4 Absatz 3 Satz 2 KSpG für Anforderungen an die Kohlendioxidleitungen die § 49 Absatz 1 und 2 Nummer 2, Absatz 3, 5 und 6 Satz 1 und Absatz 7 EnWG entsprechend. Die entsprechende Anwendbarkeit des § 49 EnWG führt jedoch wegen der Unterschiede des CO<sub>2</sub> einerseits und Gas bzw. Strom andererseits zu erheblichen Anwendungsschwierigkeiten, sodass hier Überarbeitungsbedarf gesehen wird. So stellt sich vor allem der Verweis auf § 49 Absatz 2 Nummer 2 EnWG als problematisch dar. Nach § 49 Absatz 1 EnWG müssen Energieanlagen so errichtet und betrieben werden, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist, wobei die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten sind. Nach § 49 Absatz 2 Nummer 2 EnWG wird die Einhaltung der allgemein anerkannten Regeln der Technik vermutet, wenn die technischen Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) eingehalten sind. Seit April 2022 gibt es auch spezifische Arbeitsblätter des DVGW zu Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen sowie Planung und Errichtung von Kohlenstoffdioxidleitungen aus Stahlrohren, sodass den Besonderheiten von CO<sub>2</sub> hiermit nunmehr Rechnung getragen wurde. Zu prüfen ist die Notwendigkeit einer Rechtsverordnung auf Grundlage des § 4 Absatz 6 KSpG bzgl. Einzelheiten zur Planfeststellung sowie der Anforderungen an die Sicherheit von Kohlendioxidleitungen.

Im KSpG könnten auf der Grundlage einer Stellungnahme des Bundesrats<sup>58</sup> außerdem weitere bzw. konkretisierende Verweise auf das EnWG aufgenommen werden, um größtmögliche Rechtssicherheit bei Planung und Betrieb von CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturen zu schaffen. Die Bundesregierung hatte sich in ihrer Gegenäußerung bereits grundsätzlich zustimmend geäußert, für die Anpassungen aber auf die nunmehr stattfindende Evaluierung des KSpG verwiesen.<sup>59</sup>

<sup>56</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022SC0111> (siehe unter anderem Tabelle A11-2).

<sup>57</sup> Danach sind die Vorgaben für das Planfeststellungsverfahren aus den §§ 72 bis 78 VwVfG nach Maßgabe des § 43a Nummer 1 bis 4 EnWG, 43b Nummer 3 bis 5 EnWG (a. F.) und des § 43e EnWG entsprechend anzuwenden.

<sup>58</sup> Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung vom 20.05.2022, Bundesratsdrucksache 164/1/22.

<sup>59</sup> Unterrichtung durch die Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Zusammenhang mit dem Klimaschutz-Sofortprogramm und zu Anpassungen im Recht der Endkundenbelieferung – Bundtagsdrucksache 20/1599 – Stellungnahme des Bundesrates und Gegenäußerung der Bundesregierung, Bundtagsdrucksache 20/1977, Zu Ziffer 38.

Die Bundesregierung empfiehlt daher:

*Konkretisierung bzw. Berichtigung der Verweise auf das EnWG unter Berücksichtigung der Stellungnahme des Bundesrats.*

Dem grenzüberschreitenden Transport von CO<sub>2</sub> steht der für Deutschland aktuell gültige internationale Rechtsrahmen entgegen. Die Ergänzung des Artikel 6 des London-Protokolls von 2009 erlaubt den grenzüberschreitenden Transport zum Zweck der Speicherung unterhalb des Meeres, wurde von Deutschland jedoch bisher noch nicht ratifiziert. Auch die provisorische Anwendung der Ergänzung zu Artikel 6 (siehe Kap. 4.3) ist bislang von Deutschland nicht erklärt worden. Nach einer von der EU-Kommission am 30. September 2022 veröffentlichten Einschätzung seien jedoch keine bilateralen Abkommen zwischen Vertragsstaaten des London-Protokolls im Europäischen Wirtschaftsraum erforderlich, da die CCS-Richtlinie und ETS-Richtlinie Abkommen im Sinne von Artikel 6 des London-Protokolls sind.<sup>60</sup> Diese Einschätzung wird aktuell geprüft.

Die Bundesregierung empfiehlt daher:

*Ratifizierung der Ergänzung des Artikels 6 des London-Protokolls von 2009 und in der Folge Erklärung der vorläufigen Anwendung gemäß Beschluss von 2019.*

*Prüfung der Einschätzung der EU-Kommission und ggf. Prüfung von bilateralen Abkommen mit Empfängerländern von CO<sub>2</sub>, soweit notwendig.*

Eine rechtssichere Anrechenbarkeit der CO<sub>2</sub>-Abscheidung im Rahmen des EU-ETS erfolgt aktuell nur für den CO<sub>2</sub>-Pipelinetransport mit anschließender geologischer Speicherung. Eine klare Regelung für andere Transportmodalitäten wie Zug, Lkw oder Schiff, die insbesondere für dezentrale Abscheidung eine Rolle spielen können, ist bisher nicht erfolgt. Zudem ist die Haftung von Leckagen insbesondere im Rahmen des Schiffstransports nicht ausreichend geklärt (Benrath, 2021). Im Rahmen der aktuellen Reform des EU-ETS wurde jedoch vorgeschlagen, dass diese Rechtsunsicherheit durch Erweiterung des Wortlauts auf „Transport“ und damit Entfall der Beschränkung auf Pipelines adressiert wird (siehe Kapitel 3.2.2). Darüber hinaus muss auch die Monitoring-Verordnung entsprechend angepasst werden.

Die Bundesregierung setzt sich daher dafür ein:

*Der multimodale Transport von CO<sub>2</sub> wird im Rahmen der Novellierung der ETS-Richtlinie rechtssicher ausgestaltet; dabei sollte die Integration von Zug-, Lkw- und Schiffstransport in den rechtlichen Rahmen sichergestellt werden.*

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

Die geologische Speicherung in Deutschland (sowohl an Land als auch im Meer) ist aktuell durch das Ablaufende der Frist für das Stellen von Zulassungsanträgen im KSpG ausgeschlossen (Stichtag war der 31. Dezember 2016). Angesichts der hohen TRL für den Rohrleitungstransport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> sowie der internationalen Erfahrungen wird die Notwendigkeit einer eigenen Demonstrationsphase hierfür in Deutschland zu prüfen sein. Ferner ist die jährliche Speichermenge nach § 2 Nummer 2 KSpG in Deutschland insgesamt und pro Speicherprojekt begrenzt.<sup>61</sup> Der voraussichtliche Bedarf zur Speicherung schwer vermeidbarer CO<sub>2</sub>-Emissionen geht zudem darüber hinaus.

Die Bundesregierung prüft,

*im Rahmen der Carbon Management Strategie die Ermöglichung der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland inkl. unter dem Meeresboden. Für den Fall der Befürwortung müssten dazu entsprechende Änderungen am KSpG vorgenommen werden, etwa die Streichung der Antragsfrist für Speicherprojekte sowie die Anpassung der Gesamtspeichermengen.*

*Die Begleitforschung zu einem Kohlendioxidspeichervorhaben im industriellen Maßstab, vor allem zu den Umweltauswirkungen, ist bereits kurzfristig zu ermöglichen, um die erforderlichen Entscheidungsgrundlagen zu erhalten. In diesem Zusammenhang wäre ein hohes Umweltschutzniveau zu gewährleisten. In jedem Falle ist das Vorsorgeprinzip anzuwenden.*

<sup>60</sup> Commission services analysis paper for the Information Exchange Group (IEG) under Directive 2009/31/EC – 30.09.2022, The EU legal framework for crossborder CO<sub>2</sub> transport and storage in the context of the requirements of the London Protocol, page 26.

<sup>61</sup> Laut KSpG dürfen nur Kohlendioxidspeicher zugelassen werden, „in denen jährlich nicht mehr als 1,3 Millionen Tonnen Kohlendioxid eingespeichert werden und soweit im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes eine Gesamtspeichermenge von 4 Millionen Tonnen Kohlendioxid im Jahr nicht überschritten wird.“

Der unterirdische Raum kann in unterschiedlicher Weise genutzt werden. Nutzungskonflikte und Synergien sind denkbar. Ebenso kann der unterirdische Raum stockwerksweise genutzt werden. Eine Untertägige Raumordnung gibt es bislang noch nicht. § 2 Absatz 5 KSpG („Länderklausel“) gibt zudem den Bundesländern die Möglichkeit, Gebiete für die CO<sub>2</sub>-Speicherung auszuweisen oder auszuschließen. Diese Möglichkeit haben einige Bundesländer genutzt, um die Speicherung in ihrem gesamten Hoheitsgebiet auszuschließen (siehe Kapitel 3.2.3).

Die Bundesregierung plant daher:

*Falls die Carbon Management Strategie die Ermöglichung der CO<sub>2</sub>-Speicherung in Deutschland, auch unter dem Meeresboden, befürworten sollte, gemeinsam mit den Ländern die Erarbeitung von Regelungen zur Untertage-Raumplanung und einen Dialog über die die Speicherung von CO<sub>2</sub>.*

Rechtssicherheit bei der CO<sub>2</sub>-Speicherung erfordert eine Regelung für Haftung bei CO<sub>2</sub>-Leckagen. Die EU-Richtlinie 2009/31/EG sieht in den Artikeln 16 bis 18 vor, dass die Haftung für geologische Lagerstätten für eine von der zuständigen Behörde festzulegende Mindestfrist (mindestens jedoch 20 Jahre) beim Lagerstättenbetreiber liegt und danach an die Regierung übergeht. § 29 Absatz 1 KSpG enthält Regelungen zur Haftung des Verantwortlichen für Schäden. § 31 Absatz 1 KSpG legt diesen Haftungszeitraum auf mindestens 40 Jahre nach dem Abschluss der Stilllegung des Kohlendioxidsspeichers fest, nach welcher der Betreiber des Kohlendioxidsspeichers verlangen kann, dass unter definierten Voraussetzungen die Verantwortung auf das Land, das die zuständige Behörde eingerichtet hat, übertragen wird. Bis zum Zeitpunkt der Übertragung der Verantwortlichkeit nach § 31 KSpG besteht gemäß § 30 KSpG die Verpflichtung des Speicherbetreibers, eine Deckungsvorsorge zu treffen. Zur Konkretisierung von Deckungsvorsorge und Übertragung der Verantwortung ist auch eine Ermächtigung zum Erlass von Rechtsverordnungen in § 32 KSpG vorhanden.

Die Behördenzuständigkeit bestimmt sich gemäß § 39 Absatz 1 KSpG nach dem jeweiligen Landesrecht, es sei denn, das KSpG bestimmt etwas Anderes. Zum Teil ist daher die BGR zuständig, z. B. als Registerbehörde i. S. d. § 6 KSpG.

Daneben enthält das KSpG für den Bereich der Speicherung weitere Ermächtigungsgrundlagen, die konkretisierende Rechtsverordnungen ermöglichen. Etwa können nach § 25 KSpG Anforderungen an Untersuchung, Errichtung, Betrieb, Überwachung, Stilllegung, Nachsorge und Eigenschaften von CO<sub>2</sub>-Speichern geregelt werden. Weiterhin können Anforderungen an die Zusammensetzung von CO<sub>2</sub>-Strömen und Höchstkonzentrationen von prozessbedingten Nebenbestandteilen, sowie erforderliche Maßnahmen im Fall von Leckagen oder anderen Unregelmäßigkeiten festgelegt werden.

Die Bundesregierung empfiehlt daher:

*Prüfung der Notwendigkeit weiterer konkretisierender Rechtsverordnungen und ggf. Erlass der entsprechenden Rechtsverordnungen nach dem KSpG, sofern für den Regelungszweck noch nicht eindeutige Regelungen vorliegen. Diese Rechtsverordnungen sollten entsprechend dem aktuellen Stand der Technik und dem intendierten Gesetzeszweck ausgestaltet sein.*

*Benennung zuständiger Genehmigungsbehörden zwecks Klarheit und Effektivität des Verwaltungsverfahrens durch die Länder, soweit dies bislang nicht erfolgt ist*

### **CO<sub>2</sub>-Nutzung und deren Anrechnung**

Bislang ist die Nutzung von CO<sub>2</sub> weder auf europäischer noch auf nationaler Ebene umfassend geregelt. In Deutschland definiert § 3 Nummer 6 KSpG Kohlendioxidleitungen bislang als „dem Transport des Kohlendioxidstroms zu einem Kohlendioxidsspeicher“ dienende Leitungen. Damit ist der aktuell geltende Rahmen nicht für den Pipeline-Transport zum Zwecke der CO<sub>2</sub>-Nutzung ausgelegt. Durch diese Regelungslücke entstehen Unsicherheiten, welche zu langwierigen Genehmigungsverfahren führen könnten. Um dies zu vermeiden, könnte die Definition von Kohlendioxidleitungen im KSpG angepasst und z. B. eine Legaldefinition in § 3 KSpG eingefügt werden.

Die Bundesregierung empfiehlt daher:

*Anpassung des KSpG zur Ermöglichung des leitungsgebundenen Transports von CO<sub>2</sub> zu anderen Zwecken als der Speicherung im geologischen Untergrund-*

*Außerdem zu prüfen wäre eine Erweiterung der Enteignungsvorschrift in § 4 Absatz 5 KSpG auf CCU-Zwecke.*

Auf europäischer Ebene wird nach Artikel 49 Absatz 1 der EU-Monitoringverordnung bislang die Anrechnung der Nutzung von CO<sub>2</sub> im EU-ETS nur bei der Herstellung von präzipitiertem Kalziumcarbonat erlaubt. Aktuell zeichnet sich im Rahmen der Reform der EU-ETS-Richtlinie ab, dass CCU zukünftig Berücksichtigung finden soll (siehe Kapitel 3.1). Im Zuge dieser Reform gilt es genauer zu definieren, welche Nutzungsmöglichkeiten mit welcher Lebensdauer von Produkten, die abgeschiedenes CO<sub>2</sub> beinhalten, angerechnet werden können und welche weiteren Anforderungen an solche Produkte gelten sollten.

Für die Bilanzierung der Klimawirkung von kurzlebigen Produkten aus der CO<sub>2</sub>-Nutzung wie kohlenstoffbasierten synthetischen Energieträgern und Kraftstoffen sind ebenfalls klare Regularien auf europäischer Ebene erforderlich. Derzeit liegen lediglich Entwurfsfassungen der EU-Kommission zu Delegierten Rechtsakten zur Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) vor: Für die Methodik zur Berechnung der Treibhausgaseinsparung hat die Kommission bereits einen Entwurf in Form eines delegierten Rechtsaktes vorgelegt;<sup>62</sup> jedoch soll die Herkunft des Kohlenstoffs nach ihrer Einschätzung zumindest kurz- bis mittelfristig keine Rolle spielen.<sup>63</sup>

### Bilanzierung von Negativemissionen

Durch die fehlenden Standards für Bilanzierung und Anrechnung von durch technische CO<sub>2</sub>-Entnahme- und Speichertechnologien erzielbare Negativemissionen (bspw. über DACCS und BECCS) bestehen aktuell kaum Investitionsanreize für die Entwicklung und den Ausbau von CDR-Methoden.

Denn für die Lebenszyklusbetrachtung einzelner Projekte, die erforderlich für die Erfassung von Negativemissionen ist, gibt es aktuell weder auf europäischer Ebene noch in nationalem Recht hinreichende Regularien. Dazu soll die Kommission dem Parlament bis zum 1. Januar 2025 einen Bericht vorlegen. Die Thematik der Lebenszyklusbetrachtung findet ebenfalls im Rahmen der Reform Beachtung (siehe Kapitel 3.1).

Der am 30. November 2022 vorgelegte EU-Verordnungsentwurf für die Zertifizierung von Kohlenstoff soll ein Zertifizierungssystem mit eindeutigen, europaweiten Standards schaffen (Europäische Kommission, 2022a). In diesem sollen klare Regeln die Transparenz, Konsistenz und Vergleichbarkeit von Negativemissionen garantieren und dabei insbesondere die Permanenz der Speicherung berücksichtigen. Derzeit sind allerdings einige Fragen zu den Vorschlägen der EU-Kommission nicht ausreichend beantwortet. Dies betrifft insbesondere auch die Auslagerung von wichtigen Anforderungen an die Umweltintegrität sowie der Bewertung einzelner Entnahmetaktivitäten in nachgelagerte Rechtsakte. Es ist auch derzeit nicht erkennbar, wie die mit bestimmten Entnahmettechnologien (hier relevant insbesondere BECCS und DACCS) verbundenen indirekten Auswirkungen (auch auf die THG-Bilanz) systematisch bewertet werden sollen.

Die Bundesregierung strebt daher durch eine Zusammenarbeit auf europäischer Ebene an:

*Die Entwicklung eines klaren Rahmens für die Zertifizierung und Bilanzierung von Negativemissionen. Dabei muss sichergestellt werden, dass die EU-Zertifizierung für CO<sub>2</sub>-Entnahmen auf einem transparenten und robusten Monitoringsystem aufbaut, nachteilige Auswirkungen auf natürliche Ökosysteme vermeidet und im Einklang mit anderen Nachhaltigkeitszielen ausgestaltet wird. Entscheidend bei Negativemissionen ist die Klimawirksamkeit.- Dies betrifft insbesondere die Zusätzliche, die Vermeidung von Doppelzählung, die korrekte Einberechnung indirekter Effekte und die Permanenz der Entnahme, welche sicherstellen, dass tatsächlich eine klimawirksame CO<sub>2</sub>-Entnahme stattfindet.*

*Begleitung der Reform der RED II und Erarbeitung einer stringenten Methodik für die Berechnung von THG-Einsparungen durch Produkte, die abgeschiedenes oder über natürliche Ökosysteme gebundenes CO<sub>2</sub> enthalten.*

### Allgemein

Bei den oben skizzierten Weiterentwicklungen des KSpG stimmt für dieses die Bezeichnung als „Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ nicht mehr mit dem intendierten Bestimmungszweck überein. Die Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens für CCS und CCU von der CO<sub>2</sub>-Quelle über den Transport bis zur dauerhaften Speicherung und Nutzung sollte daher auch in der Gesetzesbezeichnung sowie in § 1 zum Zweck und § 2 Absatz 1 zum Geltungsbereich des Gesetzes, der ebenfalls auf die dauerhafte Speicherung in unterirdischen Gesteinsschichten Bezug nimmt, entsprechend angepasst werden.

<sup>62</sup> Draft delegated regulation – Ares(2022)3836721 supplementing Directive (EU) 2018/2001, Annex - Ares(2022)3836721.

<sup>63</sup> Draft delegated regulation – Ares(2022)3836721 supplementing Directive (EU) 2018/2001, recital (7).

Die Bundesregierung empfiehlt daher:

*Ausgehend von der Weiterentwicklung des KSpG, auch den Gesetzeszweck sowie die Bezeichnung des KSpG daraufhin anzupassen, dass diese im Einklang mit dem angepassten Zweck des Gesetzes stehen. Klimaschutz sollte dabei explizit im Gesetzeszweck genannt werden. Dabei sollte auch das im KSG verankerte Ziel der THG-Neutralität bis 2045 und das Ziel der Negativen Emissionen nach 2050 dargestellt werden.*



## **Teil C**

**Weitergehende Vorschläge für die Entwicklung einer Carbon Management Strategie und Identifikation zentraler Maßnahmenfelder zur Etablierung einer CCU/S-Wirtschaft**

### Die Carbon Management Strategie als Baustein zur Erreichung der Treibhausgasneutralität

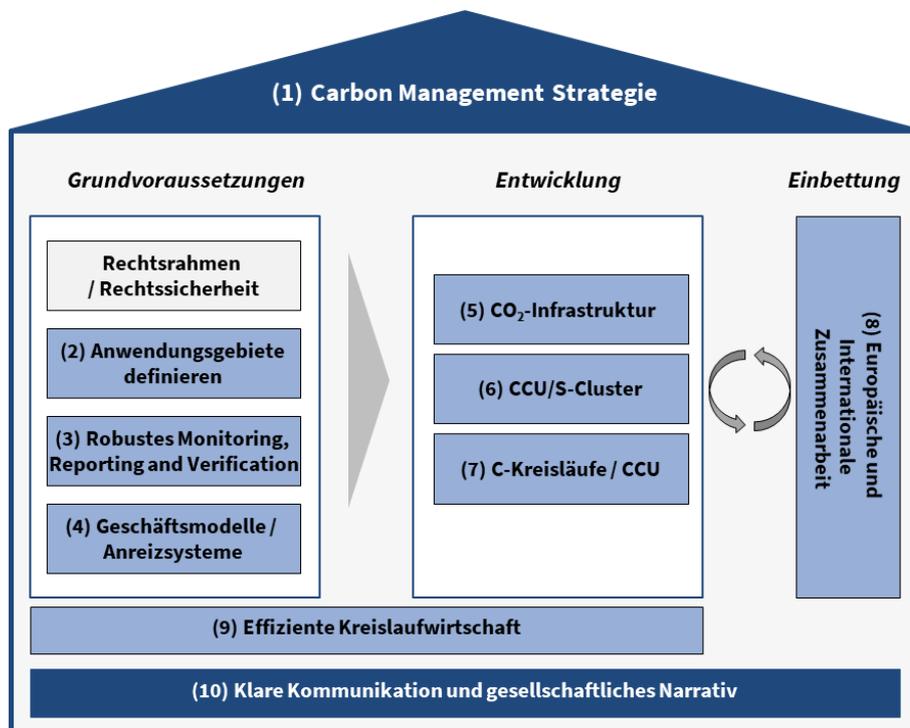
Der Vergleich von nationalen und internationalen Studien (siehe Kapitel 8) zeigt auf, dass Treibhausgasneutralität in Deutschland, Europa und global nur mit dem Einsatz von CCU/S zumindest in der Industrie und dem Abfallsektor sowie der (gegebenenfalls auch sektorübergreifenden) Entwicklung von CDR-Methoden realistisch scheint.

Die Entwicklung der gesamten CCU/S-Prozesskette inklusive des Aufbaus der korrespondierenden Infrastrukturen befindet sich jedoch aktuell noch am Anfang. Der aktuelle Evaluierungsbericht zeigt dabei die Entwicklungen der einzelnen Technologien auf und kommt zu dem Schluss, dass diese weitgehend ausgereift sind (siehe Kapitel 2). Wesentliche Fragen hinsichtlich der Technologien BECCS und DACS sind noch ausstehend. Eine umfassende Bewertung erfolgt im Rahmen der Langfriststrategie für Negativemissionen auch unter Berücksichtigung der Carbon Management-Strategie und der Biomassestrategie. Dabei werden fortlaufend Forschungserkenntnisse zu CDR und negativen Emissionen berücksichtigt.

Die Bundesregierung hat die Erarbeitung einer Carbon Management Strategie angekündigt und wird diese 2023 vorlegen. In dieser sollen mögliche Einsatzgebiete für CCU und CCS benannt sowie die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen für einen erfolgreichen Hochlauf einschließlich der Schaffung der notwendigen Infrastruktur identifiziert werden. Die Betrachtung legt ihren Schwerpunkt nicht bzw. schwer vermeidbare Prozessemissionen in der Industrie.

Nach der Schaffung einer grundsätzlichen anwendungsorientierten Rechtssicherheit für die Prozesskette über Abscheidung, Transport, Nutzung und Speicherung von CO<sub>2</sub> (siehe Teil B) können im Rahmen der Carbon Management Strategie Diskussionen zur anzustrebenden Rolle von CCS- und CCU-Anwendungen geführt und darauf aufbauend Handlungsfelder für den Hochlauf entwickelt werden.

Abbildung 18: Erste Maßnahmenfelder für den Hochlauf von CCU/S, eigene Darstellung



Im ersten vom BMWK und der dena durchgeführten Stakeholderworkshop zu CCU/S und Carbon Management wurden einige dieser Fragen diskutiert. Die untenstehende Anführung erster zentraler Handlungsfelder beruht unter anderem auf diesem Stakeholderdialog.

Es sollte 1) eine nationale Carbon Management Strategie erarbeitet werden. Eine geeignete Governance stellt dabei sicher, dass die Ziele der Strategie erreicht werden können.

## Grundvoraussetzungen

Innerhalb der Strategie müssen zunächst die Grundvoraussetzungen für den Einsatz von CCU/S geschaffen werden. Neben der Rechtssicherheit (siehe Teil B) müssen als Grundvoraussetzung auch 2) Anwendungsgebiete von CCU und CCS definiert und möglicherweise in einer Systematik priorisiert werden, auch um noch nicht ausreichend bewertbaren indirekten Auswirkungen bestimmter Anwendungen vorzubeugen. Die Einbettung in ein Maßnahmenpaket verschiedener Klimaschutzoptionen kann sicherstellen, dass der Einsatz von CCU/S und CDR nicht zu reduzierten THG-Minderungsanstrengungen führt. Dabei ist die möglichst weitreichende Reduktion der schwer vermeidbaren Emissionen, unter anderem durch die Kreislaufwirtschaft und die effizientere Nutzung von Ressourcen als Voraussetzung zu berücksichtigen. Zu Bedenken ist, dass es sich um komplexe und sehr vielfältige technische Industrieprozesse handelt. Die Entscheidung, welche Technologie ggf. sinnvoll ist hängt auch von Standortspezifika und ökonomischen Rahmenbedingungen (z. B. Kosten und Mengen erneuerbarer Energie vor Ort) ab. Wichtig bei der Definition von Anwendungsgebieten von CCU/S ist auch die Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses von „nicht bzw. schwer vermeidbaren Emissionen“, für welche CCU/S prioritär eingesetzt werden sollte.

Eine weitere Grundlage für den Einsatz von CCS und CCU zum Zwecke des Klimaschutzes ist eine saubere Bilanzierung, welche ein 3) robustes und transparentes System von Monitoring, Reporting and Verification (MRV) erfordert. Dieses muss auch sicherstellen, dass die Umweltverträglichkeit stets gewahrt ist und Risiken minimiert werden und dass auch indirekte Auswirkungen erfasst werden. Es sollte möglichst auf europäische bzw. internationale Regelungen hingewirkt werden.

Aufbauend auf einem stringenten MRV-System ermöglichen erst 4) tragfähige Geschäftsmodelle und Anreizsysteme die Anwendung von CCU und CCS in für die Erreichung der Klimaziele notwendigem Maße. Der Hochlauf ist auch Voraussetzung dafür, dass CCU/S in den priorisierten Anwendungsfeldern zur Erreichung der Klimaziele in entsprechendem Maße eingesetzt werden können.

## Entwicklung

Die Entwicklung von CCU/S benötigt den 5) Aufbau von CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen. Voraussetzung ist hier ein für die identifizierten Anwendungsfelder geeigneter Rechtsrahmen. Eine integrierte, sektorübergreifende Planung könnte dabei Synergieeffekte erzielen.

Ein besonderes Augenmerk wird beim Infrastrukturaufbau auf die Identifikation und Entwicklung von 6) CCU/S-Clustern gelegt, in welchen CO<sub>2</sub>-intensive Industrien sowie ggf. CO<sub>2</sub>-Abnehmer, die sich in räumlicher Nähe befinden, eine gemeinsam genutzte Infrastruktur aufbauen können. Damit werden insbesondere in der Anfangsphase von CCU/S-Projekten Skalen- und Synergieeffekte sinnvoll genutzt.

7) Ein treibhausgasneutraler Kohlenstoffkreislauf wird auch CCU-Verfahren benötigen, um den zukünftigen Kohlenstoffbedarf für die Industrie und die Produktion synthetischer Energieträger zu decken. Eine Carbon Management Strategie muss sich daher auch mit der Nachfrageseite von Kohlenstoff beschäftigen und diese in die ganzheitliche Betrachtung integrieren.

## Einbettung

Bei der Anwendung von CCU und CCS ist auch die Einbindung in die 8) europäische und internationale Ebene zu berücksichtigen. Dies gilt nicht nur für die direkte Einwirkung der europäischen Gesetzgebung auf die nationale Entwicklung (etwa über den ETS oder THG-Minderungsquoten), sondern auch für die grenzüberschreitende Infrastrukturplanung, europäische Forschung und Förderung sowie die internationale Technologieentwicklung.

Der erste Stakeholderdialog im Rahmen der Erstellung des aktuellen Evaluierungsberichts zum KSpG zeigte zudem die Wichtigkeit einer 9) offenen und klaren Kommunikation mit einem gesamtgesellschaftlichen Dialog auf, um Vertrauensverluste durch intransparente Prozessgestaltung und mangelhafte Kommunikation wie in der vergangenen Debatte um CCS zu vermeiden. Wichtig hierfür ist auch eine verständliche und einheitliche Terminologie um CCS und CCU. Die in diesem Bericht verwandten Begriffe werden im Rahmen der Erstellung der Strategie noch auf Anpassungsbedarf überprüft.

Ein Teil der in Maßnahmenfeld 2 genannten Einbettung in ein umfassendes Maßnahmenpaket sollte auch darin bestehen zu prüfen, wie über neue Produktionsverfahren, Materialeffizienz oder Materialsubstitution wie dem Einsatz alternativer Baustoffe der notwendige Umfang der CO<sub>2</sub>-Abscheidung verringert werden und diese Umstellung unterstützt werden kann. Über eine Verlängerung von Produktlebenszyklen und anderen Fortschritten

hin zu einer stärker zirkulären Wirtschaftsweise kann die 10) Kreislaufwirtschaft einen Beitrag zur Transformation der Industrie leisten.

Über diese Punkte hinaus wird sich die Carbon Management Strategie mit weiteren wesentlichen Handlungsfeldern und Fokusthemen befassen müssen. Die hier skizzierten Handlungsfelder sind im Kontext des aktuellen Evaluierungsberichts zu verstehen und beziehen sich damit stark auf CCS. Im Falle der weiteren Konkretisierung wären sämtliche Maßnahmen im Rahmen der in den jeweiligen Einzelplänen des Bundeshaushalts zur Verfügung stehenden finanziellen und personellen Ressourcen umzusetzen.

### **Maßnahmenfeld 1: Entwicklung Carbon Management Strategie unter Einbettung in übergeordneten Rahmen**

In der Carbon Management Strategie, die unter Einbeziehung eines breiten Stakeholderkreises erarbeitet werden wird, soll dargestellt werden, für welche Anwendungsgebiete CCU/S vorgesehen wird, welche Wechselwirkungen bestehen und welche konkreten Maßnahmen erforderlich sein könnten, um die in der Strategie beschriebenen Ziele zu erreichen.

### **Integrierte Zielvision und Beachtung der Schnittstellen zu anderen Strategien**

Die Bundesregierung plant verschiedene Langfriststrategien, die alle auf eine Gesamtstrategie für Klimaneutralität ausgerichtet sind.

CCU/S würde voraussichtlich zu großen Teilen für die Emissionssenkung von nicht bzw. schwer vermeidbaren Emissionen im Industriesektor zum Einsatz kommen. Die Carbon Management Strategie sollte daher mit der Industriestrategie verknüpft werden, wobei es Wechselwirkungen geben wird zu anderen Maßnahmen, etwa der Energieeffizienzstrategie, der Kreislaufwirtschaftsstrategie, etc., die sich unter anderem auf den CCU/S-Bedarf der Industrie auswirken werden.

Auch die Ergebnisse der derzeit in Entwicklung befindlichen Nationalen Biomassestrategie (NABIS) müssen in die Carbon Management Strategie einfließen. Im Fokus der NABIS steht die Entwicklung eines übergreifenden Pfads zur nachhaltigen, klimaschutzwirksamen und ressourceneffizienten Biomasseerzeugung und -nutzung in Deutschland sowie die Schaffung der hierfür erforderlichen Rahmenbedingungen. Auch die Nationale Wasserstoffstrategie hat nicht zuletzt im Hinblick auf den Infrastrukturaufbau Schnittstellen mit der Carbon Management Strategie.

Dies gilt in hohem Maße auch für die Langfriststrategie Negativemissionen. Wie aus nahezu allen aktuellen Studien ersichtlich wird, werden für Klimaneutralität bis 2045 und für die netto-negative Bilanz ab 2050 neben einer Reduktion prozessbedingter CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Industrie über CCU/S zusätzlich auch Negativemissionen (Carbon Dioxide Removal, CDR) benötigt.

In vielen Analysen wird angeraten, CO<sub>2</sub>-Minderung und CO<sub>2</sub>-Entnahme (CDR) getrennt zu regulieren (etwa mit separaten Zielen), um unerwünschte Interaktionen zu vermeiden (Umweltbundesamt, 2022g; Edenhofer, et al., 2021). Das KSG greift diesen Ansatz in den §§ 3 und 3a bereits auf.

DACCS und BECCS sind teilweise abhängig von den gleichen CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen und auch ähnlichen Technologien, was bei guter Planung erhebliche Synergieeffekte ermöglichen würde. Gleichzeitig sind zu Bedarf und Potenzial von negativen Emissionstechnologien wie BECCS und DACCS noch einige Fragen zu klären, einschließlich der indirekten Auswirkungen und der ökonomischen Kosten dieser Technologien. Vor diesem Hintergrund müssen hierzu bei der Erstellung der Carbon Management-Strategie unter Berücksichtigung weiterer Strategieprozesse (insbes. nationale Biomassestrategie) sowie unter Berücksichtigung der Ziele des LULUCF-Sektors vorläufige Annahmen getroffen werden, zunächst bis 2030, aber auch darüber hinaus, die aber bei ihrer Fortschreibung im Lichte der noch zu erstellenden Langfriststrategie für Negativemissionen zu überprüfen und fortzuentwickeln sind. Es wird insbesondere darauf zu achten sein, Lock-in-Effekte zu vermeiden.

### **Governance für CCU/S**

Ein Ergebnis der Carbon Management Strategie könnte auch die Erarbeitung einer entsprechend institutionalisierten Governance darstellen, um das Thema kontinuierlich zu begleiten und weiterzuentwickeln. Denkbare Formate umfassen feste Ressortarbeitskreise, informelle Beratungsgremien oder auch einen nationalen Carbon Management-Rat.

Zivilgesellschaftliche Akteure sowie wissenschaftliche Expertise-träger sollten ausreichend beteiligt werden, um das notwendige Vertrauen in die Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger entstehen zu lassen. Es wäre unter anderem ein Carbon Management-Roundtable denkbar, welcher den Prozess zum Hochlauf einer CCU/S-Wirtschaft aktiv mitgestaltet.

**Kernpunkte:**

- Carbon Management-Strategie als Teil eines übergeordneten Gesamtansatzes verstehen, der mit anderen Strategien koordiniert und in deren Lichte fortentwickelt werden wird (Industriestrategie, Biomassestrategie, Langfriststrategie Negativemissionen)
- Innerhalb der Carbon Management-Strategie eine nationale Governance etablieren und dabei wichtige Stakeholder und gesellschaftliche Akteure einbeziehen

**Maßnahmenfeld 2: Anwendungsgebiete von CCU und CCS**

Durch das Klimaschutzgesetz 2019 und die Novellierung im Jahr 2021 hat sich Deutschland das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 gesetzt. Der in einem Vergleich aktueller Studien identifizierte Bedarf der CO<sub>2</sub>-Abscheidung wird geprägt durch die verbleibende Menge der schwer vermeidbaren Emissionen in verschiedenen Bereichen. Daneben werden CDR-Maßnahmen erforderlich sein, um unvermeidbare Emissionen etwa aus der Landwirtschaft auszugleichen. Das weitere Mengenpotenzial ist abhängig von Entscheidungen zu Anwendungsfeldern für CO<sub>2</sub>-Abscheidetechnologien.

Der notwendige Umfang der Anwendung von CCS sowie der Entwicklung von CCU ist weiterhin Gegenstand einer politischen und wissenschaftlichen Debatte. Unter Akteuren in Zivilgesellschaft, Wirtschaft und Wissenschaft bestehen nach wie vor unterschiedliche Einschätzungen zu diesen Technologien. Eine Einigung über grundsätzliche Leitlinien und Anwendungsgebiete dieser Technologien würde einen konstruktiven und zielorientierten Diskurs ermöglichen und ist entscheidend für die Ausgestaltung der politischen Instrumente und Förderprogramme sowie für die Planungssicherheit von Unternehmen, die Investitionsentscheidungen treffen müssen.

Ein zentrales Handlungsfeld wird es daher sein, erforderliche und mögliche Anwendungsgebiete für CCU/S sowie eine Hierarchie von Maßnahmen für die Transformation zur Treibhausgasneutralität zu erarbeiten und zu diskutieren. Hierzu ist insbesondere der Dialog mit und die Beteiligung von verschiedenen Stakeholdergruppen und gesellschaftlichen Akteuren notwendig.

Die Diskussionen über die CCS-Technologie vor zehn Jahren wurden insbesondere darüber geführt, ob deren Einsatz nicht zu einer Verlängerung der Nutzung der Kohlekraft und anderer fossiler Energien führe. Die aktuellen Klimaneutralitätsstudien legen meist eine klare Hierarchie zugrunde, in welcher die CO<sub>2</sub>-Vermeidung (erneuerbare Energien, Elektrifizierung, Energieeffizienz, Umstellung auf emissionsfreie Verfahren etc.) Vorrang hat vor dem Einsatz der CO<sub>2</sub>-Abscheidung. CCS soll demnach vor allem ergänzend zur Minderung technisch schwer vermeidbarer Emissionen aus industriellen Prozessen und der Abfallverbrennung Anwendung finden. Für eine treibhausgasneutrale Bilanz müssten schließlich CDR-Maßnahmen die noch verbleibenden Residualemissionen (etwa Nicht-CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Landwirtschaft) ausgleichen.

Bei der Festlegung einer Hierarchie stellt sich insbesondere die Frage, ob die Technologie rechtlich ausschließlich für schwer vermeidbare Emissionen vorgesehen werden kann. Hierfür wäre zunächst zu prüfen, wie sich diese Priorisierung über gezielte Förderprogramme erzielen ließe. Für eine Regulierung wäre insbesondere der diskriminierungsfreie Zugang zur Transportinfrastruktur und EU-rechtliche Fragestellungen (etwa Warenverkehrsfreiheit) relevant.

**Kernpunkte:**

- gesellschaftlichen und partizipativen Diskurs zu möglichen Leitlinien zum Umgang mit CCU und CCS führen. Dabei ggf. Erarbeitung einer Priorisierung von CCU/S Anwendungen
- In Abhängigkeit des Ergebnisses dieses Diskurses und der wissenschaftlichen Notwendigkeit Festlegung zulässiger oder gezielt zu fördernder Anwendungsgebiete für CCU/S und entsprechende Anpassung der Regulatorik

### Maßnahmenfeld 3: Transparentes Monitoring, Reporting and Verification (MRV)

Damit CCU/S-Anwendungen zum Klimaschutz beitragen, müssen sie auch unter Berücksichtigung aller Emissionen der Prozesskette (inkl. der energetischen Aufwendungen und möglicher Leckagen), der indirekten Auswirkungen der Anwendung sowie der Unsicherheiten bezüglich der Dauerhaftigkeit der Speicherung zu einer Emissionsminderung führen, bzw. für CDR zu netto-negativen Emissionen. Es sind bei der Bewertung und Bilanzierung also der gesamte Lebenszyklus, umfassende Prozessketten und eine Betrachtung der indirekten Auswirkungen einzubeziehen (*Cradle-to-Grave-Ansatz*).

Für CCU sollten neben der verwendeten Kohlenstoffquelle gegebenenfalls auch die Substitutionswirkung und die Produktlebensdauer betrachtet werden, um zu einer Einschätzung der gesamten Emissionsbilanz zu gelangen.

Ein stringentes System von „Monitoring, Reporting and Verification“ (MRV) ist für die Anrechnung von CCU und CCS im ETS<sup>64</sup> erforderlich. Auch für den Umgang mit möglichen Risiken für Umwelt, Gesundheit und Klima werden umfassende Monitoringsysteme benötigt, welche mögliche Umweltauswirkungen wie Leckagen frühzeitig identifizieren und Verantwortlichkeiten klären. MRV-Systeme sollen eine höchste Sicherheit der CCU/S-Infrastruktur gewährleisten. Die Anforderungen an geeignete Speicherstätten, deren Errichtung, Betrieb und Überwachung müssen dabei entsprechend definiert werden. § 25 KSpG bietet hierfür einen möglichen Anknüpfungspunkt. Dabei sollte die Minimierung von Umweltrisiken und eine dauerhafte Speicherung durch die Definition von höchsten Standards gewährleistet werden. Für die Überwachung von Speicherstätten wurden in den letzten Jahren einige technologische Fortschritte verzeichnet (siehe Kapitel 2.3.1).

Die Prozesskette von der CO<sub>2</sub>-Abscheidung und dem leitungsgebundenen Transport bis zur CO<sub>2</sub>-Speicherung unterliegt bereits, soweit sie im Europäischen Emissionshandel geregelt ist, den Monitoring-Voraussetzungen und Anforderungen der ETS-Richtlinie und der CCS-Richtlinie. Für die Validierung der ein- und ausgespeisten CO<sub>2</sub>-Ströme sowie die Erfassung ihrer Begleitstoffe befinden sich aktuelle Regelwerke in Entwicklung. Sollten im Rahmen der ETS-Reform andere Transportmodalitäten im ETS anrechenbar sowie auch die CO<sub>2</sub>-Nutzung geregelt werden, dürften diese Regelungen zu Verantwortlichkeiten und Monitoring auch auf diese erweitert werden. Eine Bilanzierung des gesamten Lebenszyklus erfordert entsprechende Standards und MRV-Methoden nicht nur auf europäischer Ebene, sondern auch für den internationalen Handel mit CCU-basierten Produkten und den Transport von CO<sub>2</sub>.

Für die Zertifizierung von Kohlenstoff-Entnahme durch technische und ökosystembasierte Maßnahmen hat die Europäische Kommission im November 2022 einen Vorschlag für einen Rechtsrahmen vorgelegt, durch welchen unter anderem Transparenz, Konsistenz und (falls die Speicherung nicht befristet erfolgen soll) die Permanenz der Speicherung sichergestellt werden. Da der EU-Zertifizierungsrahmen den Anspruch hat, EU-weit einheitliche Standards zu etablieren, wird sich die Bundesregierung in die Erarbeitung desselben intensiv einbringen.

#### Kernpunkte:

- Entwicklung und Anwendung eines effektiven, transparenten und stringenten Systems von Monitoring, Reporting and Verification
- Ganzheitliche Lebenszyklusanalyse von CCS- und CCU-Anwendungen als Grundlage der Bilanzierung und der Bewertung des Beitrags zum Klimaschutz
- Unterstützung der Ausgestaltung und Umsetzung des EU-Rechtsakts für die Zertifizierung von CO<sub>2</sub>-Entnahmen

### Maßnahmenfeld 4: Geschäftsmodelle für CCU/S – Anreizsysteme und Förderungen

Kosten für Bau und Betrieb von CCU/S-Anlagen stellen eine zentrale Hürde für die Implementierung von Projekten dar. Die Vermeidungskosten sind in vielen Fällen noch höher als der aktuelle bzw. zu erwartende CO<sub>2</sub>-Preis, dazu kommt das Projektrisiko durch neue Technologien. Im Fall von CCU kommen dazu die Kosten für die Synthese und erneuerbare Energieträger (insb. grüner Wasserstoff), wodurch synthetische Energieträger noch nicht wettbewerbsfähig sind gegenüber fossilen Einsatzstoffen.

<sup>64</sup> Aktuell nur CCS anrechenbar, dies wird aber im Zuge der Reform der ETS-Richtlinie voraussichtlich adressiert.

Durch den Hochlauf dieser Technologien sind zwar Kostensenkungen durch Lern- und Skalierungseffekte zu erwarten; eine Acatech-Studie geht jedoch davon aus, dass CCU und CCS ohne adäquate Anreizsysteme die für die Kostensenkungen erforderliche Dynamik nicht entwickeln werden können (acatech, 2018).

Mittelfristig sollte der Ausbau von CCU/S innerhalb der priorisierten Anwendungsoptionen primär marktgetrieben erfolgen. Mit der Einbindung der CO<sub>2</sub>-Abscheidung in den EU-ETS wird eine Investition ohne weitere Subventionen wirtschaftlich, sobald die erwartbaren Zertifikatekosten oberhalb der Vermeidungskosten durch CCU/S liegen. Die Einbindung von CCS in den ETS ist bereits weitgehend gegeben, zur Integration von CCU werden in der aktuellen ETS-Reform Verbesserungen erwartet.

Ansatzpunkte für die Förderung des Hochlaufs von CCU/S-Technologien sind Forschungsförderung (etwa von Pilotprojekten sowie die Mehrkostenförderung innovativer Projekte). Auf kurze und mittlere Sicht kann die Förderung und Finanzierung von F&E-Vorhaben sowie von Pilot- und Demonstrationsprojekten Innovationen beschleunigen, um zur Erreichung der Marktreife beizutragen; dies gilt insbesondere für neue Technologien wie Direct Air Capture (Fuss, et al., 2021). Wichtig hierfür sind nationale und europäische Förder-, Forschungs- und Demonstrationsprogramme, wie etwa die CO<sub>2</sub>-Entnahme-Förderrichtlinie des BMBF, oder der EU Innovation Fund (BMWK, 2022b).

Staatliche Förderungen können als flankierende Instrumente helfen, die Lücke zwischen Investitions- und Betriebskosten und den ETS-Zertifikatepreisen zu überbrücken (Agora Industrie; FutureCamp; Wuppertal Institut; Ecologic Institut, 2022). Die Förderrichtlinien müssen so ausgestaltet sein, dass sie mit dem EU-Beihilferecht konform sind (BBH, 2022b).

Fördermöglichkeiten sind einerseits die Investitionskostenförderung im Rahmen der Förderprogramme zur Dekarbonisierung der Industrie und die anteilige oder vollständige Förderung der Mehrkosten von CCU/S-Verfahren über „Carbon Contracts for Difference“ (CCfDs, auch Klimaschutzverträge). Diese decken die Differenzkosten zwischen dem für den wirtschaftlichen Betrieb von CCU/S-Technologien notwendigen CO<sub>2</sub>-Preis (CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten) und dem aktuellen CO<sub>2</sub>-Preis ab, um transformationsbedingte Mehrkosten und Kostenrisiken abzusichern (Agora Energiewende; Stiftung 2°; Roland Berger, 2021; IN4climate.NRW, 2021).

Eine weitere Möglichkeit ist die Schaffung von Nachfrage nach mit CCU/S hergestellten klimafreundlichen Produkten. Ein Mittel dafür können grüne Leitmärkte sein, etwa eine präferierte öffentliche Beschaffung von CO<sub>2</sub>-armem „grünem Zement“. Im Zeitverlauf ansteigende Quoten für synthetische Kraftstoffe (RFNBO), etwa im Rahmen der RED III, können eine gesicherte Nachfrage herstellen und somit zur Entwicklung einer CCU/S-Wirtschaft beitragen.

**Kernpunkte:**

- Fortführung und gegebenenfalls Aufstockung der BMBF-CO<sub>2</sub>-Entnahme-Förderrichtlinie
- Förderung von Maßnahmen, die die Markteinführung unterstützen, etwa wie zur „CO<sub>2</sub>-Vermeidung und -Nutzung in Grundstoffindustrien“ und Bezug auf CCU/S mit umfassendem Anwendungsfokus
- Förderprogramme der unterschiedlichen Ressorts von Beginn an koordinieren und gegebenenfalls gemeinsam ausgestalten
- Weitere staatliche Förderinstrumente und Anreizmechanismen für den Hochlauf von CCU/S prüfen
- Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten anreizen

**Maßnahmenfeld 5: Aufbau CO<sub>2</sub>-Infrastruktur und integrierte Planung der Infrastrukturen**

Um langfristig Klimaneutralität zu erreichen, wird gemäß den analysierten Studien eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur benötigt. Bis 2030 wird ein noch geringer CCS-Einsatz aufgezeigt: bei drei der untersuchten Szenarien kommt 2030 noch kein CCS zum Einsatz, während bei den drei anderen Szenarien bereits 2 bis 4 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> abgeschieden, transportiert und gespeichert werden. Diese Mengen steigen bis 2045 auf 34 bis 73 Mt CO<sub>2</sub> pro Jahr an.

Die Wahl des Transportmediums hängt dabei von der Menge des zu transportierenden CO<sub>2</sub> ab. Während bei geringen Mengen der Transport über Lkw, Zug oder auch per (Binnen-) Schiff geeignet ist, sind große Mengen CO<sub>2</sub> am effizientesten über CO<sub>2</sub>-Pipelines zu transportieren (Air Liquide, 2019; Prognos AG, 2021).<sup>65</sup> Wichtige Bedingungen für einen schnellen Aufbau eines CO<sub>2</sub>-Pipelinetzes sind:

1) *Frühzeitige und integrierte Netzplanung:*

Für leitungsgebundene Energieinfrastrukturen mit langen Planungshorizonten und Vorlaufzeiten von 10 bis 15 Jahren ist eine frühzeitige Bedarfsplanung notwendig, damit diese rechtzeitig zur Verfügung stehen (EWI, 2022). Die Bundesregierung will aktuellen Plänen zufolge die zunehmende Sektorkopplung der Energiewende durch eine integrierte Planung von Strom und Gasnetzen (möglicherweise auch Wasserstoff) ermöglichen, indem sie ein „Klimaneutralitätsnetz“ entwickelt. Eine notwendige langfristige Infrastrukturplanung für den Transport und die Speicherung von CO<sub>2</sub> muss dabei Synergien und Abhängigkeiten berücksichtigen (etwa bei der Umwidmung von Erdgaspipelines in H<sub>2</sub>- oder CO<sub>2</sub>-Pipelines) und die Rolle von regionalen CO<sub>2</sub>-Clustern oder Umschlagplätzen einbeziehen. Dies kann gelingen, wenn auch CO<sub>2</sub> frühzeitig in eine integrierte Planung etwa im Rahmen einer Systementwicklungsstrategie eingebunden ist (dena, 2022a). Gleichzeitig sollten Planungen auch international abgestimmt werden, um eine gemeinsame europäische CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur anzustreben. Genauso wie Deutschland zur Speicherung von CO<sub>2</sub> in anderen Ländern auf entsprechende Infrastruktur vor Ort angewiesen ist, könnten Nachbarländer Deutschland für ihren CO<sub>2</sub>-Transport zu Speicherstätten in der Nordsee auf eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur in Deutschland angewiesen sein. Die Carbon Management Strategie sollte daher auch die Interessen der europäischen Partner berücksichtigen.

2) *Die geologische Speicherung der genannten CO<sub>2</sub>-Mengen wird eine entsprechende Einspeicherkapazität benötigen:*

Im aktuellen Diskurs werden vor allem Norwegen und die Nordsee als mögliche Speichermöglichkeiten genannt. Der CCU/S-Workshop des Zero Emissions Network zeigte jedoch auf, dass die Nachfrage nach Speichermöglichkeiten bereits heute größer ist als die angestrebten Ausbaupläne der Speicherstätten (eccsel, 2022). Daher und auch im Hinblick auf eine sehr starke Abhängigkeit von Speicherstätten in nur wenigen Staaten dürfte es nicht ausreichend sein, alleine auf diese zu setzen. Der Aufbau einer europäischen Speicherinfrastruktur wird deshalb zumindest mittelfristig notwendig werden, wozu vorab zeitintensive Untergrunderkundungen erforderlich sind. Für die CO<sub>2</sub>-Speicherung sind entsprechend ausreichend erschlossene Speicherstätten und Infrastruktur zur Injektion erforderlich. Dabei kann die maximale Einspeichermenge pro Jahr ein Flaschenhals sein.

Eng verbunden mit der Frage der Speicherung sind die Punkte langfristige Kosten der CO<sub>2</sub>-Speicherung und Verantwortlichkeit. Diese müssen ebenfalls im Rahmen der Carbon Management Strategie adressiert werden. Insbesondere müssen mögliche Risiken für die Öffentliche Hand identifiziert und adressiert werden.

3) *Prüfung der Bedingungen für die Umrüstung bestehender Pipelinetze und damit verknüpfter Infrastrukturen:*

Nach vorläufigen Erkenntnissen könnte die Umwidmung von existierenden Öl- und Erdgaspipelines grundsätzlich möglich sein und zu deutlichen Kosteneinsparungen gegenüber dem Neubau führen (IEA, 2020). Die technische Umsetzbarkeit der Umwidmung hängt jedoch stark von der betrachteten Leitung sowie den Transportbedingungen ab. Für die mögliche Umrüstung bestehender Pipelines wird es notwendig sein, Standards und Normen zu entwickeln. Hierzu werden aktuell in der ISO und dem DVGW Handlungsempfehlungen erarbeitet. Ein Unsicherheitsfaktor bei der Umwidmung von existierenden Netzen ist neben der technischen Machbarkeit die zeitliche Abstimmung: Gaspipelines müssten dann frei werden, wenn auch die Umwidmung und der Anschluss an ein CO<sub>2</sub>-Netzwerk erfolgen sollen. Auch zukünftige nationale und europäische Wasserstoff-Pipelinetze werden voraussichtlich überwiegend durch die Umrüstung von Gaspipelines realisiert (siehe sogenannte grüne Gasvariante aus dem aktuellen Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030). Folglich ist die Verfügbarkeit bestehender Gaspipelines für den CO<sub>2</sub>-Transport unsicher. Für einen großskaligen Einsatz von CCU/S sollten deshalb sowohl die teilweise Umwidmung existierender Gasleitungen als auch der Neubau von CO<sub>2</sub>-Pipelines geprüft werden (DNV, 2022c).

---

<sup>65</sup> Bei langen Transportdistanzen über das Meeresgebiet ist Schiffstransport voraussichtlich günstiger als Pipelinetransport

Aktuelle Planungen der OGE und ONTRAS für den Bau eines 1.000 km langen CO<sub>2</sub>-Pipelinenetzes in Deutschland gehen von einem vollständigen Neubau aus (OGE, 2022). Für den Pipelinetransport für CO<sub>2</sub> liegen insbesondere aus den USA bereits Erfahrungswerte vor. Dort dient ein CO<sub>2</sub>-Pipelinetz mit ca. 8.000 km Länge und einer Kapazität von 70 Mt CO<sub>2</sub>/a vornehmlich für EOR-Anwendungen (Prognos AG, 2021). Das dort transportierte CO<sub>2</sub> stammt vorwiegend aus natürlichen CO<sub>2</sub>-Lagerstätten und enthält allenfalls Nebenbestandteile mit reduzierenden Eigenschaften. Die CO<sub>2</sub>-Reinheitsanforderungen an die transportierten CO<sub>2</sub>-Ströme richten sich nach den Vorgaben für EOR (Deutscher Bundestag, 2018).

#### 4) *Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens für Planungssicherheit und Investitionssicherheit:*

Das von OGE geplante CO<sub>2</sub>-Netz, das Wilhelmshaven mit in Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen befindlichen CO<sub>2</sub>-Clustern verbinden soll, soll schon 2028 in ersten Netzabschnitten in Betrieb genommen werden (OGE, 2022). Für die Errichtung der Pipelines wird zeitnah Planungssicherheit und ein ermöglichender regulatorischer Rahmen benötigt. Bau und Betrieb einer CO<sub>2</sub>-Infrastruktur bedürfen neben der grundsätzlichen Rechtssicherheit auch ein tragfähiges Geschäftsmodell. Langfristiges Ziel kann ein klassischer Regulierungsansatz mit einer Refinanzierung der Investitionen über Netzentgelte sein. Gerade in der Frühphase der Etablierung mit nur wenigen Nutzern könnten darüber hinaus staatliche Förderungen notwendig werden, um zu hohe Netzentgelte zu vermeiden. Hierzu sind verschiedene Optionen denkbar.<sup>66</sup>

Die aktuelle Regulierung schließt im Gegensatz zur Regulierung von Strom- und Gasnetzen einen vertikal integrierten Netzbetrieb nicht aus, da es bislang keine Unbundling-Vorschriften gibt. Dies bedeutet, dass CO<sub>2</sub>-Produzenten oder -Speicherbetreiber eigenständig Infrastrukturen aufbauen und nutzen können (BBH, 2022b).

Darüber hinaus sind grenzüberschreitende CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen im Rahmen der TEN-E-Verordnung der EU als PCIs (Projects of Common Interest) vorgesehen. PCIs zeichnen sich durch einen besonderen wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Nutzen aus und können im Rahmen der Fazilität „Connecting Europe“ (CEF) mit europäischen Mitteln gefördert werden. In der aktuellen fünften Liste der PCIs werden bereits sechs grenzüberschreitende CO<sub>2</sub>-Transportinfrastrukturprojekte genannt (Europäische Kommission, 2022k).

#### **Kernpunkte:**

- Multimodalen Transport von CO<sub>2</sub> ermöglichen, u. a. über eine Novellierung der ETS-Richtlinie, dabei Integration von Lkw-, Bahn- und (Binnen-)Schifftransport in den rechtlichen Rahmen (siehe auch Rechtsrahmen in Maßnahmenfeld 1)
- Verschiedene Infrastrukturen für Klimaneutralität von Beginn an integriert planen und Synergien ausnutzen. Prüfung, ob CO<sub>2</sub>-Netze in eine Systementwicklungsstrategie aufgenommen werden können
- Unterstützung der europäischen Förderung von grenzüberschreitenden Infrastrukturen
- Normen und Planungen für die Umwidmung von Öl- und Gas-Pipelines für den CO<sub>2</sub>-Transport entwickeln
- Beim Aufbau von Energieinfrastrukturen wie LNG-Terminals auch Erfordernisse für den Anschluss an ein CO<sub>2</sub>-Netzwerk mitdenken und möglicherweise Umrüstung einplanen
- Prüfung einer möglichen Vorerkundung deutscher und europäischer Speicherstätten, um auch unabhängig von Drittstaaten über ausreichende Speicherkapazitäten zu verfügen. Die Vorerkundungen und der Aufbau einer Speicherinfrastruktur sollten erst als Ergebnis einer Carbon Management Strategie unter den dort definierten Bedingungen angegangen werden

#### **Maßnahmenfeld 6: Identifikation und Entwicklung von regionalen CCU/S-Clustern**

Bislang bestand die Mehrzahl der global umgesetzten CCS-Projekte aus einer CO<sub>2</sub>-Abscheidungsanlage mit einem eigenen Transportsystem bis zur CO<sub>2</sub>-Speicherung, was insbesondere für großskalige Projekte ökonomisch sinnvoll sein kann. In den letzten Jahren entwickeln sich immer mehr Planungen und Initiativen für CCU/S-Netzwerke mit gemeinsam genutzter CO<sub>2</sub>-Transport- und Speicherinfrastruktur, sodass auch kleinere Projekte

<sup>66</sup> Erstens könnte der Staat bei einer Deckelung der Netzentgelte ausbleibende Einnahmen ausgleichen. Sollte der Aufbau über das Eigenkapital des Netzbetreibers erfolgen, könnten zweitens Amortisationsrisiken durch den Bund übernommen werden. Drittens kann der Bund über eine einmalige Anschubfinanzierung den Aufbau unterstützen.

profitabel sein können. Skaleneffekte könnten unter Umständen zu sinkenden Kosten für den Pipelinetransport oder die CO<sub>2</sub>-Speicherung führen, wenn den relativ fixen Kosten für die Erschließung einer Speicherstätte eine größere Menge einzuspeicherndes CO<sub>2</sub> gegenübersteht (Global CCS Institute, 2021). Regionale Cluster von CO<sub>2</sub>-Emittenten und möglicherweise auch CO<sub>2</sub>-Nutzern können so den Startpunkt einer zukünftigen Infrastruktur bilden.

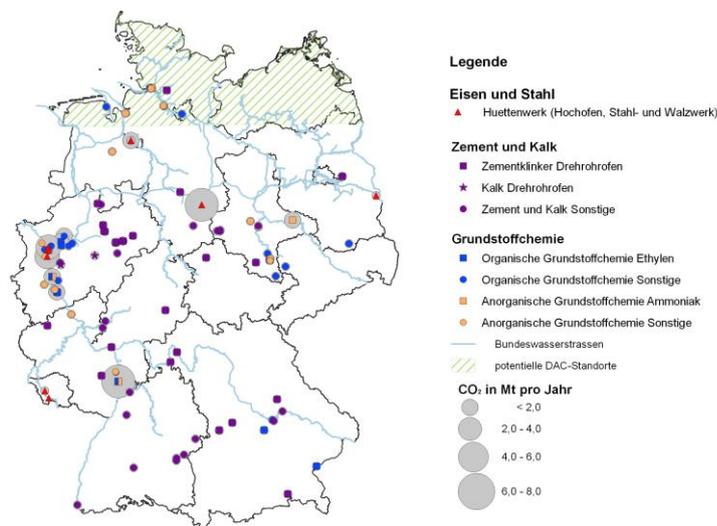
### Info Porthos

Das Porthos-Projekt in Rotterdam ist eines der am weitesten fortgeschrittenen CCU/S-Cluster-Projekte. Hier soll über ein gemeinsames Pipelinennetzwerk gasförmiges CO<sub>2</sub> aus vier Anlagen zur Produktion von blauem Wasserstoff zu einer Offshore-Speicherung in der Nordsee transportiert werden. Das Projekt ist auf eine Speicherung von insgesamt 35 Mt CO<sub>2</sub> über einen Zeitraum von 15 Jahren ausgelegt. Das Porthos-Netzwerk soll ab 2024/25 funktionsfähig sein (Porthos, 2022b). Porthos wird substantziell von der niederländischen Regierung unterstützt und wurde von der Europäischen Kommission als PCI eingestuft (Europäische Kommission, 2022).

Die Entwicklung von regionalen CO<sub>2</sub>-Clustern kann durch das Zusammenbringen von CO<sub>2</sub>-Produzenten (etwa die Kalk- und Zementindustrie) und möglichen zukünftigen CO<sub>2</sub>-Abnehmern (etwa die Grundstoffchemie) auch dazu beitragen, Transportbedarfe und notwendige Speichermengen zu reduzieren oder durch eine gemeinsame Nutzung der Infrastruktur schneller eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen.

Das Bundesland Nordrhein-Westfalen hat in seiner Carbon Management Strategie bereits zwei CCU/S-Cluster identifiziert. Das Rhein-Cluster und das Westfalen-Cluster sollen emissionsintensive Industrien mit einer gemeinsamen Pipelineinfrastruktur verbinden und an Speicher außerhalb Deutschlands anbinden. Für das Westfalen-Cluster wurde der Hafenstandort Wilhelmshaven als Standort für die Errichtung eines Exportterminals identifiziert.

Abbildung 19: **Große CO<sub>2</sub>-Emittenten und Standorte der Grundstoffchemie,**  
Quelle: (Prognos AG, 2021)



Quellen: BKG (2017); WSV (2021); E-PRTR (2017)

Für Gesamtdeutschland hat u. a. die Prognos AG im Auftrag der dena eine Karte erstellt, in welcher die zentralen CO<sub>2</sub>-Emittenten sowie Standorte der Grundstoffchemie verzeichnet sind. Derartige zukunftsorientierte Kartierungen, die mögliche industrielle Bedarfe und Wertschöpfungsketten reflektieren und Gespräche mit Industrievertretern können eine Grundlage für die Identifikation und den Aufbau von CCU/S-Clustern sowie einer nationalen CO<sub>2</sub>-Infrastruktur bilden. Im Rahmen der Carbon Management Strategie sollten Lösungen erarbeitet werden, wie die stärker dezentralen Standorte von Kalk- und Zementindustrie abseits von CCU/S-Clustern an eine CO<sub>2</sub>-Infrastruktur angebunden werden können.

Da sich regionale Cluster für CCS und CCU nicht notwendigerweise innerhalb der nationalen Grenzen befinden, ist auch der Blick über Grenzen hinweg erforderlich. Der Aufbau von CO<sub>2</sub>-Infrastrukturen wird sowohl europäisch reguliert als auch mit europäischen Mitteln gefördert. Neben der Identifikation von grenzüberschreitenden Clustern, gemeinsamen CO<sub>2</sub>-Bedarfen und verschiedenen Speicheroptionen müssen die notwendigen Akteure zum Aufbau einer gemeinsamen Infrastruktur zusammengebracht werden.

**Kernpunkte:**

- Verstärkung der Zusammenarbeit auf europäischer und internationaler Ebene zur Entwicklung grenzüberschreitender CCU/S-Cluster
- Unterstützung des Aufbaus von CCU/S-Clustern mittels speziell ausgelegter Förderschwerpunkte

**Maßnahmenfeld 7: CCU als Teil eines Kohlenstoffkreislaufs**

Ein treibhausgasneutrales Energie- und Wirtschaftssystem ist nicht ein kohlenstofffreies, also vollständig „dekarbonisiertes“. Für die chemische Industrie, Metallindustrie und die Lebensmittelindustrie sowie für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen, insbesondere für die Luft- und Schifffahrt, wird weiterhin Kohlenstoff benötigt. In Deutschland setzte die chemische Industrie 2020 rund 20 Mio. Tonnen fossile Rohstoffe (hauptsächlich Erdölprodukte und Erdgas) ein (VCI, 2022). Diese können grundsätzlich über neue Syntheserouten z. B. basierend auf Wasserstoff und CO<sub>2</sub> ersetzt werden, um den Kohlenstoffbedarf zu decken, ohne Netto-Treibhausgas-Emissionen zu verursachen. Für die Erreichung der im KSG geregelten Sektor-Klimaziele bis müssen bereits vorher andere klimafreundliche Verfahren zum Einsatz kommen, etwa die Elektrifizierung von Prozesswärme, verstärkte Energieeffizienz oder klimafreundlicher Wasserstoff zur stofflichen Nutzung.

CCU-Technologien können im Prinzip treibhausgasneutral betrieben werden, wenn als Kohlenstoffquelle CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre verwendet wird (entweder direkt über DAC oder indirekt über nachhaltige Biomasse) (Cames, Chaudry, & Sutter, 2021). Bis diese in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen, könnte die Nutzung fossiler CO<sub>2</sub>-Quellen aus der Industrie, insbesondere Prozessemissionen, zur Entwicklung der CCU-Technologie beitragen. Diese können den Ausstoß von Treibhausgasemissionen reduzieren, wären aber nicht klimaneutral. Alternativ müssten Restemissionen entweder durch eine CO<sub>2</sub>-Kreislaufwirtschaft vermieden oder negative Emissionstechnologien ausgeglichen werden.

In einem Delegierten Rechtsakt zur Methodik der Berechnung von THG-Einsparungen für die Produktion von RFNBOs („Renewable Fuels of non-Biological Origins“, d. h. synthetische erneuerbare Kraftstoffe), zu dem die EU Kommission im Sommer 2022 einen Entwurf vorgelegt hat, soll auch die Frage nachhaltiger Kohlenstoffquellen für RFNBOs reguliert werden. Wichtig ist hier insbesondere sicherzustellen, dass auch ohne eine Differenzierung der Kohlenstoffquelle in der Kurz- und Mittelfrist keine fossilen Lock-Ins entstehen, indem definiert wird, welche fossilen CO<sub>2</sub>-Quellen über welchen Zeitraum genutzt werden können

Damit CCU eine positive Klimaschutzwirkung aufweist, muss der Energiebezug (Wasserstoff, Strom und Prozessenergie) erneuerbar sein (dena, 2022a). Die Voraussetzungen für den erneuerbaren Status von Wasserstoff<sup>67</sup> ergeben sich u. a. aus den entsprechenden Anforderungen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. Auch der Strombezug für die Herstellung von RFNBOs könnte durch die EU-Regeln zur Berechnung der THG-Einsparung für die Produktion von RFNBOs vorgegeben werden. Ergänzende und konkretisierende nationale Vorgaben könnten zeitnah Planungssicherheit für Projekte und Investitionen geben.

<sup>67</sup> Definition erneuerbarer Wasserstoff nach RED: Wasserstoff der erstens seinen Energiegehalt aus anderen erneuerbaren Quellen als Biomasse bezieht und zweitens eine 70-prozentige Reduzierung der Treibhausgasemissionen im Vergleich zu fossilen Brennstoffen erreicht.

**Kernpunkte:**

- Klare Regulierungsoptionen für den Einsatz von CCU in der Industrie und für Kraftstoffe
- Einführung vollständiger Life-Cycle-Assessment-Verfahren zur Bewertung der Klimabilanz von CCU-Anwendungen
- Begleitung der europäischen Rechtsakte zur Gestaltung der Bedingungen für RFNBOs und CCU. Dabei ist sicherzustellen, dass keine fossilen Lock-Ins entstehen.

**Maßnahmenfeld 8: Stärkung der europäischen und internationalen Zusammenarbeit bei CCU/S**

Die Entwicklung von CCU und CCS ist keine rein nationale Angelegenheit. Auf der europäischen Ebene wird aktuell eine Verbesserung der regulatorischen Voraussetzungen für die Entwicklung von CCU/S, etwa hinsichtlich des Transports, insbesondere aber auch der Anrechnung im ETS, erarbeitet. Durch gemeinsame bi- oder multilaterale Anstrengungen beim Technologiehochlauf, einer gemeinsamen Planung von grenzüberschreitenden Infrastrukturen sowie einer europäischen Lösung für die CO<sub>2</sub>-Speicherung kann die Entwicklung von CCU/S beschleunigt werden. Erst kürzlich betonte die norwegische Regierung erneut ihre Bereitschaft, CO<sub>2</sub> aus ganz Europa aufzunehmen und unter der Nordsee einzuspeichern (Tagesspiegel Background, 2022).

Eine effiziente Planung benötigter Infrastrukturen sowie die Schaffung eines verlässlichen und rechtssicheren MRV-Rahmens mit einheitlichen Standards bedeutet eine gesamteuropäische Koordinierung, in welcher beispielsweise CCU/S-Cluster über nationale Grenzen hinweg entwickelt und gemeinsam gefördert werden. Diesbezügliche Bestrebungen werden von der Europäischen Kommission u. a. innerhalb des „CCUS-Forums“ vorangetrieben (Europäische Kommission, 2022m).

Eine europäische und internationale Entwicklung von CCU/S-Projekten trägt auch zur Technologieentwicklung bei. Die Entwicklung von CO<sub>2</sub>-Abscheidungstechnologien genauso wie innovative Transport- und Nutzungskonzepte stellen auch eine industriepolitische Chance für neue Wertschöpfungsketten dar. So werden etwa sehr große und hochpräzise Kompressoren benötigt, um CO<sub>2</sub> in Pipelines zu transportieren. Deutschland könnte seine Expertise darin über die Entwicklung internationaler Märkte ausbauen und zu einer Wertschöpfung durch diese Energiewendetechnologien im eigenen Land beitragen.

**Kernpunkte:**

- Infrastrukturen grenzüberschreitend planen, dabei nicht nur nationale, sondern auch transnationale Cluster mitdenken.
- Möglichst internationalen Rahmen für MRV etablieren
- Technologieentwicklung für CCU- und CCS-Technologien zu den in der Strategie gegebenenfalls festzulegenden Anwendungsgebieten forcieren und auch im Rahmen europäischer Programme fördern, um Deutschland und die EU zu Technologievorreitern zu machen und industriepolitische Chancen zu nutzen

**Maßnahmenfeld 9: Klare Kommunikation und gesamtgesellschaftlicher Dialog**

Eine Strategie, welche den Einsatz von CCS und CCU vorsieht, erfordert ein von der Gesellschaft mehrheitlich getragenes Narrativ. Gesellschaftliche Widerstände haben die Entwicklung von CCS bereits bei der Diskussion des KSpG vor zehn Jahren zum Stillstand gebracht.

**Ehrliche Kommunikation**

Die Entwicklung des Narrativs geht dabei von der gemeinsamen Zielsetzung Klimaneutralität aus und beginnt mit einer ehrlichen Darstellung von Risiken, Nutzen und Ungewissheiten in einem offenen gesellschaftlichen Diskurs, wie er im Stakeholderdialog begonnen wurde. CCU/S ist dabei nicht Selbstzweck, sondern ein möglicher Bestandteil eines Instrumentariums zur Erreichung des Zielbildes der Klimaneutralität.

Besonders relevant für eine klare Kommunikation und die Vertrauensentwicklung ist die Trennung von Emissionsvermeidung durch CCS und CCU von darüber hinaus gehenden CDR-Methoden. Obgleich CDR nach aktueller Studienlage notwendig ist, können diese stets nur die „Schuld an der Atmosphäre“ zurückzahlen<sup>68</sup> und eine schnelle Transformation zur Minderung von Emissionen nicht ersetzen. Sie sind zudem – anders als vermiedene bzw. geminderte Emissionen - mit zusätzlichen Risiken, insbesondere hinsichtlich der tatsächlichen Dauerhaftigkeit der Speicherung verbunden. Die oben beschriebene notwendige Einbettung in ein breites Maßnahmenfeld und Priorisierung ist vor diesem Hintergrund umso wichtiger.

Eine Möglichkeit der Vertrauensbildung wären regelmäßige Evaluierungen zum Status von CCS und CCU, um politische Prioritätensetzungen an den jeweils aktuellen Kenntnisstand anzupassen. Die heutige Perspektive auf schwer vermeidbare Emissionen muss nicht zwingend dem Stand der Entwicklung in einer Dekade entsprechen; Technologierisiken können sich verringern oder verstärken.

### Klare Nomenklatur

Für eine offene und ehrliche Diskussion ist eine einheitliche und von allen verstandene Nomenklatur erforderlich. Aktuell werden zu viele Begrifflichkeiten unpräzise verwendet. Bereits die Definition von CCS und CCU umfasst in verschiedenen wissenschaftlichen Quellen unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Quellen und wird je nach Interpretation für alle Verfahren von CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Transport und -Speicherung bzw. -Nutzung oder beschränkt auf Punktquellen (fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen) verwendet. Im aktuellen Evaluierungsbericht zum KSPG wurde ein Vorschlag zur Vereinheitlichung der Terminologie gemacht, der im Rahmen der Erarbeitung der Carbon Management Strategie noch überprüft werden soll. Bereits der Terminus Carbon Management ist ein aktuell sehr weit verbreiteter Begriff, für den eine klare Abgrenzung und Definition fehlt. Im Zuge der Carbon Management Strategie soll daher auch eine möglichst trennscharfe und gemeinsam getragene Terminologie entwickelt werden, wozu insbesondere ein klares Verständnis über die Reichweite der Begriffe CCU, CCS und Carbon Management erforderlich ist.

#### Kernpunkte

- Ergebnisoffenen Stakeholderdialog zu einer Carbon Management Strategie mit unvoreingenommener Darstellung von Chancen und Risiken des Gesamtkonzeptes sowie der einzelnen Verfahren bzw. Technologien führen
- Klare Kommunikation und Entwicklung eines gemeinschaftlichen Narrativs mit dem Ziel Klimaneutralität
- Getrennter Blick und aufklärende Kommunikation bezüglich Emissionsminderung/-vermeidung und Negativemissionen
- Regelmäßige Evaluation zum Status und zur Notwendigkeit von CCU/S
- Erarbeitung einer stringenten Terminologie und konsistente präzise Anwendung der Begrifflichkeiten

### Maßnahmenfeld 10: Der Beitrag der Kreislaufwirtschaft zur Transformation der Industrie

Carbon Management verknüpft den Einsatz von CCU/S zur Reduktion und zum Ausgleich der verbleibenden THG-Emissionen (Residualemissionen) mit Reduktionspotentialen aus Maßnahmen des zirkulären Wirtschaftens, beispielweise durch Erhöhung der Materialeffizienz, dem Ersatz von Primärrohstoffen durch Sekundärrohstoffe oder der Verlängerung von Produktlebenszyklen. Besonders relevant aus einer Carbon Management-Perspektive sind die Industriezweige, in welchen als schwer vermeidbar geltende Emissionen anfallen und in denen daher die THG-Neutralität kaum ohne die technische CO<sub>2</sub>-Abscheidung erreichbar ist. Dabei handelt es sich insbesondere um die Chemie-, Kalk- und Zementindustrie sowie die Abfallwirtschaft.

In der Zement- und Kalkindustrie ist dies insbesondere die Senkung des Klinkerbedarfs, bei dessen Herstellung rohstoffbedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen anfallen, durch Maßnahmen wie dem effizienteren Einsatz von Zement oder Beton (z. B. Modul- und Leichtbau), der Senkung des Klinkerfaktors durch die Nutzung von Klinkerersatzstoffen, oder perspektivisch auch der Speicherung von CO<sub>2</sub> im Beton durch aktive Karbonatisierung (vdz, 2022). Für Anwendungen im Bausektor spielt daneben auch die Substitution von emissionsintensivem Zement und Beton

<sup>68</sup> Und werden voraussichtlich für den Ausgleich von Residualemissionen etwa aus der Landwirtschaft benötigt.

durch Baustoffe wie Holz und andere nachwachsende Rohstoffe eine Rolle bei der Emissionsreduktion, wobei die Grenzen der nachhaltig verfügbaren Potenziale dieser Rohstoffe und die Vereinbarkeit mit den Zielen des Natürlichen Klimaschutzes beachtet werden müssen. Durch die mögliche Verringerung anfallender CO<sub>2</sub>-Emissionen würde auch der Bedarf an CCS vermindert.

In der Abfallwirtschaft fallen durch thermische Abfallbehandlung 9,5 Mt pro Jahr an fossilen CO<sub>2</sub>-Emissionen an (nur für in ITAD organisierten Anlagen), weshalb die Abfallverbrennung als ein mögliches Anwendungsgebiet für CCU/S gilt (Wuppertal Institut, 2022). Die wesentliche Ursache für die CO<sub>2</sub>-Emissionen liegt in der Verbrennung von Kunststoffanteilen, die sich im Siedlungs- und Gewerbeabfall befinden (Hoffmeister, Birnstengel, Häusler, & Faulstich, 2020). Mit einer konsequenten Umsetzung der „Abfallhierarchie“<sup>69</sup>, die in Deutschland und der EU ein Leitprinzip für die Abfallwirtschaft bildet, sollen diese so weit wie möglich reduziert, wiederverwendet und recycelt werden. Ein verbessertes Recycling, verringerter Materialeinsatz sowie Konsum- und Verhaltensänderungen haben damit einen Einfluss auf zukünftige Abfallmengen und sollten bei der Abschätzung der benötigten CO<sub>2</sub>-Abscheidekapazität mitbedacht werden. Die Verwertung der Abfälle ist hierbei auch zusammen mit der Chemieindustrie zu betrachten, da neben dem Einsatz von Müllverbrennungsanlagen auch Optionen des chemischen Recyclings bestehen, etwa die Depolymerisation oder Pyrolyse, um Rohstoffe für die Chemieindustrie bereitzustellen (Umweltbundesamt, 2020b), auch wenn hierbei noch zahlreiche technische Hürden bestehen.

Die Chemieindustrie steht im Gegensatz zur Abfallwirtschaft und der Zementindustrie nicht nur vor der Herausforderung, ihre direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen zu senken, sondern auch ihren stofflichen Kohlenstoffbedarf nachhaltig zu decken. Der Bedarf an Kohlenstoff kann dabei wie oben beschrieben durch Maßnahmen wie verschiedene Recycling-Verfahren, veränderte Konsum- und Verhaltensmuster sowie Materialeffizienz gesenkt werden. Der verbleibende Kohlenstoffbedarf muss dann durch CCU-Verfahren bereitgestellt werden.

**Kernpunkte:**

- Im Sinne einer optimalen Gesamtsystem-Effizienz sollten die Potenziale von Recycling, Materialeffizienz und Suffizienz durch die Entwicklung einer Kreislaufwirtschaft-Strategie möglichst ausgeschöpft werden und bei der Erstellung einer Carbon Management Strategie mitgedacht werden.
- Die Planung einer CCU/S-Infrastruktur sollte diese möglichen zukünftigen Entwicklungen mit einbeziehen, um dadurch eine Über- oder Unterdimensionierung von Abscheide- und Transportkapazitäten von CO<sub>2</sub> zu vermeiden.
- Erarbeitung der angekündigten Nationalen Kreislaufwirtschaftsstrategie und Abstimmung mit Carbon Management Strategie

<sup>69</sup> Abfallhierarchie: Vermeidung, Wiederverwendung, Recycling, Verwertung, Entsorgung

## 9 Glossar

<b>Blauer Wasserstoff</b>	<p>Wasserstoff, bei dessen Herstellung aus fossilen Energieträgern (in Europa wird i. d. R. Erdgas diskutiert) das entstehende CO<sub>2</sub> abgeschieden und gespeichert wird (CCS). Aufgrund der Emissionen in den Vorketten und im Prozess selbst ist blauer Wasserstoff nicht klimaneutral (Bauer, et al., 2021).</p> <p>Analog werden Derivate blauen Wasserstoffs mitunter ebenfalls als „blau“ bezeichnet, etwa „Blauer Ammoniak“ (Aramco, 2020).</p>
<b>Bioenergy Carbon Capture and Utilization / Storage</b>	<p>Prozesse, bei denen CO<sub>2</sub> aus Anlagen zur Verwendung bio-gener Energieträger abgeschieden und entweder zu einer Speicherstätte transportiert und dauerhaft von der Atmo-sphäre isoliert (BECCS) oder – direkt oder zur Herstellung eines neuen Produktes – genutzt wird (BECCU).</p>
<b>Carbon Dioxide Removal (CDR), auch Negativemissionen</b>	<p>Menschliche Aktivitäten, die CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entfernen und es für klimarelevante Zeiträume in geologischen Speicherstätten, terrestrischen oder ozeanischen Kohlenstoffspeichern oder langlebigen Produkten binden</p>
<b>Carbon Capture and Storage (CCS)</b>	<p>Ein Prozess, bei dem CO<sub>2</sub> entweder aus der Atmosphäre oder an biogenen Punktquellen oder Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller oder energiebezogener Art abgeschieden, aufbereitet, komprimiert und zu einer Speicherstätte transportiert und im geologischen Untergrund dauerhaft von der Atmosphäre isoliert wird</p>
<b>Carbon Capture and Utilization (CCU)</b>	<p>Ein Prozess, bei dem CO<sub>2</sub> entweder aus der Atmosphäre oder an biogenen Punktquellen oder Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller oder energiebezogener Art abgeschieden, aufbereitet, komprimiert, transportiert und – direkt oder nach Umwandlung zur Herstellung eines neuen Produktes – genutzt wird</p>
<b>Carbon Capture and Utilization or Storage (CCU/S)</b>	<p>Sammelbegriff für alle CCS- und CCU-Verfahren, d. h. für alle Prozesse, bei denen CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre oder an biogenen Punktquellen oder Punktquellen fossiler CO<sub>2</sub>-Emissionen industrieller oder energiebezogener Art abgeschieden, aufbereitet, komprimiert, transportiert und – direkt oder nach Umwandlung – genutzt oder im geologischen Untergrund dauerhaft gespeichert wird, um es langfristig oder dauerhaft von der Atmosphäre zu isolieren</p>
<b>CO<sub>2</sub>-Neutralität</b>	<p>Stadium oder Prozess, in dem anthropogene CO<sub>2</sub>-Emissionen durch anthropogene CO<sub>2</sub>-Entnahme (CDR) in bestimmten Bilanzierungsgrenzen über einen spezifizierten Zeitraum ausgeglichen werden. Zur Beschreibung von CO<sub>2</sub>-Neutralität wird gelegentlich auch der Begriff Netto-Null-CO<sub>2</sub>-Emissionen verwendet (IPCC, 2018).</p>

<b>Dauerhafte Speicherung von CO<sub>2</sub></b>	Nach KSpG und der EU CCS-Richtlinie 2009/31/EG wird unter der dauerhaften Speicherung eine „Injektion und behälterlose Lagerung von Kohlendioxid und Nebenbestandteilen des Kohlendioxidstroms in tiefen unterirdischen Gesteinsschichten mit dem Ziel, auf unbegrenzte Zeit eine Leckage zu verhindern“ verstanden (KSpG, § 3 Absatz 1).
<b>Dekarbonisierung</b>	In einem engeren Sinne bezeichnet der Begriff Dekarbonisierung den Verzicht auf den Einsatz kohlenstoffbasierter Energieträger und Rohstoffe bei der Erzeugung von Produkten oder Dienstleistungen (dena, 2021; Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen, 2021). Oft wird der Begriff jedoch allgemein auf die Reduzierung von CO <sub>2</sub> -Emissionen, insbesondere durch die Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger, angewandt (Nature, 2015). Als Synonym zu der weiteren Begriffsfassung wird oft Defossilisierung verwendet.
<b>Direct Air Carbon Capture and Utilization/ Storage (DACCUS)</b>	Prozesse, bei denen CO <sub>2</sub> direkt aus der Atmosphäre abgetrennt, aufbereitet, komprimiert, transportiert und entweder zu einer Speicherstätte transportiert und im geologischen Untergrund dauerhaft von der Atmosphäre isoliert (DACCS) oder – direkt oder nach Umwandlung zur Herstellung eines neuen Produktes – genutzt wird (DACCU).
<b>EOR (Enhanced Oil Recovery), auch CO<sub>2</sub>-EOR</b>	Prozess zur Förderung von Erdöl aus Reservoiren mittels Injektion von CO <sub>2</sub> <sup>70</sup> . Je nach Prozessführung verbleibt unterschiedlich viel CO <sub>2</sub> im Reservoir.
<b>Grauer Wasserstoff</b>	Wasserstoff, der aus fossilen Rohstoffen, in Europa meist durch Dampfreformierung aus Erdgas, ohne CO <sub>2</sub> -Abscheidung gewonnen wird (Medrano, Palo, & Gallucci, 2020). Anfallendes CO <sub>2</sub> wird in die Atmosphäre abgegeben. Unter die Bezeichnung „grauer Wasserstoff“ fällt mitunter auch die Produktion von Wasserstoff über die Elektrolyse von Wasser, wenn die Strombereitstellung nicht vollständig über erneuerbare Energiequellen erfolgt (EWE, 2022).
<b>Grüner Wasserstoff</b>	Wasserstoff, der durch die Elektrolyse von Wasser unter Verwendung von erneuerbarem Strom gewonnen wird (EWE, 2022). Eine genaue Definition, insbesondere für die Strombezugskriterien, wird von der EU in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED) festgelegt. Analog werden klimaneutral hergestellte Derivate von grünem Wasserstoff (Methanol, Naphtha, Polymere, etc.) als „grüne“ Moleküle bezeichnet.
<b>Klimaneutralität</b>	Ein Stadium oder ein Prozess, in dem menschliche Aktivitäten keinen Netto-Effekt auf das Klimasystem bewirken. Neben der Treibhausgasbilanz berücksichtigt die Klimaneutralität auch weitere Effekte menschlicher Aktivitäten, etwa Aerosole in der Atmosphäre oder Veränderungen der Albedo der Erde (Honegger, Schäfer, Poralla, & Michaelowa, 2020).

---

<sup>70</sup> ISO 27916

<b>Nachhaltig erzeugte Biomasse</b>	„Nachhaltige“ Biomasse ist unter Berücksichtigung von Anforderungen des Klimaschutzes und weiterer Schutzgüter, insbesondere der Biodiversität, hergestellte Biomasse. Eine einheitliche Definition gibt es bislang noch nicht. Kriterien für die Bewertung der Nachhaltigkeit von Biomasse werden in WGBU (2009), Cham et al. (2018), Klepper & Thrän (2019) und Leopoldina (2013) dargestellt (Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, 2013; Klepper & Thrän, 2019; WGBU, 2009; IPCC, 2018). Auch die RED stellt Anforderungen an die Nachhaltigkeit verwendeter Biomasse.
<b>Residualemissionen</b>	Alle Emissionen, die in einem Zielbild (etwa Klimaneutralität) noch bestehen bleiben, unabhängig davon, ob diese schwer vermeidbar sind oder nicht. Für die Klimaneutralität in Deutschland wird davon ausgegangen, dass Residualemissionen hauptsächlich aus den Emissionen der Landwirtschaft und bestimmter Industrieprozesse bestehen.
<b>Scope 1,2 und 3 Emissionen</b>	Das Greenhouse Gas Protocol teilt Treibhausgas-Emissionen eines Verursachers (i. d. R. einer Firma) in drei Kategorien ein (World Business Council for Sustainable Development; World Resources Institute): <ul style="list-style-type: none"><li>– Scope 1: Direkte Emissionen, etwa durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe oder Prozessemissionen</li><li>– Scope 2: Emissionen aus der Erzeugung eingekaufter Mengen an Strom und Wärme</li><li>– Scope 3: Weitere indirekte Emissionen, die sich aus der Aktivität des Verursachers ergeben, etwa aus Vorketten, eingekauften Waren und Dienstleistung, Produktnutzung, Abfallentsorgung, etc.</li></ul>
<b>Schwer vermeidbare Emissionen</b>	Treibhausgasemissionen, die sich nicht durch Substitution fossiler Brennstoffe durch erneuerbare Energien oder wirtschaftlich zumutbare Verbesserungen im Produktionsprozess eliminieren lassen. Insbesondere fallen hierunter bestimmte Prozessemissionen sowie bestimmte nicht-CO <sub>2</sub> -Treibhausgase, wobei es jedoch keine einheitliche Definition gibt (dena, 2021). Manchmal werden diese Emissionen auch als „unvermeidbar“ bezeichnet, dies bezieht sich auf die nach heutigem Kenntnisstand technische Unvermeidbarkeit der Emissionen; Durch Nachfragereduktion oder die Substitution des Produkts können solche technisch unvermeidbaren Emissionen jedoch auch verringert werden.

**Synthetische Energieträger**

Energieträger und weitere Grundstoffe, die durch chemische Syntheseverfahren gewonnen werden. In der Regel bezeichnet der Begriff gasförmige und flüssige Energieträger einschließlich Wasserstoff, die mithilfe von Power-to-X-Technologien (PtX) auf Basis erneuerbaren Stroms erzeugt werden. Die Erneuerbaren Energie Richtlinie der EU (RED II) verwendet auch den Begriff „Renewable Fuels of Non-Biological Origin“ (RFNBO) (Europäische Kommission, 2022n).

**Treibhausgasneutralität**

Das Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen und dem Abbau solcher Gase durch Negativemissionen (CDR) (KSG § 2 Absatz 9). Treibhausgasneutralität berücksichtigt neben CO<sub>2</sub> auch weitere Treibhausgase, nämlich Methan (CH<sub>4</sub>), Distickstoffoxid (N<sub>2</sub>O), sowie verschiedene F-Gase. Synonym dazu ist „Netto-Null“ (Net-zero). Da Treibhausgase für den allergrößten Teil der anthropogenen Erwärmung verantwortlich sind, wird der Begriff häufig vereinfachend als synonym zu „Klimaneutralität“ verwendet (IPCC, 2018).

**Technologiereifegrad, TRL (engl. „Technology Readiness Level“)**

Skala zur systematischen Bewertung des Entwicklungsstandes neuer Technologien. Der Wertebereich erstreckt sich von 1 „Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips“ bis 9 „Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes“.

- TRL 1: Beobachtung und Beschreibung des Funktionsprinzips
- TRL 2: Beschreibung der Anwendung einer Technologie
- TRL 3: Nachweis der Funktionstüchtigkeit einer Technologie
- TRL 4: Versuchsaufbau im Labor
- TRL 5: Versuchsaufbau in Einsatzumgebung
- TRL 6: Prototyp in Einsatzumgebung
- TRL 7: Prototyp im Einsatz (1 bis 5 Jahre)
- TRL 8: Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit im Einsatzbereich
- TRL 9: Qualifiziertes System mit Nachweis des erfolgreichen Einsatzes (ESA, 2022; NASA, 2022)

**Literaturverzeichnis**

- AC2OCem. (2022). Welcome to AC<sup>2</sup>OCem. Abgerufen am 9. 11 2022 von <http://ac2ocem.eu-projects.de/>
- acatech. (2018). CCU und CCS - Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.acatech.de/publikation/ccu-und-ccs-bausteine-fuer-den-klimaschutz-in-der-industrie-analyse-handlungsoptionen-und-empfehlungen/download-pdf/?lang=de>
- ACT. (2022a). Projects supported under the ACT3 Call. Abgerufen am 9. 11 2022 von <http://www.act-ccs.eu/act3>
- ACT. (2022b). ACT Calls. Abgerufen am 9. 11 2022 von <http://www.act-ccs.eu/calls>
- Aghajani, H., Race, J., Wetenhall, B., Fernandez, E. S., Lucquiaud, M., & Chalmers, H. (2017). On the potential for interim storage in dense phase CO<sub>2</sub> pipelines. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.06.002>
- Agora Energiewende, Öko-Institut, & Wuppertal Institut. (2021). Klimaneutrales Deutschland. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität.
- Agora Energiewende; Stiftung 2°; Roland Berger. (2021). Klimaneutralität 2050: Was die Industrie jetzt von der Politik braucht. Ergebnis eines Dialogs mit Industrieunternehmen. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020-09\\_DE-Call\\_for\\_Action\\_Industry/A-EW\\_204\\_Klimaneutralitaet-2050\\_Was-Industrie-von-Politik-braucht\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020-09_DE-Call_for_Action_Industry/A-EW_204_Klimaneutralitaet-2050_Was-Industrie-von-Politik-braucht_WEB.pdf)
- Agora Industrie; FutureCamp; Wuppertal Institut; Ecologic Institut. (2022). Klimaschutzverträge für die Industrietransformation. Analyse zur Zementbranche. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021\\_10\\_DE\\_KIT/A-EW\\_259\\_Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Zement\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2021_10_DE_KIT/A-EW_259_Klimaschutzvertraege-Industrietransformation-Zement_WEB.pdf)
- Air Liquide. (2019). CO<sub>2</sub> als Rohstoff. gewinnen, transportieren, nutzen. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.vdz-online.de/fileadmin/Forschung/5.pdf>
- Air Products. (2022). Blue, but better. Western Canada's Net-Zero Hydrogen Energy Complex. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://www.airproducts.com/campaigns/alberta-net-zero-hydrogen-complex>
- Ajdin, A. (2020). Offshore Energy. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.offshore-energy.biz/preem-kicks-off-swedens-largest-ccs-project/>
- Al Baroudi, H., Awoyomi, A., Patchigolla, K., Jonnalagadda, K., & Anthony, E. (2021). A review of large-scale CO<sub>2</sub> shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage. *Applied Energy*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116510>
- Alberta Carbon Grid. (2022). Alberta Carbon Grid. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://albertacarbongrid.ca/>
- Alberta Major Projects. (2022). Alberta Carbon Trunk Line. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://majorprojects.alberta.ca/Details/Alberta-Carbon-Trunk-Line/622>
- AlignCCUS. (2022). About the Project. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.alignccus.eu/about-project/>
- Amann, T., Hartmann, J., Hellmann, R., Pedrosa, E. T., & Malik, A. (2022). Enhanced weathering potentials—the role of in situ CO<sub>2</sub> and grain size distribution. *Sec. Negative Emission Technologies*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2022.929268/full>
- Amann, T., Hartmann, J., Struyf, E., Garcia, W. d., Fischer, E. K., Janssens, I., . . . Schoelynck, J. (2020). Enhanced Weathering and related element fluxes – a cropland mesocosm approach. *Biogeosciences*. doi:<https://doi.org/10.5194/bg-17-103-2020>

- American University Washington. (2020). Carbon Removal Glossary. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.american.edu/sis/centers/carbon-removal/carbon-removal-glossary.cfm>
- Anderson, D. (2022). The Narwhal. Governments are investing billions into carbon capture in the Prairies. Here's what you need to know. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://thenarwhal.ca/carbon-capture-explainer/>
- ANICA. (2022). Home. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://act-anica.eu/>
- Arabian Business. (2021). Saudi Arabia to establish fund to improve carbon-capture technology. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.arabianbusiness.com/latest-news/470176-saudi-arabia-to-establish-fund-to-improve-carbon-capture-technology>
- Aramco. (2020). World's first blue ammonia shipment opens new route to a sustainable future. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/first-blue-ammonia-shipment>
- Aramco. (2021). Sustainability Report. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.aramco.com/-/media/downloads/sustainability-report/2021-saudi-aramco-sustainability-report-climate-change-en.pdf?la=en&hash=698E3ECD5200A0384BE574B05CD333CFD60A2B>
- Aramco. (2022). Mobile Carbon Capture. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.aramco.com/en/creating-value/technology-development/transport-technologies/mobile-carbon-capture#>
- ARAMIS. (2022). A large-scale CO<sub>2</sub>-Transport and Storage Service. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.aramis-ccs.com/>
- Australian Government. (2021). Australia's long-term emissions reduction plan - A whole-of-economy Plan to achieve net zero emissions by 2050. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.industry.gov.au/sites/default/files/October%202021/document/australias-long-term-emissions-reduction-plan.pdf>
- Australian Government Clean Energy Regulator. (2021). Carbon Capture and Storage Method 2021 - Simple Method Guide. User Guide for Carbon Capture and Storage Projects. Abgerufen am 26. 9 2022 von <https://www.cleanenergyregulator.gov.au/DocumentAssets/Documents/CCS%20Simple%20Method%20Guide.pdf>
- Australian Government Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water. (2021). Australia-UK partnership to drive low emissions solutions. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.energy.gov.au/news-media/news/australia-uk-partnership-drive-low-emissions-solutions>
- Australian Government Department of Industry, Science and Resources. (2022). 2021 Offshore Greenhouse Gas Storage Acreage Release: assessment permits awarded. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.industry.gov.au/news/2021-offshore-greenhouse-gas-storage-acreage-release-assessment-permits-awarded>
- Australian Government Geoscience Australia. (2022). Geological Storage Studies. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/resources/carbon-capture-and-storage-ccs/geological-storage-studies>
- Banks, N. (2021). Province of Alberta Issues a Request for Full Project Proposals For Carbon Sequestration Hubs. Abgerufen am 19. 10 2022 von [http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2021/12/Blog\\_NB\\_RFPP\\_Carbon\\_Sequestration.pdf](http://ablawg.ca/wp-content/uploads/2021/12/Blog_NB_RFPP_Carbon_Sequestration.pdf)
- BASRECCS. (2022). BASRECCS. A network and association for CCUS experts and stakeholders in the Baltic Sea Region. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://bcforum.net/network.php>

- Bauer, C., Treyer, K., Antonini, C., Bergerson, J., Gazzani, M., Gencer, E., . . . van der Spek, M. (2021). On the climate impacts of blue hydrogen. *Sustainable Energy & Fuels*. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2022/se/d1se01508g>
- Baylin-Stern, A., & Berghout, N. (2021). Is carbon capture too expensive? Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive>
- BBH. (2022a). Kurzanalyse zum Rechtsrahmen CCS/CCU.
- BBH. (2022b). Gutachten. Rechtliche Rahmenbedingungen für Carbon Capture and Storage (CCS) in Deutschland im Auftrag der Bellona Europa AISBL. Berlin. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://network.bellona.org/content/uploads/sites/5/2022/04/Gutachten.pdf>
- BDEW. (2022). Die Energieversorgung 2021 - Jahresbericht -. Abgerufen am 7. 11 2022 von [https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht\\_2021\\_UPDATE\\_Juni\\_2022.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_UPDATE_Juni_2022.pdf)
- BDI. (2021). Klimapfade 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Abgerufen am 27. 10 2022 von [https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021\\_bdi\\_klimapfade\\_2.0\\_-\\_gesamtstudie\\_-\\_vorabve](https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve)
- Beerling, D. J., Kantzas, E. P., Lomas, M. R., Wade, P., Eufrazio, R. M., Renforth, P., . . . Banwart, S. A. (2020). Potential for large-scale CO<sub>2</sub> removal via enhanced rock weathering with croplands. *nature*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.nature.com/articles/s41586-020-2448-9>
- BEIS. (2019). The Climate Change Act 2008 (2050 Target Amendment) Order 2019. Abgerufen am 25. 10 2022 von <https://www.legislation.gov.uk/ukdsi/2019/9780111187654>
- BEIS. (2021). CCUS Supply. Chains. A Roadmap to Maximise the UK's Potential. Abgerufen am 25. 10 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/984308/ccus-supply-chains-roadmap.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/984308/ccus-supply-chains-roadmap.pdf)
- BEIS. (2022). Endurance Storage Development Plan. Key Knowledge Document. Abgerufen am 24. 10 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1079825/NS051-SS-REP-000-00010-Storage\\_Development\\_Plan.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1079825/NS051-SS-REP-000-00010-Storage_Development_Plan.pdf)
- Bellmann, E. (2020). WWF. Industrie: Klimaschutz durch CCU und CCS? Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://blog.wwf.de/ccs-ccu/>
- Benrath, D. (2021). Rechtliche Rahmenbedingungen einer Kohlendioxidwirtschaft - Gutachten zu Fragestellungen aus der IN4Climate. NRW-Arbeitsgruppe Kohlendioxidwirtschaft. Gelsenkirchen: IN4climate. NRW GmbH.
- Berndt, C., Blackford, J., Connelley, D., Gunn, V., Huvenne, V., James, R., . . . Saw, K. (2020). Strategies for Environmental Monitoring of Marine Carbon Capture and Storage. STEMM-CCS. doi:10.5281/zenodo.3627036
- bfg. (2007). Verkehrswirtschaftlicher und ökologischer Vergleich der Verkehrsträger Straße, Schiene und Wasserstraße.
- BGR. (2022a). Verbundvorhaben: Li+Fluids - Nutzungspotentiale von hydrothermalen Fluiden zur Gewinnung von Lithium. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/Projekte/Geothermie/Laufend/Li+Fluids.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/Geothermie/Laufend/Li+Fluids.html)

- BGR. (2022b). Potenziale des unterirdischen Speicher- und Wirtschaftsraumes im Norddeutschen Becken (TUNB). Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/Projekte/Nutzung\\_spotenziale/Laufend/TUNB.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/Nutzung_spotenziale/Laufend/TUNB.html)
- BGR. (2022c). 3D Geomodeling fpr Europe (3DGEO-EU). Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/Projekte/Nutzung\\_spotenziale/Laufend/3DGEO-EU.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/Nutzung_spotenziale/Laufend/3DGEO-EU.html)
- BGR. (2022d). LEILAC2 - Low Emission Intensity Lime and Cement. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung\\_tieferer\\_Untergrund\\_CO2Speicherung/Projekte/CO2Speicherung/Laufend/LEILAC2.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/Projekte/CO2Speicherung/Laufend/LEILAC2.html)
- BGR. (2022e). GeoHifi (MSM97 GPF 20-3\_085) High Resolution Reflection Seismic Imaging of the Cenozoic Barrier Structures of the West Schleswig Block and the Fluid Migration System of the blowout structure Figge Maar. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/MarineRohstoffforschung/Meeresforschung/Projekte/KW-Potential-an-Kontinentraendern/Laufend/GeoHifi\\_2020.html](https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/MarineRohstoffforschung/Meeresforschung/Projekte/KW-Potential-an-Kontinentraendern/Laufend/GeoHifi_2020.html)
- Bjerketvedt, V. S., Tomasgard, A., & Roussanaly, S. (2020). Optimal design and cost of ship-based CO2 transport under uncertainties and fluctuations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103190>
- Blackford, J., Alendal, G., Avlesen, H., Brereton, A., Cazenave, P. W., Chen, B., . . . Phelps, J. (2020). Impact and detectability of hypothetical CCS offshore seep scenarios as an aid to storage assurance and risk assessment. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102949>
- Bloomberg, A. E., Waarum, I.-K., Totland, C., & Eek, E. (2021). Marine Monitoring for Offshore Geological Carbon Storage - A Review of Strategies, Technologies and Trends. *Geosciences*. doi:<https://doi.org/10.3390/geosciences11090383>
- BMBF. (2022a). Ist die Entnahme von Kohlendioxid aus der Atmosphäre machbar, wirksam und gesellschaftlich wünschenswert? Die neue BMBF-Fördermaßnahme CDRterra forscht an terrestrischen CO2-Entnahmemethode. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/co2-entnahmemethoden-cdr.php>
- BMBF. (2022b). Carbon2Chem. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/carbon2chem.php>
- BMBF. (2022c). Horizont Europa. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.horizont2020.de/>
- BMBF. (2022d). Willkommen auf dem deutschen Portal für Horizont Europa. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.horizont-europa.de/>
- BMBF. (2022e). Europa braucht Innovationen. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.horizont-europa.de/>
- BMBF. (2022f). Projektvorschläge für Verbundvorhaben des EU-Rahmenprogramms für Forschung und Innovation Horizont Europa. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.foerderdatenbank.de/FDB/Content/DE/Foerderprogramm/Bund/BMBF/projekte-horizont-europa.html>
- BMBF. (2022g). Programmstruktur von Horizont Europa. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.horizont-europa.de/de/Themen-1717.html>
- BMBF. (2022h). FONA. KlimaPro-Industrie - Vermeidung von klimaschädlichen Prozessemissionen in der Industrie. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/klimpro-industrie.php>

- BMBF. (2022i). Nationale Wasserstoffstrategie: Grüner Wasserstoff als Energieträger der Zukunft. Abgerufen am 9. 11 2022 von [https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie\\_node.html](https://www.bmbf.de/bmbf/de/forschung/energiewende-und-nachhaltiges-wirtschaften/nationale-wasserstoffstrategie/nationale-wasserstoffstrategie_node.html)
- BMEL. (2022). Ergebnisse der Waldzustandserhebung 2021. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.bmel.de/DE/themen/wald/wald-in-deutschland/waldzustandserhebung.html>
- BMUV. (2022a). Nationale Moorschutzstrategie. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Naturschutz/nationale\\_moorschutzstrategie\\_bf.pdf](https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Naturschutz/nationale_moorschutzstrategie_bf.pdf)
- BMUV. (2022b). Aktionsprogramm Natürlicher Klimaschutz. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.bmuv.de/download/aktionsprogramm-natuerlicher-klimaschutz>
- BMWi, & BMU. (2010). Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Berlin. Abgerufen am 2. 11 2022 von [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=5)
- BMWK. (2020). PtX-Projekt „Haru Oni“: Altmaier übergibt ersten Förderbescheid für internationales Projekt für grünen Wasserstoff. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201202-ptx-projekt-haru-oni-altmaier-uebergibt-ersten-foerderbescheid-fuer-internationales-projekt-fuer-gruenen-wasserstoff.html>
- BMWK. (2022a). Deutsche Klimaschutzpolitik. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html>
- BMWK. (2022b). CO<sub>2</sub>-Abscheidung und -Nutzung in der Grundstoffindustrie. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.energieforschung.de/antragsteller/foerderangebote/co2-abscheidung-und-nutzung>
- bp. (2021). Press Release. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/en\\_id/indonesia/home/news/press-releases/210830\\_press\\_release\\_ubadari\\_field\\_vorwata\\_ccus.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp/country-sites/en_id/indonesia/home/news/press-releases/210830_press_release_ubadari_field_vorwata_ccus.pdf)
- Brack, D., & King, R. (2020). Net Zero and Beyond. What role for Bioenergy with Carbon Capture and Storage? Energy, Environment and Resources Programme. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://www.chathamhouse.org/sites/default/files/CHHJ7830-BECCS-RP-200127-WEB.pdf>
- Brack, D., & King, R. (2021). Managing Land-based CDR: BECCS, Forests and Carbon Sequestration. Global Policy Volume. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1111/1758-5899.12827>
- Bradshaw, J. A., Bradshaw, B. E., Nguyen, V., Rigg, A. J., Spencer, L., & Wilson, P. (2004). Australia's CO<sub>2</sub> geological storage potential and matching of emission sources to potential sinks. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.064>
- Bremische Bürgerschaft. (2010). Beschlussprotokoll 68. Sitzung 20.05.2010. Abgerufen am 2. 11 2022 von [https://paris.bremische-buergerschaft.de/starweb/paris/servlet.starweb?path=paris/LISSHFL.web&id=PARISFASTLINK&search=DID%3DK-357&format=LISSEH\\_MoreDokument\\_Report](https://paris.bremische-buergerschaft.de/starweb/paris/servlet.starweb?path=paris/LISSHFL.web&id=PARISFASTLINK&search=DID%3DK-357&format=LISSEH_MoreDokument_Report)
- Bridgeport Energy. (2021). Application form Environmental Protection Act 1994. Application to amend an environmental authority. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://environment.des.qld.gov.au/\\_\\_data/assets/pdf\\_file/0027/252495/a-aemd-100128724-application.pdf](https://environment.des.qld.gov.au/__data/assets/pdf_file/0027/252495/a-aemd-100128724-application.pdf)
- Brown, T. (2020). Ammonia Energy Association. Saudi Arabia ships low-carbon ammonia to Japan. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.ammoniaenergy.org/articles/saudi-arabia-ships-low-carbon-ammonia-to-japan/>

- Bulowski, N. (2022). Toronto Star. Investment tax credit for carbon capture is Budget 2022's big ticket climate item. Abgerufen am 9. 9 2022 von <https://www.thestar.com/news/canada/2022/04/08/investment-tax-credit-for-carbon-capture-is-budget-2022s-big-ticket-climate-item.html>
- BUND. (2009). Stellungnahme zum CCS-Gesetzentwurf. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.presseportal.de/pm/7666/1363381>
- Bundesamt für Naturschutz. (2022). Biomasseanbau. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.bfn.de/biomasseanbau>
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2022). Raumordnungsplan 2021. Abgerufen am 8. 11 2022 von [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan\\_2021/raumordnungsplan-2021\\_node.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresraumplanung/Raumordnungsplan_2021/raumordnungsplan-2021_node.html)
- Bundesregierung. (2022). Deutschland bleibt im Klimaschutz auf Kurs. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/newsletter-und-abos/newsletter-verbraucherschutz/klimaschutzziel-2020-erreicht-1876954>
- Bundesverfassungsgericht. (2021). Verfassungsbeschwerden gegen das Klimaschutzgesetz teilweise erfolgreich. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2021/bvg21-031.html>
- Burns, W. (2022). Biden signs Inflation Reduction Act: Its climate promise relies heavily on carbon capture, meaning thousands of miles of pipeline. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://theconversation.com/biden-signs-inflation-reduction-act-its-climate-promise-relies-heavily-on-carbon-capture-meaning-thousands-of-miles-of-pipeline-188591>
- CAC Synfuel. (2022). Synthetic aviation fuel from electricity, water and CO2. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.cac-synfuel.com/en/kerosene>
- Cames, M., Chaudry, S., & Sutter, J. (2021). Wie ökologisch und sozial verträglich sind CCS, BECCS und CCU Technologien? Kurzstudie im Auftrag des NABU. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/klimaschutz/221027\\_studie\\_ccuccus\\_pdf.pdf](https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/klimaschutz/221027_studie_ccuccus_pdf.pdf)
- Carbfix. (2022). We turn CO2 into stone. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.carbfix.com/>
- Carbon Capture. (2022). Project Bison. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.carboncapture.com/project-bison>
- Carbon collectors. (2022). CO2 transport and storage: This is how it is done. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://carboncollectors.nl/co2-transport-storage/>
- Carbon Engineering. (2021). DAC project awarded funding under Government plans to make UK world leader in GGRs. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://carbonengineering.com/news-updates/dac-project-awarded-funding/>
- Carbon Engineering. (2022). Engineering begins on large scale commercial facility in Can. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://carbonengineering.com/news-updates/large-scale-commercial-facility-fuel-from-air/>
- Carbon4PUR. (2022). Highlights. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.carbon4pur.eu/>
- CBE. (2022). Open calls for proposals. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.cbe.europa.eu/open-calls-proposals>
- CCS4CEE. (2022). Project. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://ccs4cee.eu/project/>

- CCUS Project Network. (2022). TNO. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.ccusnetwork.eu/secretariat/tno>
- CCUS Projects Network. (2022). About the Network. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.ccusnetwork.eu/>
- CDRMare. (2022a). Forschungsmission der Deutschen Allianz Meeresforschung (DAM) >>Marine Kohlenstoffspeicher als Weg zur Dekarbonisierung<<. Abgerufen am 8. 11 2022 von [https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2022/09/CDRMare\\_AIMS3\\_factsheet\\_220902.pdf](https://cdrmare.de/wp-content/uploads/2022/09/CDRMare_AIMS3_factsheet_220902.pdf)
- CDRMare. (2022b). GEOSTOR. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://geostor.cdrmare.de/>
- CDRMare. (2022c). AIMS3. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://aims3.cdrmare.de/>
- CDRMare. (2022d). RETAKE. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://retake.cdrmare.de/>
- CDRMare. (2022e). sea4society. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://sea4society.cdrmare.de/>
- CDRMare. (2022f). Test-ArtUp. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://test-artup.cdrmare.de/>
- CDRMare. (2022g). ASMASYS. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://asmasys.cdrmare.de/>
- CDRterra. (2022). CDRterra - Forschungsprogramm zu landbasierten CO<sub>2</sub>-Entnahmefethoden. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://cdrterra.de/de>
- CDU Rendsburg-Eckernförde. (2009). CCS-Gesetz für diese Wahlperiode gestorben. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.cdu-rd-eck.de/artikel/ccs-gesetz-f%C3%BCr-diese-wahlperiode-gestorben>
- CET Partnership. (2022). Joint Call 2022. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.cetpartnership.eu/calls/joint-call-2022>
- Chauvy, R., & Dubois, L. (2022). Life cycle and techno-economic assessments of direct air capture processes: An integrated review. doi:<https://doi.org/10.1002/er.7884>
- Choi, B.-Y. (2019). Potential impact of leaking CO<sub>2</sub> gas and CO<sub>2</sub>-rich fluids on shallow groundwater quality in the Chungcheong region (South Korea): A hydrogeochemical approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.03.010>
- Clark, D. E., Oelkers, E. H., Gunnarsson, I., Sigfusson, B., Snaebjörnsdóttir, S. O., Adradóttir, E. S., & Gislason, S. R. (2020). CarbFix2: CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S mineralization during 3.5 years of continuous injection into basaltic rocks at more than 250 °C. *Geochemica et Cosmochimica Acta*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.gca.2020.03.039>
- Clean Energy Ministerial. (2022). Carbon Capture Utilization and Storage. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.cleanenergyministerial.org/initiatives-campaigns/carbon-capture-utilization-and-storage/>
- CLEANKER. (2017). Clean Cleanker Production by calcium looping process. Abgerufen am 26. 10 2022 von [http://www.cleanker.eu/download.html?n=CLEANKER\\_Flyer&e=pdf](http://www.cleanker.eu/download.html?n=CLEANKER_Flyer&e=pdf)
- Climate Change Committee. (2019). Net Zero - The UK's contribution to stopping global warming. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.theccc.org.uk/publication/net-zero-the-uks-contribution-to-stopping-global-warming/>
- Climate Justice Alliance. (2022). The Inflation Reduction Act is NOT a Climate Justice Bill. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://climatejusticealliance.org/the-inflation-reduction-act-is-not-a-climate-justice-bill/>
- climeworks. (2022a). Orca: the first large-scale plant. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://climeworks.com/roadmap/orca>

- climeworks. (2022b). Climeworks takes another major step on its road to building gigaton DAC capacity. Abgerufen am 15. 11 2022 von <https://climeworks.com/news/climeworks-announces-groundbreaking-on-mammoth>
- CLIMIT. (2022). About the CLIMIT Programme. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://climit.no/en/about-the-climit-programme/>
- CMS. (2022). Implementation of the CCS Directive into the Dutch mining legislation (CO<sub>2</sub>-storage). Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://cms.law/en/nld/publication/implementation-of-the-ccs-directive-into-the-dutch-mining-legislation-co2-storage>
- CO<sub>2</sub> CRC. (2013). Storage capacity. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://web.archive.org/web/20130129081022/http://co2crc.com.au/aboutccs/stor\\_capacity](https://web.archive.org/web/20130129081022/http://co2crc.com.au/aboutccs/stor_capacity)
- CO<sub>2</sub>CRC. (2022a). About us. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://co2crc.com.au/about-us/who-we-are/>
- CO<sub>2</sub>CRC. (2022b). Otway Stage 3. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://co2crc.com.au/otway-stage-3>
- CO<sub>2</sub>-Dissolved. (2022). About the project. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://co2-dissolved.brgm.fr/>
- CO<sub>2</sub>GeoNet. (2021). State-of-play on CO<sub>2</sub> geological storage in 32 European countries — an update. doi:[https://doi.org/10.25928/co2geonet\\_eu32-o21u](https://doi.org/10.25928/co2geonet_eu32-o21u)
- CO<sub>2</sub>SINK. (2010). Welcome. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.co2sink.org/>
- CO<sub>2</sub>WIN. (2022). CO<sub>2</sub> als nachhaltige Kohlenstoffquelle - Wege zur industriellen Nutzung. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://co2-utilization.net/de/>
- Connelly, D. P., Bull, J., Flohr, A., Schaap, A., Koopmans, D., Blackford, J., . . . Yakushev, E. (2022). Assuring the integrity of offshore carbon dioxide storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112670>
- Convention on Biological Diversity. (2022). Preparations for the Post-2020 Biodiversity Framework. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.cbd.int/conferences/post2020>
- CooCE. (2022). CooCE. ACT-CooCE. Harnessing potential of biological CO<sub>2</sub> capture for Circular Economy. Abgerufen am 14. 11 2022 von <https://cooce.eu/>
- CSIS. (2021). The United Kingdom's Carbon Capture Industrial Strategy. Abgerufen am 25. 10 2022 von <https://www.csis.org/analysis/united-kingdoms-carbon-capture-industrial-strategy>
- Danish Energy Agency. (2022). Very first tender of CO<sub>2</sub> storage licenses is opening. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://ens.dk/en/press/very-first-tender-co2-storage-licenses-opening>
- DAN-UNITY CO<sub>2</sub>. (2022). Dan-Unity and Victrol to Ship the CO<sub>2</sub> from Inland Europe's largest Industry Emitters to Safe Storage. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://dan-unity.dk/dan-unity-and-victrol-to-ship-the-co2-from-inland-europes-largest-industry-emitters-to-safe-storage/>
- 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. Potsdam: IASS Working Paper. doi:<https://doi.org/10.2312/iass.2013.007>
- Dean, M., Blackford, J., Connelly, D., & Hines, R. (2020). Insights and guidance for offshore CO<sub>2</sub> storage monitoring based on the QICS, ETI MMW, and STEMM-CCS projects. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2020.103120>
- dena. (2021). dena-Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität. Abgerufen am 26. 10 2022 von <https://www.dena.de/newsroom/meldungen/dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/>

- dena. (2022a). Nutzung von wasserstoffbasierten CCU-Verfahren in der Industrie. Berlin: BMWK. Abgerufen am 2. 11 2022 von [https://www.bmwi-energiewende.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-nutzung-von-wasserstoff-basierten-ccu-verfahren-in-der-industrie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwi-energiewende.de/Redaktion/DE/Publikationen/Industrie/20220913-nutzung-von-wasserstoff-basierten-ccu-verfahren-in-der-industrie.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- dena. (2022b). E-Kerosene for Commercial Aviation. Abgerufen am 7. 11 2022 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/STUDY\\_E-Kerosene\\_for\\_Commercial\\_Aviation.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/STUDY_E-Kerosene_for_Commercial_Aviation.pdf)
- Dentons. (2020). The Dutch carbon dioxide emission tax. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.dentons.com/en/insights/alerts/2020/november/26/the-dutch-carbon-emission-tax>
- Derakhshan-Nejad, Z., Sun, J., Yun, S.-T., & Lee, G. (2019). Potential CO<sub>2</sub> intrusion in near-surface environments: a review of current research approaches to geochemical processes. *Environmental Geochemistry and Health*. Von <https://link.springer.com/article/10.1007/s10653-019-00263-0> abgerufen
- Deutsche Allianz Meeresforschung. (2022). Meere als Kohlenstoffspeicher. Eine DAM-Forschungsmission. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.allianz-meeresforschung.de/kernbereiche/forschung/meere-als-kohlenstoffspeicher/>
- Deutsche Emissionshandelsstelle. (2022). Ausgestaltung des EU-ETS. Abgerufen am 7. 11 2022 von [https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/EU-Emissionshandel-verstehen/Ausgestaltung-des-EU-ETS/ausgestaltung-des-eu-ets\\_node.html](https://www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/EU-Emissionshandel-verstehen/Ausgestaltung-des-EU-ETS/ausgestaltung-des-eu-ets_node.html)
- Deutsche IPCC-Koordinierungsstelle. (2022). Sechster IPCC-Sachstandsbericht (AR6) Beitrag der Arbeitsgruppe III: Minderung des Klimawandels.
- Deutscher Bundestag. (2018). Unterrichtung durch die Bundesregierung. Evaluierungsbericht der Bundesregierung über die Anwendung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes sowie die Erfahrungen zur CCS-Technologie.
- Deutscher Wetterdienst; Extremwetter Kongress. (2022). Was wir 2022 über das Extremwetter in Deutschland wissen. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle\\_meldungen/220928/Faktenpapier-Extremwetterkongress\\_download.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.dwd.de/DE/klimaumwelt/aktuelle_meldungen/220928/Faktenpapier-Extremwetterkongress_download.pdf?__blob=publicationFile&v=4)
- Dewar, M., Blackford, J., Espie, T., Wilford, S., & Bouffin, N. (2022). Impact potential of hypersaline brines released into the marine environment for CCS reservoir pressure management. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103559>
- DigiMon. (2022). Digital Monitoring of CO<sub>2</sub> storage projects. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://digimon.norceproujekt.no/home>
- DIN. (2022a). DIN - kurz erklärt. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.din.de/de/ueber-normen-und-standards/basiswissen>
- DIN. (2022b). DIN SPEC - Geschäftspläne. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/din-spec/alle-geschaeftsplaene>
- DIN. (2022c). CO<sub>2</sub> im Boden speichern? Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.din.de/de/din-und-seine-partner/presse/mitteilungen/co2-im-boden-speichern--879002>
- DLR. (2022). Sorge um den deutschen Wald. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2022/01/20220221\\_sorge-um-den-deutschen-wald.html](https://www.dlr.de/content/de/artikel/news/2022/01/20220221_sorge-um-den-deutschen-wald.html)
- DNV. (2022a). CO<sub>2</sub> Efficient Transport via Ocean - CETO. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.dnv.com/maritime/jip/ceto/index.html>

- DNV. (2022b). DNV supports innovations in CO2 carrier design. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/DNV-supports-innovations-in-CO2-carrier-design.html>
- DNV. (2022c). CO2 pipelines. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.dnv.com/focus-areas/ccs/carbon-pipelines.html>
- DNV GL. (2019). Fracture Arrest and Dispersion of CO2 Pipelines. Modifications to Standards. Confidential Report No.: 2018-0846, Rev. 01.
- DOE. (2022). Carbon Storage Research. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.energy.gov/fecm/science-innovation/carbon-capture-and-storage-research>
- Dugamin, E. J., Richard, A., Cathelineau, M., Boiron, M.-C., Desponois, F., & Brisset, A. (2021). Groundwater in sedimentary basins as potential lithium resource: a global prospective study. *Scientific Reports*. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.nature.com/articles/s41598-021-99912-7>
- Durucan, S., Korre, A., Parlaktuna, M., & Senturk, E. (2021). SUCCEED: A CO2 storage and utilisation project aimed at mitigating against greenhouse gas emissions from geothermal power production. doi:<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3819789>
- Dütschke, E., Wohlfarth, K., Höller, S., Viebahn, P., Schumann, D., & Pietzner, K. (2016). Differences in the public perception of CCS in Germany depending on CO2 source, transport option and storage location. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.07.043>
- Dütschke, E., Wohlfarth, K., Schumann, D., Pietzner, K., Carpentier, R., Schwarz, A., & von Winterfeld, U. (2015). Schlussbericht. Chancen für und Grenzen der Akzeptanz von CCS in Deutschland „CCS Chancen“. Fraunhofer ISI, Wuppertal Institut, Jülich Forschungszentrum. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2015/BMBF\\_03G0831A\\_CCS\\_Chancen\\_Schlussbericht.pdf](https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2015/BMBF_03G0831A_CCS_Chancen_Schlussbericht.pdf)
- EASEE-gas. (2005). Common Business Practice. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://easee-gas.eu/uploads/kcFinder/files/cbp-2005-001-02-harmonisation-of-natural-gas-quality%20%281%29.pdf>
- East Coast Cluster. (2022). East Cost Cluster. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://eastcoastcluster.co.uk/>
- eccsel. (2022). CCUS ZEN project kick-off in Paris. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.eccsel.org/news/projects/ccus-zen-project-kick-off-in-paris/>
- ECO2. (2022). ECO2 - Sub-seabed CO2 Storage: Impact on Marine Ecosystems. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.eco2-project.eu/>
- Eco2Base. (2022). CCS worldwide needs a boost! Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://ecobase-project.eu/>
- Edenhofer, O., Eggers, J., Fuss, S., Kalkuhl, M., Merfort, A., Minx, J. C., & Strefler, J. (2021). Wissensstand zu CO2-Entnahmen. Bedarf & Potenziale, Technologien & Politikinstrumente, Weltweit & in Deutschland. Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.klimareporter.de/images/dokumente/2021/06/2021-mcc-wissensstand-zu-co2-emissionen.pdf>
- ELEGANCy. (2022). Enabling a low-carbon economy via hydrogen and CCS. Von <https://www.sintef.no/projectweb/elegancy/> abgerufen
- Element Energy Limited; Pöyry Energy; British Geological Survey. (2007). Development of a CO2 Transport and Storage network in the north sea. Report to the North Sea Basin Task Force. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/development-of-a-co2-transport-and-storage-network-in-the-north-sea-report-to-the-north-sea-basin-task-force/>

- elementenergy. (2018). Shipping CO<sub>2</sub> - UK Cost Estimation Study. Abgerufen am 26. 10 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/761762/BEIS\\_Shipping\\_CO2.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/761762/BEIS_Shipping_CO2.pdf)
- enargus. (2022a). CemRoCap. Von <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/26?op=enargus.eps2&q=cemrocap> abgerufen
- enargus. (2022b). MemKoWI. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/26?op=enargus.eps2&m=0&v=10&p=0&s=3&q=memkowi>
- enargus. (2022c). Scoore. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=scoore&v=10&s=3&id=8781762>
- Energie-Experten. (2012). Schleswig-Holstein will CCS-Lager per Gesetz landesweit verhindern. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.energie-experten.org/news/schleswig-holstein-will-ccs-lager-per-gesetz-landesweit-verhindern>
- EnerGizerS. (2022). Project's Summary. Abgerufen am 11. 11 2022 von <http://energizers.agh.edu.pl/en/>
- Engel, F., & Kather, A. (2018). Improvements on the liquefaction of a pipeline CO<sub>2</sub> stream for ship transport. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:International Journal of Greenhouse Gas Control
- ENOS. (2022). Enabling onshore CO<sub>2</sub> storage in Europe. Von <http://www.enos-project.eu/> abgerufen
- equinor. (2019). CCS Projects. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/equinor\\_-\\_ccs\\_projects\\_.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/equinor_-_ccs_projects_.pdf)
- equinor. (2020a). Prime Minister Erna Solberg opened the world's largest test facility for CO<sub>2</sub> transport. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.equinor.com/news/archive/20201030-co2-transport-porsgrunn>
- equinor. (2020b). Northern Lights FEED report.
- equinor. (2022a). Equinor and Wintershall Dea partner up for large-scale CCS value chain in the North Sea. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.equinor.com/news/20220830-equinor-wintershall-dea-large-scale-ccs-value-chain>
- equinor. (2022b). Equinor awarded the Smeaheia and Polaris CO<sub>2</sub> licenses. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.equinor.com/news/archive/20220405-awarded-smeaheia-polaris-co2-licenses>
- equinor. (2022c). CCS on Sleipner – back where it came from. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://equinor.industriminne.no/en/ccs-on-sleipner-back-where-it-came-from/>
- equinor. (2022d). Equinor erhält die CO<sub>2</sub>-Lizenzen für Smeaheia und Polari. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.equinor.de/aktuelles/equinor-erhaelt-die-co2-lizenzen-fuer-smeaheia-und-polaris>
- equinor. (2022e). Hydrogen. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.equinor.com/energy/hydrogen>
- Erlach, B., Fuss, S., Geden, O., Glotzbach, U., Henning, H., Pittel, K., . . . Strefler, J. (2022). Was sind negative Emissionen, und warum brauchen wir sie? (Kurz erklärt!). Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS). doi:[https://doi.org/10.48669/esys\\_2022-2](https://doi.org/10.48669/esys_2022-2)
- ESA. (2022). Technology Readiness Level (TRL). Abgerufen am 26. 10 2022 von [https://www.esa.int/Enabling\\_Support/Space\\_Engineering\\_Technology/Shaping\\_the\\_Future/Technology\\_Readiness\\_Levels\\_TRL](https://www.esa.int/Enabling_Support/Space_Engineering_Technology/Shaping_the_Future/Technology_Readiness_Levels_TRL)
- Espey, R. (2022). Germany Trade&Invest. Saudi-Arabien - Grünes Image mit vielen Fragezeichen. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.gtai.de/de/trade/saudi-arabien/specials/saudi-arabien-gruenes-image-mit-vielen-fragezeichen--795556>

- EST TU Darmstadt. (2022). Aktuelle Projekte. Abgerufen am 9. 11 2022 von [https://www.est.tu-darmstadt.de/forschung\\_est/projekte\\_est/aktuell/index.de.jsp](https://www.est.tu-darmstadt.de/forschung_est/projekte_est/aktuell/index.de.jsp)
- Eufrazio, R. M., Kantzas, E. P., Edwards, N. R., Holden, P. B., Pollitt, H., Mercure, J.-F., . . . Beerling, D. J. (2022). Environmental and health impacts of atmospheric CO<sub>2</sub> removal by enhanced rock weathering depend on nations' energy mix. *Communications Earth & Environment*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.nature.com/articles/s43247-022-00436-3>
- Europäische Kommission. (2022). CEF Energy: about EUR 3 billion requested for energy infrastructure projects. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cef-energy-about-eur-3-billion-requested-energy-infrastructure-projects-2022-09-07\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/news-events/news/cef-energy-about-eur-3-billion-requested-energy-infrastructure-projects-2022-09-07_en)
- Europäische Kommission. (2017). SET-PLAN TWG9 CCS and CCU Implementation Plan. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://setis.ec.europa.eu/system/files/2021-04/set\\_plan\\_ccus\\_implementation\\_plan.pdf](https://setis.ec.europa.eu/system/files/2021-04/set_plan_ccus_implementation_plan.pdf)
- Europäische Kommission. (2019). Going Climate Neutral by 2050. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/92f6d5bc-76bc-11e9-9f05-01aa75ed71a1>
- Europäische Kommission. (2020). Update of SET-Plan Implementation Plan targets. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/03/CCUS-SET-Plan\\_-\\_Updated-Implementation-Plan-targets\\_11.2020.pdf](https://www.ccus-setplan.eu/wp-content/uploads/2021/03/CCUS-SET-Plan_-_Updated-Implementation-Plan-targets_11.2020.pdf)
- Europäische Kommission. (2021a). Communication from the commission to the european parliament and the council. Sustainable Carbon Cycles. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-12/com\\_2021\\_800\\_en\\_0.pdf](https://climate.ec.europa.eu/system/files/2021-12/com_2021_800_en_0.pdf)
- Europäische Kommission. (2021b). Sustainable Carbon Cycles. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/870610/Factsheet%20-%20Sustainable%20Carbon%20Cycles%20\\_EN.pdf](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/870610/Factsheet%20-%20Sustainable%20Carbon%20Cycles%20_EN.pdf)
- Europäische Kommission. (2021c). Sustainable carbon cycles for a 2050 climate-neutral EU Technical Assessment. Part 1/3. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/d86883c0-5d8e-11ec-9c6c-01aa75ed71a1/language-en/format-PDF>
- Europäische Kommission. (2021d). Candidate PCI projects in cross-border carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) transport networks - in view of preparing the 5th PCI list. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-04/detailed\\_information\\_regarding\\_the\\_candidate\\_projects\\_in\\_co2\\_network\\_0.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-04/detailed_information_regarding_the_candidate_projects_in_co2_network_0.pdf)
- Europäische Kommission. (2022a). Sustainable Carbon Cycles. Abgerufen am 2. 11 2022 von [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/forests-and-agriculture/sustainable-carbon-cycles\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/forests-and-agriculture/sustainable-carbon-cycles_en)
- Europäische Kommission. (2022b). Innovation fund progress report: report from Commission to the European Parliament and the Council. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/126a0d43-2745-11ed-8fa0-01aa75ed71a1/language-en>
- Europäische Kommission. (2022c). Innovation Fund. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en)
- Europäische Kommission. (2022d). The Just Transition Fund. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism/just-transition-funding-sources\\_en](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/finance-and-green-deal/just-transition-mechanism/just-transition-funding-sources_en)
- Europäische Kommission. (2022e). Horizon Europe. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe\\_en](https://research-and-innovation.ec.europa.eu/funding/funding-opportunities/funding-programmes-and-open-calls/horizon-europe_en)

- Europäische Kommission. (2022f). About the Connecting Europe Facility. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/about-connecting-europe-facility\\_en](https://cinea.ec.europa.eu/programmes/connecting-europe-facility/about-connecting-europe-facility_en)
- Europäische Kommission. (2022g). EN Horizon Europe Work Programme 2021-2022. 8. Climate, Energy and Mobility. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/docs/2021-2027/horizon/wp-call/2021-2022/wp-8-climate-energy-and-mobility\\_horizon-2021-2022\\_en.pdf](https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/docs/2021-2027/horizon/wp-call/2021-2022/wp-8-climate-energy-and-mobility_horizon-2021-2022_en.pdf)
- Europäische Kommission. (2022h). SETIS - SET Plan information system. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://setis.ec.europa.eu/implementing-actions/ccu-ccs\\_en](https://setis.ec.europa.eu/implementing-actions/ccu-ccs_en)
- Europäische Kommission. (2022i). National energy and climate plans. Abgerufen am 9. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans\\_en](https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en)
- Europäische Kommission. (2022j). National long-term strategies. Abgerufen am 9. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies\\_en](https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en)
- Europäische Kommission. (2022k). Projects of Common Interest. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/infrastructure/projects-common-interest_en)
- Europäische Kommission. (2022l). Rotterdam CCUS project - PORTHOS. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/12.3-0022-nl-s-m-18>
- Europäische Kommission. (2022m). Carbon capture, Utilisation and Storage Forum. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2022-oct-27\\_en](https://ec.europa.eu/info/events/carbon-capture-utilisation-and-storage-forum-2022-oct-27_en)
- Europäische Kommission. (2022n). Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II). Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en)
- Europäische Union. (2017). OSPAR-Übereinkommen. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://eur-lex.europa.eu/DE/legal-content/summary/ospar-convention.html>
- EverLoNG. (2022). EverLoNG. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://everlongccus.eu/>
- EWE. (2022). Die Farben des Wasserstoffs. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/wasserstoff/die-farben-des-wasserstoffs>
- EWI. (2022). CO2-Infrastrukturen sind wichtig für ein klimaneutrales Deutschland. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy\\_Brief\\_CO2-Infrastrukturen.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/07/Policy_Brief_CO2-Infrastrukturen.pdf)
- Ewoldt, B. (2022). The Gazette. Questions require a carbon pipeline pause. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.thegazette.com/guest-columnists/questions-require-a-carbon-pipeline-pause/>
- Fajardy, M., & Dowell, N. M. (2017). Can BECCS deliver sustainable and resource. *Energy Environmental Science*. doi:10.1039/c7ee00465f
- Fasihi, M., Efimova, O., & Breyer, C. (2019). Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants. *Journal of Cleaner Production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.086>
- Fernández, L. (2022). Statista. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.statista.com/statistics/1065891/global-methanol-production-capacity/>
- Front. Energy Res. (2021). Different This Time? The Prospects of CCS in the Netherlands in the 2020s. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.644796/full>

- Fuss, S., Gruner, F., Hilaire, J., Kalkuhl, M., Knapp, J., Lamb, W., . . . Strefler, J. (2021). CO<sub>2</sub>-Entnahmen: Notwendigkeit und Regulierungsoptionen. Studie im Auftrag der Wissenschaftsplattform Klimaschutz. Berlin. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS\\_Gutachten\\_MCC\\_PIK.pdf](https://www.wissenschaftsplattform-klimaschutz.de/files/WPKS_Gutachten_MCC_PIK.pdf)
- Fuss, S., Lamb, W. F., Callaghan, M. W., Hilaire, J., Creutzig, F., Amann, T., . . . Minx, J. C. (2018). Negative emissions—Part 2: Costs, potentials and side effects. *Environmental Research Letters*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/aabf9f/pdf>
- GECO. (2022). GECO. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://geco-h2020.eu/>
- Geman, B., & Freedman, A. (2022). Axios. 1 big thing: Pushing carbon capture into the mainstream — finally. Abgerufen am 5. 10 2022 von [https://www.axios.com/newsletters/axios-generate-90a5dde8-7916-4c69-967c-fe1f9d1665f8.html?chunk=0&utm\\_term=emshare](https://www.axios.com/newsletters/axios-generate-90a5dde8-7916-4c69-967c-fe1f9d1665f8.html?chunk=0&utm_term=emshare)
- Germanwatch. (2017). Anstoß zu neuer CCU-/CCS-Debatte für Prozessemissionen. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.germanwatch.org/en/node/14541>
- GESAMP. (2019). High Level Review of a Wide Range of Proposed Marine Geoengineering Techniques. Abgerufen am 9. 11 2022 von <http://www.gesamp.org/publications/high-level-review-of-a-wide-range-of-proposed-marine-geoengineering-techniques>
- GFZ. (2018). Pilotstandort Ketzin - Forschungsprojekt CO<sub>2</sub>MAN. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.co2ketzin.de/startseite>
- Ghilotti, D. (2022). Upstream. Wintershall Dea wins Norway carbon storage licence. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/wintershall-dea-wins-norway-carbon-storage-licence/2-1-1328363>
- Glanz, S., & Schönauer, A.-L. (2021). Towards a Low-Carbon Society via Hydrogen and Carbon Capture. *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*. doi:<https://doi.org/10.13044/j.sdewes.d8.0322>
- Global CCS Institute. (2022). Australia. Abgerufen am 26. 9 2022 von <https://co2re.co/FacilityDatam>
- Global CCS Institute. (2022). Contact Head office. Abgerufen am 26. 9 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/about/contact/>
- Global CCS Institute. (2021). Global CCS Report.
- Global CCS Institute. (2022a). CO<sub>2</sub>Re Facilities Database. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://co2re.co/FacilityData>
- Global CCS Institute. (2022b). Perspective. Developments and Opportunities - A review of national responses to CCS under the London Protocol. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/05/Perspective-A-review-of-national-responses-to-CCS-under-the-London-Protocol-Global-CCS-Institute.pdf>
- Global CCS Institute. (2022c). Global CCS Report. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-of-ccs-2022/>
- Global CCS Institute. (2022d). Present and Future: Australian CCS Policy Beyond the Federal Election. Abgerufen am 26. 09 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/insights/present-and-future-australian-ccs-policy-beyond-the-federal-election/>
- Global CCS Institute. (2022e). A progress review. Repositioning CCUS for China's net zero future. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/09/CCUS-for-China-Net-Zero-Future-0922.pdf>

- Global CO2 Initiative. (2022). Glossaries. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://assessccus.globalco2initiative.org/glossaries/>
- Government of Canada / Natural Resources of Canada. (2014). Carbon Capture and Storage (CCS) in Canada. CCS Technical Experts Meeting UNFCCC. Bonn. Abgerufen am 9. 9 2022 von [https://unfccc.int/files/bodies/awg/application/pdf/02\\_canada\\_martin\\_aube.pdf](https://unfccc.int/files/bodies/awg/application/pdf/02_canada_martin_aube.pdf)
- Government of Canada. (2022). Energy Innovation Program - Carbon capture, utilization and storage RD&D Call. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://www.nrcan.gc.ca/science-and-data/funding-partnerships/funding-opportunities/funding-grants-incentives/energy-innovation-program/energy-innovation-program-carbon-capture-utilization-and-storage-stream/23815>
- Government of Canada. (2022). Tax Measures: Supplementary Information. Abgerufen am 14. 9 2022 von [https://budget.gc.ca/2022/report-rapport/tm-mf-en.html#a3\\_2](https://budget.gc.ca/2022/report-rapport/tm-mf-en.html#a3_2)
- Government of the Netherlands. (2019). Climate Agreement. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.government.nl/documents/reports/2019/06/28/climate-agreement>
- Green Car Congress. (2021). Green Car Congress. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.greencarcongress.com/>
- Greenpeace. (2008). CO2-Endlager - keine Lösung, sondern Risiko. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.greenpeace.de/publikationen/co2-endlager-loesung-risiko>
- Greenpeace. (2019). Irrweg CCS. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.greenpeace.de/klimaschutz/energiewende/kohleausstieg/ccs>
- Groom, N. (2020). Reuters. Problems plagued U.S. CO2 capture project before shutdown: document. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.reuters.com/article/us-usa-energy-carbon-capture/problems-plagued-u-s-co2-capture-project-before-shutdown-document-idUSKCN2523K8>
- Gunnarsson, G., Kristansson, B. R., Gunnarsson, I., & Juliusson, B. M. (2015). Reinjection into a Fractured Reservoir – Induced Seismicity and Other Challenges in Operating Reinjection Wells in the Hellisheiði Field, SW-Iceland. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://pangea.stanford.edu/ERE/db/WGC/papers/WGC/2015/23011.pdf>
- Günther, A., Barthelmes, A., Huth, V., Joosten, H., Jurasinski, G., Koebisch, F., & Couwenberg, J. (2020). Prompt rewetting of drained peatlands reduces climate warming despite methane emissions. *Nature Communications*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/32242055/>
- Hangx, S. J., & Spiers, C. J. (2009). Coastal spreading of olivine to control atmospheric CO2 concentrations: A critical analysis of viability. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.07.001>
- Harms, H., Höhle, B., & Skov, A. (1980). Methanisierung kohlenmonoxidreicher Gase beim Energie-Transport. *Chemie Ingenieur Technik*. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/cite.330520605>
- Harper, A. B., Powell, T., Cox, P. M., House, J., Huntingford, C., Lenton, T. M., . . . Shu, S. (2018). Land-use emissions play a critical role in land-based mitigation for Paris climate targets. *Nature Communications*. doi:<https://doi.org/10.1038/s41467-018-05340-z>
- Heinrich Böll Stiftung. (2021). Factsheet. Künstlicher Auftrieb (Artificial Upwelling). Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.boell.de/de/2021/01/08/kuenstlicher-auftrieb-artificial-upwelling>
- Hirschelmann, S., Tanneberger, F., Wichlmann, S., Reichelt, F., Hohlbein, M., Couwenberg, J., . . . Nordt, A. (2019). Moore in Mecklenburg-Vorpommern im Kontext nationaler und internationaler Klimaschutzziele

- Zustand und Entwicklungspotenzial. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://www.wetscapes.uni-rostock.de/storages/uni-rostock/Alle\\_AUF/Wetscapes/Dateien/Faktensammlung\\_MooreMV\\_191220.pdf](https://www.wetscapes.uni-rostock.de/storages/uni-rostock/Alle_AUF/Wetscapes/Dateien/Faktensammlung_MooreMV_191220.pdf)

- Hoffmeister, J., Birnstengel, B., Häusler, A., & Faulstich, M. (2020). Perspektiven der thermischen Abfallbehandlung - Roadmap 2040 -. Prognos, tu dortmund im Auftrag der ITAD - Interessengemeinschaft der Thermischen Abfallbehandlungsanlagen in Deutschland e.V. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.itad.de/service/downloads/tab\\_roadmap-2040.pdf](https://www.itad.de/service/downloads/tab_roadmap-2040.pdf)
- Holcim Deutschland. (2021). Holcim und Cool Planet Technologies entwickeln eine Carbon Capture Anlage in Deutschland. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.holcim.de/de/holcim-und-cool-planet-technologies-entwickeln-eine-carbon-capture-anlage-deutschland>
- Honegger, M., Michaelowa, A., & Roy, J. (2021). Potential implications of carbon dioxide removal for the sustainable development goals. *Climate Policy*. doi:<https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1843388>
- Honegger, M., Schäfer, S., Poralla, M., & Michaelowa, A. (2020). dena-Analyse. Klimaneutralität - Ein Konzept mit weitreichenden Implikationen. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena\\_BR\\_Analyse-Klimaneutralita\\_\\_t\\_WEB.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena_BR_Analyse-Klimaneutralita__t_WEB.pdf)
- Horisont energi. (2022). Carbon Storage. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.horisontenergi.no/carbon-storage/>
- Humber Zero Project. (2022). Technology Selection Report. VPI-Immingham and Phillips 66. Von <https://www.humberzero.co.uk/wp-content/uploads/2022/06/Humber-Zero-Technology-Report.pdf> abgerufen
- Humpenöder, F., Karstens, K., Lotze-Campen, H., Leifeld, J., Menichetti, L., Barthelmes, A., & Popp, A. (2020). Peatland protection and restoration are key for climate change mitigation. *Environmental Research Letters*. doi:10.1088/1748-9326/abae2a
- HVG-DGG. (2022). Nutzung des aus dem Glasschmelzprozess freiwerdenden Kohlendioxids zur Kreislaufführung und Herstellung synthetischer Brennstoffe. Abgerufen am 9. 11 2022 von <http://www.hvg-dgg.de/forschung/aktuelle-forschung/glas-co2.html>
- IEA. (2019). Can CO2-EOR really provide carbon-negative oil? Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.iea.org/commentaries/can-co2-eor-really-provide-carbon-negative-oil>
- IEA. (2019). Putting CO2 to Use. Paris: IEA. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>
- IEA. (2020). Energy Technology Perspectives 2020. Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage. Abgerufen am 5. 10 2022 von [https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS\\_in\\_clean\\_energy\\_transitions.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf)
- IEA. (2021). Global Energy Review: CO2 emissions in 2021. Global emissions rebound sharply to highest ever level. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c3086240-732b-4f6a-89d7-db01be018f5e/GlobalEnergyReviewCO2Emissionsin2021.pdf>.
- IEA. (2021). Net Zero by 2050. Pairs. Von <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> abgerufen
- IEA. (2022a). Direct Air Capture. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture>
- IEA. (2022b). Direct Air Capture. A key technology for net zero. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.iea.org/reports/direct-air-capture-2022>
- IEA. (2022c). Drax BECCS. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://www.iea.org/reports/ccus-around-the-world/drax-beccs>

- IEA. (2022d). SDE++ Subsidy Fund for CCS projects. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.iea.org/policies/13920-sde-subsidy-fund-for-ccs-projects?s=1>
- IEA. (2022e). Carbon Capture, Utilisation and Storage. Von <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-utilisation-and-storage-2> abgerufen
- IEA. (2022f). Evolution of the CO2 capture project pipeline, 2010-2022. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-the-co2-capture-project-pipeline-2010-2022>
- IEA. (2022g). Behavioural Changes. Abgerufen am 15. 11 2022 von <https://www.iea.org/reports/behavioural-changes>
- IEAGHG. (2022). Current State of Knowledge Regarding the Risk of Induced Seismicity at CO2 Storage Projects 2022-02.
- IEEFA. (2022a). Gorgon Carbon Capture and Storage: The Sting in the Tail. Abgerufen am 23. 9 2022 von [https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/03/Gorgon-Carbon-Capture-and-Storage\\_The-Sting-in-the-Tail\\_April-2022.pdf](https://ieefa.org/wp-content/uploads/2022/03/Gorgon-Carbon-Capture-and-Storage_The-Sting-in-the-Tail_April-2022.pdf)
- IEEFA. (2022b). Carbon capture has a long history. Of failure. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://ieefa.org/resources/carbon-capture-has-long-history-failure>
- Imperial College London. (2022). SUCCEED. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.imperial.ac.uk/energy-futures-lab/succeed/>
- IN4climate.NRW. (2021). Klimaschutzverträge für eine beschleunigte Transformation der Industrie. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse\\_IN4climate.NRW/2021/in4climatenrw-positions-papier-klimaschutzvertraege-de-web-2021-05.pdf](https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Service/Publikationen/Ergebnisse_IN4climate.NRW/2021/in4climatenrw-positions-papier-klimaschutzvertraege-de-web-2021-05.pdf)
- infraserv höchst. (2022). Bau der weltweit größten Power-to-Liquid-Pionieranlage im Industriepark Höchst. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.infraserv.com/de/unternehmen/nachhaltigkeit/power-to-liquid-pionieranlage/>
- Institut für Arbeitsschutz der Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung (IFA). (kein Datum). GESTIS-Stoffdatenbank. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://gestis.dguv.de/>
- Institute for Advanced Sustainability Studies. (2015). CO 2 -Recycling – Option für Politik und Gesellschaft? IASS Working Paper. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item\\_1412034\\_7/component/file\\_1412035/content](https://publications.iass-potsdam.de/rest/items/item_1412034_7/component/file_1412035/content)
- International Maritime Organization. (2022a). Ocean Fertilization under the LC/LP. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/OceanFertilization-default.aspx>
- International Maritime Organization. (2022b). Status of IMO Treaties. Comprehensive information on the status of multilateral Conventions and instruments in respect of which the International Maritime Organization or its Secretary-General performs depositary or other functions. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/About/Conventions/StatusOfConventions/Status%20of%20IMO%20Treaties.pdf>
- IPCC. (2018). Glossary. Special Report: Global Warming of 1.5 °C. Abgerufen am 07. 11 2022 von <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/glossary/>
- IPCC. (2021). Summary for Policymakers. In: Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.

- IPCC. (2022). Summary for Policymakers. In: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge University Press.
- ISO/TC 265. (2011). ISO/TC 265 Carbon dioxide, capture, transportation, and geological storage. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.iso.org/committee/648607.html>
- Jendrischik, M. (2022). cleanthinking. Energiepark Wilhelmshaven: Erneuerbares Methan statt amerikanisches Fracking-Gas. Abgerufen am 15. 11 2022 von <https://www.cleanthinking.de/energiepark-wilhelmshaven-erneuerbares-methan-statt-amerikanisches-fracking-gas/>
- Jenkins, J. D., Mayfield, E. N., Farbes, J., Jones, R., Patankar, N., Xu, Q., & Schivley, G. (2022). Preliminary Report: The Climate and Energy Impacts of the Inflation Reduction Act 2022. Abgerufen am 5. 10 2022 von [https://repeatproject.org/docs/REPEAT\\_IRA\\_Preliminary\\_Report\\_2022-08-04.pdf](https://repeatproject.org/docs/REPEAT_IRA_Preliminary_Report_2022-08-04.pdf)
- Jeong, J., Jeon, S.-W., Hwang, H.-T., & Lee, K.-K. (2020). Changes in Geochemical Composition of Groundwater Due to CO<sub>2</sub> Leakage in Various Geological Media. water. doi:<https://doi.org/10.3390/w12092597>
- Jiang, K., Ashworth, P., Zhang, S., Angus, D., Liang, X., & Sun, Y. (2019). China's carbon capture, utilization and storage (CCUS) policy: A critical review. University of Edinburgh. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109601>
- Jordal, K., Mazzetti, M., Windfeldt, M., Kjaerstad, J., Seglem, H., Waerp, U., . . . Håkansson, Å. (2022). Project Report - Legal and regulatory framework for Swedish/Norwegian CCS cooperation. Von [https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2984155/PreemCCS%20-%20D4.2\\_Legal%20and%20Regulatory\\_final.pdf?sequence=1](https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2984155/PreemCCS%20-%20D4.2_Legal%20and%20Regulatory_final.pdf?sequence=1) abgerufen
- Kabisch, N., Korn, H., Stadler, J., & Bonn, A. (2017). Nature-Based Solutions to Climate Change Adaptation in Urban Areas. Springer. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-56091-5>
- KAPSARC. (2020). CCE Guide Overview. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.cceguide.org/wp-content/uploads/2020/08/00-CCE-Guide-Overview.pdf>
- Kawaski Kisen Kaisha. (2021). K' LINE successfully separated and captured CO<sub>2</sub> from exhaust gas in World's first CO<sub>2</sub> Capture Plant on Vessel. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.kline.co.jp/en/news/csr/csr818532238088767329/main/0/link/211020EN.pdf>
- Kearns, D., Liu, H., & Consoli, C. (2021). Technology Readiness and Costs of CCS. Global CCS Institute. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/technology-readiness-and-costs-of-ccs/>
- Keith, D. W., Holmes, G., Angelo, D. S., & Heidel, K. (2018). A Process for Capturing CO<sub>2</sub> from the Atmosphere. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://keith.seas.harvard.edu/publications/process-capturing-co2-atmosphere>
- Kiemeyer, F., Schulze, F., Runge, K., Kahnt, R., Gabriel, A. D., Janssen, G., . . . Schmitt, B. (2018). Unterirdische Raumplanung und nachhaltige Ressourcenbewirtschaftung am Beispiel von ausgewählten Regionen. UBA Texte I 27/2018. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/unterirdische-raumplanung-nachhaltige>
- Klepper, G., & Thrän, D. (2019). Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik. Potenziale-Technologien-Zielkonflikte. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/PDFs/ESYS\\_Analyse\\_Biomasse.pdf](https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Analyse_Biomasse.pdf)

- Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien. (2022a). Förderprogramm „Dekarbonisierung in der Industrie“. Von <https://www.klimaschutz-industrie.de/foerderung/foerderprogramm/> abgerufen
- Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien. (2022b). Klimaschutz in der Industrie. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.klimaschutz-industrie.de/themen/klimaschutz-in-der-industrie/>
- Kopernikus-Projekt Ariadne. (2021). Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>
- Kreyling, J., Tanneberger, F., Jansen, F., van der Linden, S., Aggenbach, C., Blüml, V., . . . Jurasinski, G. (2021). Rewetting does not return drained fen peatlands to their old selves. *Nature Communications*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.nature.com/articles/s41467-021-25619-y>
- Kumar, A., Fukuda, H., Hatton, T. A., & Lienhard, J. H. (2019). Lithium Recovery from Oil and Gas Produced Water: A Need for a Growing Energy Industry. doi:<http://dx.doi.org/10.1021/acsenergylett.9b00779>
- Kurmelovs, R. (2022). The Guardian. “Just a new fossil fuel industry: Australia to send first shipment of liquefied hydrogen to Japan“. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.theguardian.com/australia-news/2022/jan/21/just-a-new-fossil-fuel-industry-australia-to-send-first-shipment-of-liquefied-hydrogen-to-japan>
- Landesregierung Mecklenburg-Vorpommern. (2012). Bundesrat: Mecklenburg-Vorpommern gegen Gesetz für CO<sub>2</sub>-Speicherung. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.regierung-mv.de/Aktuell/?id=36031&processor=processor.sa.pressemitteilung>
- Larkin, C., Morrison, J., Hemmings, M., Guan hong, L., Zhang, G., Oliva, F., . . . Garcia, F. (2022). Hollow Fibre Adsorption Unit for On-board Carbon Capture: The Key to Reducing Transport Emissions. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ccst.2022.100034>
- LAUNCH. (2022). LAUNCH is accelerating the commercial implementation of carbon capture. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://launchccus.eu/>
- Leeson, D., Dowell, N. M., Shah, N., Petit, C., & Fenell, P. (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, as well as other high purity sources. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.03.020>
- Leilac. (2022). Leilac-2. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.leilac.com/project-leilac-2/>
- Liao, S., Wang, D., Xia, C., & Tang, J. (2022). China’s provincial process CO<sub>2</sub> emissions from cement production during 1993–2019. *Scientific Data* 9, Article number: 165 (2022). Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.nature.com/articles/s41597-022-01270-0>
- Lichtschlag, A., Pearce, C. R., Suominen, M., Blackford, J., M. Borisov, S., M. Bull, J., . . . Connelly, D. P. (2021). Suitability analysis and revised strategies for marine environmental carbon capture and storage (CCS) monitoring. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103510>
- Lig2Liq. (2022). LIG2LIQ. Cost Effective Conversion of Lignite and Waste to Liquid Fuels. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.lig2liq.eu/>
- Lipponen, J., McCulloh, S., Keeling, S., Stanley, T., Berghout, N., & Berly, T. (2017). The politics of large-scale CCS deployment. *Energy Procedia*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1890>
- Littlefield, A. (2022). Carbon Capture Utilization and Storage in the New Inflation. Payne Institute commentary series. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://payneinstitute.mines.edu/wp->

content/uploads/sites/149/2022/08/Payne-Institute-Commentary-CCUS-in-the-new-Inflation-Reduction-Act.pdf

- Liu, S.-Y., Ren, B., Li, H.-Y., Yang, Y.-Z., Wang, Z.-Q., Wang, B., . . . Agarwal, R. (2022). CO<sub>2</sub> storage with enhanced gas recovery (CSEGR): A review of experimental and numerical studies. *Petroleum Science*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.petsci.2021.12.009>
- Lübbers, S., Wünsch, M., Lovis, M., Wagner, J., Sensfuß, F., Luderer, G., & Bartels, F. (2022). Vergleich der „Big 5“ Klimaneutralitätsstudien. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/vergleich-der-big-5-klimaneutralitaetsszenarien/>
- Marks, E., Hickmann, C., Pihkala, P., Clayton, S., Lewandowski, E. R., Mayall, E. E., . . . van Susteren, L. (2021). Young People's Voices on Climate Anxiety, Government Betrayal and Moral Injury: A Global Phenomenon. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=3918955](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3918955)
- Martin, S. (2021). The Guardian. Australia commits to 2050 net zero emissions plan but with no detail and no modelling. Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.theguardian.com/australia-news/2021/oct/26/scott-morrison-says-australia-2050-net-zero-emissions-plan-based-on-choices-not-mandates>
- Martin, S., & Morton, A. (2021). The Guardian. Coalition's carbon capture funding is about „spin and politics“ and not climate action, Labor says. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.theguardian.com/australia-news/2021/nov/10/coalitions-carbon-capture-funding-is-about-spin-and-politics-and-not-climate-action-labor-says>
- May, F., & Gerling, P. (2003). Underground CO<sub>2</sub> storage in Germany- Current possibilities and limitations. Abgerufen am 8. 11 2022 von [https://www.researchgate.net/publication/286729234\\_Underground\\_CO2\\_storage\\_in\\_Germany\\_-\\_Current\\_possibilities\\_and\\_limitations](https://www.researchgate.net/publication/286729234_Underground_CO2_storage_in_Germany_-_Current_possibilities_and_limitations)
- May, F., Warsitzka, M., & Kukowski, N. (2019). Analogue modelling of leakage processes in unconsolidated sediments. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583618306157?via%3Dihub>
- May, Schuppers, Holloway, Gerling, Reidulv, B., Magnus, . . . Hatzyanis. (2003). Storage capacity and quality of hydrocarbon structures in the North Sea and Aegan region. Abgerufen am 8. 11 2022 von [https://www.researchgate.net/publication/312935114\\_Storage\\_capacity\\_and\\_quality\\_of\\_hydrocarbon\\_structures\\_in\\_the\\_North\\_Sea\\_and\\_Aegan\\_region](https://www.researchgate.net/publication/312935114_Storage_capacity_and_quality_of_hydrocarbon_structures_in_the_North_Sea_and_Aegan_region)
- McCoy, M. (2022). Chemical Engineering News. Sinopec completes China's first large carbon capture plant. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://cen.acs.org/business/investment/Sinopec-completes-China-first-large-carbon-capture-plant/100/i5>
- Medrano, J. A., Palo, E., & Gallucci, F. (2020). Konventionelle Verfahren zur Wasserstoffherstellung. Springer. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-60649-0\\_3](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-662-60649-0_3)
- Mehlhorn, J., Gerber, L. A., & Planer-Friedrich, B. (2019). Spatial distribution of metal(loid) depletion and accumulation zones around a natural carbon dioxide degassing site. *Chemical Geology*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2019.01.010>
- MemCCSea. (2022). Innovative membran systems for CO<sub>2</sub> capture and storage at sea. Abgerufen am 11. 11 2022 von <http://memccsea.certh.gr/F4294671.en.aspx>
- Menefee, A. H., Welch, N. J., Frash, L. P., Hicks, W., Carey, J. W., & Ellis, B. R. (2020). Rapid Mineral Precipitation During Shear Fracturing of Carbonate-Rich Shales. *JGR Solid Earth*. doi:<https://doi.org/10.1029/2019JB018864>

- Merkel, C., de Gurtubay, I. M., & Lennardt, S. (2021). Energiedrehscheibe Wilhelmshaven 2.0 - Standortanalyse. Merkel energy. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.wilhelmshaven.de/PDF/Infomaterial/03/2021-05-03\\_Standortanalyse\\_WHV.pdf?m=1623039158&](https://www.wilhelmshaven.de/PDF/Infomaterial/03/2021-05-03_Standortanalyse_WHV.pdf?m=1623039158&)
- Mijnbouwvergunningen. (2022). Mijnbouwvergunningen. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://mijnbouwvergunningen.nl/cms/view/81f20651-bd68-4121-9a74-7337ee15b9be/geldende-vergunningen-per-delfstof>
- Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. (2021). Kohlenstoff kann Klimaschutz. Carbon Management Strategie Nordrhein-Westfalen. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.klimaschutz.nrw.de/fileadmin/Dateien/Download-Dokumente/Broschueren/MWIDE\\_BR\\_Carbon\\_Management\\_Strategie\\_Summary\\_DEU\\_BF-web.pdf](https://www.klimaschutz.nrw.de/fileadmin/Dateien/Download-Dokumente/Broschueren/MWIDE_BR_Carbon_Management_Strategie_Summary_DEU_BF-web.pdf)
- Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. (2022). SDE++2022. Stimulation of Sustainable Energy Production and Climate Transition. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/20220712-English-brochure-opening-round-2022\\_1.pdf](https://english.rvo.nl/sites/default/files/2022/07/20220712-English-brochure-opening-round-2022_1.pdf)
- Ministry of Petroleum and Energy. (2007). North Sea Basin Task Force. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf\\_filer/north-sea-basin-task-force-15-june-2007.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer/north-sea-basin-task-force-15-june-2007.pdf)
- Mission Innovation. (2022). Mission Innovation. Abgerufen am 5. 10 2022 von <http://mission-innovation.net/>
- MIT. (2016). Gorgon Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage. Abgerufen am 24. 10 2022 von <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/gorgon.html>
- Mundt, K. (2022). DVGW-Arbeitsblatt C 260 „Eigenschaften von Kohlenstoffdioxid und Kohlenstoffdioxidströmen“. Abgerufen am 14. 11 2022 von <https://3r-rohre.de/rechtregelwerk/neuerscheinung-dvgw-arbeitsblatt-c-260/>
- NABU. (2022). NABU-Standpunkt. CCU und CCS in der Industrie. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/klimaschutz/221027\\_nabu-standpunktccuccs\\_pdf.pdf](https://www.nabu.de/imperia/md/content/nabude/klimaschutz/221027_nabu-standpunktccuccs_pdf.pdf)
- NASA. (2022). Technology Readiness Level. Abgerufen am 26. 10 2022 von [https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology\\_readiness\\_level](https://www.nasa.gov/directorates/heo/scan/engineering/technology/technology_readiness_level)
- National Academies of Sciences (NASE). (2019). Negative Emissions and Reliable Sequestration: A Research Agenda. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://nap.nationalacademies.org/read/25259/chapter/2>
- National Academies of Sciences, Engineering and Medicine. (2021). Reflecting Sunlight: Recommendations for Solar Geoengineering Research and Research Governance. Washington, DC.: National Academic Press. doi:<https://doi.org/10.17226/25762>
- Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina. (2013). Bioenergie - Möglichkeiten und Grenzen. Halle (Saale). Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.leopoldina.org/publikationen/detailansicht/publication/bioenergie-moeglichkeiten-und-grenzen-2012/2013/>
- Nature. (2015). Tough Targets. Nature. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.nature.com/articles/522128a>
- Nestler, R. (2009). CCS-Gesetz. Operation Untergrund. Tagesspiegel. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.tagesspiegel.de/wissen/operation-untergrund-6527545.html>
- Neupert, M., & Hilgenstock, A. (2022). CO<sub>2</sub>-Transport in Leitungen - nach welchen Regeln? Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://gwf-gas.de/produkt/co2-transport-in-leitungen-nachwelchen-regeln/>

- Niedersächsisches Ministerium für Wirtschaft, A. V. (2012). Starke Länderklausel im CCS-Gesetz - Bode: „ Es wird keine CO<sub>2</sub>-Speicher in Niedersachsen geben.“. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.mw.niedersachsen.de/startseite/aktuelles/presseinformationen/starke-laenderklausel-im-ccs-gesetz---bode-es-wird-keine-co2-speicher-in-niedersachsen-geben-106980.html>
- Nobel Prize Summit. (2021). 2021 Nobel Prize Summit: Our Planet, Our Futur. Abgerufen am 13. 11 2022 von <https://nap.nationalacademies.org/catalog/26310/2021-nobel-prize-summit-our-planet-our-future-proceedings-of>
- Norcem. (2022). World first cement CCS-facility at Norcem Brevik in Norway. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.norcem.no/en/node/26363>
- Nordic Energy Research. (2022). Nordic Energy Research Platform. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.nordicenergy.org/>
- nordiccs. (2022). The Nordic CO<sub>2</sub> Storage Atlas. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://data.geus.dk/nordiccs/map.xhtml>
- North Sea Port. (2022). About us. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://en.northseaport.com/>
- North Sea Transition Authority. (2022). UK carbon dioxide storage. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.nstauthority.co.uk/licensing-consents/carbon-storage/>
- Northern Lights. (2021). Annual Report. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://norlights.com/wp-content/uploads/2022/04/Northern-Lights-Annual-report-2021.pdf>
- Northern Lights. (2022a). What we do. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://norlights.com/what-we-do/>
- Northern Lights. (2022b). Northern Lights awarded EU funding for expansion studies. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://norlights.com/news/northern-lights-awarded-eu-funding-for-expansion-studies/>
- Norway Parliament. (2020). Norway’s long-term low-emission strategy for 2050. UNFCCC. Abgerufen am 6. 11 2022 von [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS1\\_Norway\\_Oct2020.pdf?download](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/LTS1_Norway_Oct2020.pdf?download)
- Norwegian Government. (2022). Questions and answers about the Longship project. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/landings sider/ny-side/sporsmal-og-svar-om-langskip-prosjektet/id2863902/?expand=factbox2864130>
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2021). Longship – Carbon capture and Storage. Meld. St. 33 (2019–2020) Report to the Storting (white paper). Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.regjeringen.no/en/dokumenter/meld.-st.-33-20192020/id2765361/>
- Norwegian Petroleum. (2022). SNØHVIT. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/snohvit/>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2019a). Acts and regulations. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/acts-and-regulations/>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2019b). CO<sub>2</sub> atlases. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/co2-atlases/>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2022). Licences for carbon storage. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.npd.no/en/facts/carbon-storage/licences-for-carbon-storage/>
- nrg. (2020). Petra Nova status update. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.nrg.com/about/newsroom/2020/petra-nova-status-update.html>
- NS Energy. (2020). Learning from Petra Nova: What are the lessons for carbon capture technology? Abgerufen am 5. 10 2022 von <https://www.nsenergybusiness.com/features/petra-nova-carbon-capture-project/#>

- NSTA. (2022). North Sea Transition Authority. UK Carbon Dioxide Storage. Abgerufen am 25. 10 2022 von <https://www.nstauthority.co.uk/licensing-consents/carbon-storage/>
- Nysaeter, G., Skagestad, R., Eldrup, N., Knudsen, K., Larsen, A., & Mathisen, A. (2021). The CO2LOS II Project, a Toolbox for CO2 Ship Logistics. SSRN Electronic Journal. doi:10.2139/ssrn.3821439
- OECDiLibrary. (2022). Dutch industry's structure and emissions. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/390dd28d-en/index.html?itemId=/content/component/390dd28d-en>
- Offermann-van Heek, J., Arning, K., Sternberg, A., Bardow, A., & Ziefle, M. (2020). Assessing public acceptance of the life cycle of CO2-based fuels: Does information make the difference? Energy Policy. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111586>
- OGCI. (2021). CCS in Saudi Arabia. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.ogci.com/new-ogci-report-on-ccus-in-saudi-arabia/>
- OGE. (2022). Mit OGE auf dem Weg zur Klimaneutralität. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://co2-netz.de/de>
- Olfe-Kräutlein, B., Armstrong, K., Mutchek, M., Cremonese, L., & Sick, V. (2022). Why Terminology Matters for Successful Rollout of Carbon Dioxide Utilization Technologies. *Frontiers in Climate*. Von <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fclim.2022.830660/full> abgerufen
- Oslo. (2022). The City of Oslo ensures realisation of carbon capture and storage (CCS). Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.oslo.kommune.no/politics-and-administration/politics/press-releases/the-city-of-oslo-ensures-realisation-of-carbon-capture-and-storage-ccs#gref>
- OSPAR Commission. (2007). OSPAR guidelines for risk assessment and management of storage of CO2 streams in geological formation. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/ospar-guidelines-for-risk-assessment-and-management-of-storage-of-co2-streams-in-geological-formations/>
- Oxford Business Group. (2022). The Gulf looks to carbon capture and hydrogen to drive the energy transition. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://oxfordbusinessgroup.com/news/gulf-looks-carbon-capture-and-hydrogen-drive-energy-transition>
- Pakchotanon, P., Veawab, A., Aroonwilas, A., & Sema, T. (2022). Atmospheric Dispersion of Gaseous Amine Emitted from Absorption-Based Carbon Capture Plants in Saskatchewan, Canada. *Energies*. doi:<https://doi.org/10.3390/en15031221>
- Pale Blue Dot Energy. (2016). Progressing Development of the UK's Strategic Carbon Dioxide Storage Resource. A Summary of Results from the Strategic UK CO2 Storage Appraisal Project. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/assets.eti.co.uk/legacyUploads/2016/04/D16-10113ETIS-WP6-Report-Publishable-Summary.pdf>
- Parson, E. A., & Reynolds, J. L. (2021). Solar geoengineering: Scenarios of future governance challenges. *Futures*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.futures.2021.102806>
- Pathways Alliance. (2022). Pathways plan to achieve net zero emissions. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://www.oilsandpathways.ca/the-pathways-vision/>
- Pekic, S. (2022). Horisont Energi. Horisont Energi's Barents Blue ammonia project reaches new milestones. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.offshore-energy.biz/horisont-energis-barents-blue-ammonia-project-reaches-new-milestones/>
- Pietzner, K. (2015). *Gesellschaftliche Akzeptanz in CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung*. Springer. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-19528-0\\_14](https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-642-19528-0_14)

- Porthos. (2022a). Permits for CO2 storage under the North Sea. Von <https://www.porthosco2.nl/en/permits-for-co2-storage-under-the-north-sea/> abgerufen
- Porthos. (2022b). Project. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.porthosco2.nl/en/project/>
- Prognos AG. (2021). Technische CO2 Senken. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Berlin. Von <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/kurzgutachten-im-rahmen-der-dena-leitstudie-aufbruch-klimaneutralitaet/> abgerufen
- PtJ. (2022). Neuer ACT-Förderauftrag zu CCUS-Technologien. Abgerufen am 9. 11 2022 von [https://www.ptj.de/ueber-uns/aktuelles?backRef=8&news=Neuer\\_ACT\\_Foerderungauftrag\\_zu\\_CCUS\\_Technologien](https://www.ptj.de/ueber-uns/aktuelles?backRef=8&news=Neuer_ACT_Foerderungauftrag_zu_CCUS_Technologien)
- Raza, A., Glatz, G., Gholami, R., Mahmoud, M., & Alafnan, S. (2022). Carbon mineralization and geological storage of CO2 in basalt: Mechanisms and technical challenges. *Earth-Science Reviews*. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2022.104036>
- Reise, J., Hennenberg, K., Böttcher, H., & Benndorf, A. (2021). Natürliche Senken. Die Potenziale natürlicher Ökosysteme zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen von Speicherung und Kohlenstoff. Öko-Institut im Auftrag von dena. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/natuerliche-senken>
- Renforth, P., Jenkins, B., & Kruger, T. (2013). Engineering challenges of ocean liming. doi:10.1016/j.energy.2013.08.006
- Reuters. (2022). UK's first CO2 Storage Round Attracts Bids from 19 Companies. Abgerufen am 25. 10 2022 von <https://www.reuters.com/world/uk/uks-first-co2-storage-round-attracts-bids-19-companies-2022-09-22/?linkId=100000152935437>
- Reyes-Lúa, A., Arellano, Y., Treu Røe, I., Rycroft, L., Wildenborg, T., & Jordal, K. (2021). CO2 ship transport: Benefits for early movers and aspects to consider. EU CCUS Projects Network Report.
- Richter, R. (2007). Ketziner Testanlage - Zurück in die Erde. Tagesspiegel PNN. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.tagesspiegel.de/potsdam/brandenburg/zuruck-in-die-erde-1506736.html>
- Rodriguez, E., Lefvert, A., Fridahl, M., Grönkvist, S., Haikola, S., & Hansson, A. (2021). Tensions in the energy transition: Swedish and Finnish company perspectives on bioenergy with carbon capture and storage. *Journal Clean Production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.124527>
- Roggenkamp, M. M., & Banet, C. (2020). Chapter XVIII - CCS Legislation in Norway: The EU CCS Directive and its Implementation into Norwegian Law. Cambridge University Press. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.cambridge.org/core/books/abs/european-energy-law-report-xiii-ccs-legislation-in-norway-the-eu-ccs-directive-and-its-implementation-into-norwegian-law/AB01371691481110678FA292C74C727D>
- Roßnagel, A., & Hentschel, A. (2015). Umweltverträgliche Nutzung des Untergrunds und Ressourcenschonung – Anforderungen an die untertägige Raumordnung und das Bergrecht. UBA Texte I 107/2015. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/en/publikationen/umweltvertraegliche-nutzung-des-untergrunds>
- Rushton, J. C., Wagner, D., Pearce, J. M., Rochelle, C. A., & Purser, G. (2020). Red-bed bleaching in a CO2 storage analogue: Insights from Entrada Sandstone fracture-hosted mineralization. *Journal of Sedimentary Research* (2020) 90 (1). doi:<https://doi.org/10.2110/jsr.2020.4>
- Rütters, H., Fischer, S., Hoa, L. Q., Bettge, D., Bäßler, R., Maßmann, J., . . . al., e. (2022). Towards defining reasonable minimum composition thresholds - Impacts of variable CO2 stream compositions on transport, injection and storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103589>

- Sanjuan, B., Gourcerol, B., Millot, R., Rettenmaier, D., Jeandel, E., & Rombaut, A. (2022). Lithium-rich geothermal brines in Europe: An up-date about geochemical characteristics and implications for potential Li resources. *Geothermics*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2022.102385>
- Saskatchewan Government. (2021). Saskatchewan Government Annouces Carbon Capture and Utilization and Storage Priorities. Abgerufen am 27. 9 2022 von <https://www.saskatchewan.ca/government/news-and-media/2021/september/07/saskatchewan-announces-carbon-capture-utilization-and-storage-priorities>
- Sawada et al. (2022). Research, development and demonstration of CO2 ship transportation Technology in Japan. Lyon: GHGT-16 Konferenz 23-27 Oktober.
- Schenkendöbern, A. Ö. (2010). Offener Brief an Bürgerinnen und Bürger in den geplanten CO2-Endlagergebieten Beeskow und Neutrebbin. Abgerufen am 2. 11 2022 von [http://ccs-protest.de/Offener\\_Brief\\_Tagebau.pdf](http://ccs-protest.de/Offener_Brief_Tagebau.pdf)
- Schimmel, M., Liu, W., & Worrell, E. (2019). Facilitating sustainable geo-resources exploitation: A review of environmental and geological risks of fluid injection into hydrocarbon reservoirs. *Earth-Science Reviews*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2019.03.006>
- Schröder, P., Bradley, S., & Lahn, G. (2020). Chatham House. G20 Endorses a Circular Carbon Economy: But Do We Need It? Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.chathamhouse.org/2020/11/g20-endorses-circular-carbon-economy-do-we-need-it>
- Schulze, F., Keimeyer, F., Schöne, R., Westphal, I., Janssen, G., Bartel, S., & Seiffert, S. (2015). Unterirdische Raumplanung – Vorschläge des Umweltschutzes zur Verbesserung der über- und untertägigen Informationsgrundlagen, zur Ausgestaltung des Planungsinstrumentariums und zur nachhaltigen Lösung von Nutzungskonflikten Teil 2. UBA Texte I 57 / 2015. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/unterirdische-raumplanung-vorschlaege-des-0>
- Sciandra, D., Kivi, I. R., Vilarrasa, V., Makhnenko, R. Y., & Rebscher, D. (2022). Hydro-mechanical response of Opalinus Clay in the CO2 long-term periodic injection experiment (CO2LPIE) at the Mont Terri rock laboratory. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*. doi:<https://doi.org/10.1007/s40948-022-00442-x>
- SECURE. (2022). About. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.securegeoenergy.eu/>
- Sehnde-News. (2022). Dekarbonisierung im Zementwerk Höver: Erste Erprobungsphase mit ermutigenden Ergebnissen. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://www.sehnde-news.de/stadt\\_sehnde/dekarbonisierung-im-zementwerk-hoever-erste-erprobungsphase-mit-ermutigenden-ergebnissen/](https://www.sehnde-news.de/stadt_sehnde/dekarbonisierung-im-zementwerk-hoever-erste-erprobungsphase-mit-ermutigenden-ergebnissen/)
- SENSE. (2022). SENSE project. Assuring integrity of CO2 storage sites through ground surface monitoring. Von <https://sense-act.eu/> abgerufen
- Serdoner, A. (2019). European environmental advocacy coalitions : environmental non-governmental perceptions of carbon capture and storage in energy intensive industries. Graz: Karl-Franzens-Universität (Masterarbeit). Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://unipub.uni-graz.at/obvugr/hs/content/titleinfo/3592953?lang=de>
- Siemens energy. (2021). Haru Oni: A new age of discovery. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2021/haru-oni.html>
- SINTEF. (2022a). This is CEMCAP. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.sintef.no/projectweb/cemcap/>
- SINTEF. (2022b). CO2LOS - CO2 ship transport - new solutions. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.sintef.no/en/projects/2019/co2los-co2-ship-transport-new-solutions/co2los-ii/>

- SINTEF. (2022c). About the NCCS. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.sintef.no/projectweb/nccs/about-us/>
- Skagestad, R., Knudsen, K., May, H., Nysaeter, A., & Matthisen, A. (2022). Finding the sweet spot for low pressure ship transport. 16th int. Conference GHGT. Lyon.
- Smith, N., Boone, P., Oguntimehin, A., Essen, v., Gijs, Guo, R., . . . O'Brien, S. (2021). Quest CCS facility - Halite Injectivity Damage Remediation in CO2 Injection Wells. Calgary: GHGT-15. doi:<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3820898>
- Smith, P., Adams, J., Beerling, D. J., Beringer, T., Calvin, K. V., Fuss, S., . . . Keesstra, S. (2019). Land-Mangement Option for Greenhouse Gas Removal and Their Impacts on Ecosystem Services and the Sustainable Development Goals. Annual Review of Environment and Resources. doi:<https://doi.org/10.1146/annurev-enviro-101718-033129>
- Smith, P., Stuart, H. R., & Smith, S. M. (2016). Preliminary assessment of the potential for, and. Environmental Sciences. Processes & Impacts. doi:[10.1039/c6em00386a](https://doi.org/10.1039/c6em00386a)
- Snæbjörnsdóttir, S. Ó., Sigfússon, B., Marieni, C., Goldberg, D., R. Gislason, S., & Oelkers, E. H. (2020). Carbon Dioxide Storage through Mineral Carbonation. Nature Reviews Earth & Environment. Abgerufen am 8. 11 2022 von <https://doi.org/10.1038/s43017-019-0011-8>
- Sonke, J., Bos, W. M., & Paterson, S. J. (2022). Material challenges with CO2 transport and injection for carbon capture and storage. International Journal of Greenhouse Gas Control. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103601>
- Soone, J. (2022). ReFuelEU Aviation Initiative. Sustainable aviation fuels and the fit for 55 package. Abgerufen am 3. 11 2022 von [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698900/EPRS\\_BRI\(2022\)698900\\_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2022/698900/EPRS_BRI(2022)698900_EN.pdf)
- Sowizdzał, A., & et al. (2021). CO2-Enhanced Geothermal Energy Systems for climate neutral energy. TCCS-11. Abgerufen am 11. 11 2022 von [http://www.energizers.agh.edu.pl/images/publications/tccs\\_2021\\_energizers\\_20022021.pdf](http://www.energizers.agh.edu.pl/images/publications/tccs_2021_energizers_20022021.pdf)
- Span, R. (2015). Stoffeigenschaften von Kohlendioxid. In CO2: Abtrennung, Speicherung, Nutzung - Ganzheitliche Bewertung im Bereich von Energiewirtschaft und Industrie. Springer. Abgerufen am 26. 10 2022 von <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-642-19528-0>
- SPD; Bündnis 90/Die Grünen; FDP. (2021). Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit. Abgerufen am 13. 11 2022 von <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>
- Staalesen, A. (2020). The Barents Observer. Fire in Arctic LNG plant was „very close to a worst case scenario“. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://thebarentsobserver.com/en/arctic-lng/2020/10/fire-arctic-lng-plant-was-very-close-worst-case-scenario-0>
- Staatlichen Geologischen Dienste der Deutschen Bundesländer; Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe; Leibnitz-Institut für Angewandte Geophysik. (2012). Geologische Informationen und Bewertungskriterien für eine Raumplanung im tiefen Untergrund. Abgerufen am 8. 11 2022 von [https://www.lgi.geographie.uni-kiel.de/de/media/ss\\_13/130731\\_unterirdische\\_raumplanung\\_sgd\\_2012](https://www.lgi.geographie.uni-kiel.de/de/media/ss_13/130731_unterirdische_raumplanung_sgd_2012)
- State of Michigan. (2022). Department of Environment, Great Lakes, and Energy order of the supervisor of wells. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.michigan.gov/egle/-/media/Project/Websites/egle/Documents/Permits/OGMD/Orders/02-2022-Order.pdf?rev=4390cdcc763345e7aa76b7b1a41f210e&hash=192B60B7E305C9464ABE3EE6A2C3BDE3>

- Stellae Energy. (2022). CCS EGR – High CO<sub>2</sub> Production Developments. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://stellaeenergy.com/ccs-egr-high-co2-production-developments>
- STEMM-CCS. (2022). Sub-seabed carbon dioxide storage. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://www.eco2-project.eu/>
- Stiff, K. (2022). The National Observer. If carbon capture ever gets going in Ontario, where will we put it all? Abgerufen am 12. 3 2022 von <https://www.nationalobserver.com/2022/03/12/news/if-carbon-capture-ever-gets-going-ontario-where-will-we-put-it-all>
- Stork, L. A., Verdon, J. P., & Kendall, J.-M. (2015). The microseismic response at the In Salah Carbon Capture and Storage (CCS) site. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.11.014>
- Strefler, J., Amann, T., Bauer, N., Kriegler, E., & Hartmann, J. (2018). Potential and costs of carbon dioxide removal by enhanced weathering of rocks. *Environmental Research Letters*. doi:10.1088/1748-9326/aaa9c4
- Swennenhuis, F., Mabon, L., Flach, T. A., & de Coninck, H. (2020). What role for CCS in delivering just transitions? An evaluation in the North Sea region. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102903>
- Tagesspiegel. (2009a). Gesetzentwurf. Bundeskabinett genehmigt unterirdische CO<sub>2</sub>-Speicherung. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.tagesspiegel.de/politik/bundeskabinett-genehmigt-unterirdische-co2-speicherung-6538303.html>
- Tagesspiegel. (2009b). Oderbruch. Streit um CO<sub>2</sub>-Speicher: Bauern planen Blockaden. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.tagesspiegel.de/potsdam/brandenburg/streit-um-co2-speicher-bauern-planen-blockaden-3807466.html>
- Tagesspiegel. (2011). Berlin. Landesregierung ringt im Bundesrat um CO<sub>2</sub>-Speicherung. Tagesspiegel. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.tagesspiegel.de/berlin/landesregierung-ringt-im-bundesrat-um-co2-speicherung-4816174.html>
- Tagesspiegel Background. (16. 08 2022). Norwegen will Europas gesamtes CO<sub>2</sub> einspeichern. S. 2022. Von <https://background.tagesspiegel.de/energie-klima/norwegen-will-europas-gesamtes-co2-einspeichern> abgerufen
- Tan, F. (2022). Reuters. Shell to build ships to carry more CO<sub>2</sub> over longer distances for CCS hubs. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.reuters.com/business/energy/shell-build-ships-carry-more-co2-over-longer-distances-ccs-hubs-2022-06-16/>
- Tanneberger, F., Schröder, C., Hohlbein, M., Lenschow, U., Permien, T., Wichmann, S., & Wichtmann, W. (2020). Climate Change Mitigation through Land Use on Rewetted Peatlands – Cross-Sectoral Spatial Planning for Paludiculture in Northeast Germany. *Wetlands*. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://link.springer.com/article/10.1007/s13157-020-01310-8>
- Tata Chemicals Europe. (2022). Tata Chemicals Europe Opens UK's Largest Carbon Capture Plant. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://www.tatachemicalseurope.com/tata-chemicals-europe-opens-uks-largest-carbon-capture-plant>
- Taylor, L. (2014). The Guardian. Carbon capture and storage research budget slashed despite PM's coal focus. Abgerufen am 23. 9 2022 von <https://www.theguardian.com/environment/2014/nov/05/carbon-capture-and-storage-research-budget-slashed-despite-pms-coal-focus>
- Tsvetkov, P., Cherepovitsyn, A., & Fedoseev, S. (2019). Public perception of carbon capture and storage: A state-of-the-art overview. doi:<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e02845>

- Technip Energies. (2022). Technip Energies, deepC Store and Mitsui O.S.K. Lines Join Forces for a Floating Carbon Capture & Storage Hub Development. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.technipenergies.com/en/media/news/technip-energies-deepc-store-and-mitsui-osk-lines-join-forces-floating-carbon-capture-storage-hub>
- Technology Centre Mongstad. (2022a). About TCM. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://tcmda.com/about-tcm/>
- Technology Centre Mongstad. (2022b). We are advisors. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://tcmda.com/advisory-services/>
- Terlouw, T., Bauer, C., Rosa, L., & Mazzoti, M. (2021). Life cycle assessment of carbon dioxide removal technologies: a critical review. *Energy & Environmental Science*. doi:<https://doi.org/10.1039/D0EE03757E>
- The Research Council of Norway. (2022). The Research Council of Norway. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.forskningsradet.no/en/>
- Thomas, G., Pidgeon, N., & Roberts, E. (2018). Ambivalence, naturalness and normality in public perceptions of carbon capture and storage in biomass, fossil energy, and industrial applications in the United Kingdom. *Energy Research & Social Science*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.06.007>
- Timmerberg, S., Kaltschmitt, M., & Finkbeiner, M. (2020). Hydrogen and hydrogen-derived fuels through methane decomposition of natural gas - GHG emissions and costs. *Energy Conversion and Management*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100043>
- Transparency International. (2022). Climate Geoengineering Technologies: Corruption and Integrity Gaps. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.transparency.org/en/publications/climate-geoengineering-technologies-corruption-integrity-gaps>
- U.S. Department of Energy / National Energy Technology Laboratory. (2015). Carbon Storage Atlas. 5th edition. Abgerufen am 13. 9 2022 von <https://netl.doe.gov/sites/default/files/2018-10/ATLAS-V-2015.pdf>
- U.S. Department of State. (2021). U.S.-China Joint Glasgow Declaration on Enhancing Climate Action in the 2020s. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/>
- Ugal, N. (2021). upstream. Saudi Arabia poised to tap \$110bn Jafurah gas project for blue hydrogen. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/saudi-arabia-poised-to-tap-110bn-jafurah-gas-project-for-blue-hydrogen/2-1-1087974>
- UK Government. (2019). UK Carbon Capture, Usage and Storage. How the Government Supports the Development of Carbon Capture, Usage and Storage (CCUS) in the UK and Internationally. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.gov.uk/guidance/uk-carbon-capture-and-storage-government-funding-and-support>
- UK Government. (2020). The Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution. Abgerufen am 28. 9 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/93656/7/10\\_POINT\\_PLAN\\_BOOKLET.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/93656/7/10_POINT_PLAN_BOOKLET.pdf)
- UK Government. (2021a). UK enshrines new target in law to slash emissions by 78 % by 2035. Abgerufen am 15. 11 2022 von <https://www.gov.uk/government/news/uk-enshrines-new-target-in-law-to-slash-emissions-by-78-by-2035>
- UK Government. (2021b). Net Zero Strategy: Build Back Greener. Abgerufen am 28. 9 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1033990/net-zero-strategy-beis.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1033990/net-zero-strategy-beis.pdf)

- UK Government. (2021c). The Carbon Capture and Storage Infrastructure Fund: An Update on its Design. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.gov.uk/government/publications/design-of-the-carbon-capture-and-storage-ccs-infrastructure-fund/the-carbon-capture-and-storage-infrastructure-fund-an-update-on-its-design-accessible-webpage>
- UK Government. (2021d). UK Hydrogen Strategy. Abgerufen am 25. 10 2022 von [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy\\_web.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf)
- UK Government. (2022a). Updates on the Industrial Carbon Capture and Dispatchable Power Agreement Business Models. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://www.gov.uk/government/publications/carbon-capture-usage-and-storage-ccus-business-models/november-2021-updates-on-the-industrial-carbon-capture-and-dispatchable-power-agreement-business-models>
- UK Government. (2022b). Direct Air Capture and other Greenhouse Gas Removal Technologies Competition. Abgerufen am 28. 9 2022 von <https://www.gov.uk/government/publications/direct-air-capture-and-other-greenhouse-gas-removal-technologies-competition>
- Umweltbundesamt. (2011). Geo-Engineering - wirksamer Klimaschutz oder Größenwahn?. Methoden - Rechtliche Rahmenbedingungen - Umweltpolitische Forderungen. Hintergrundpapier. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/geo-engineering-wirksamer-klimaschutz-groessenwahn>
- Umweltbundesamt. (2015). Landesgesetz zum Kohlendioxid- Speichergesetz erarbeiten. Stellungnahme vom 28. Februar 2013 zum Antrag der Fraktionen DIE LINKE sowie BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Landtag von Sachsen-Anhalt. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/landesgesetz-kohlendioxid-speichergesetz>
- Umweltbundesamt. (2019a). Geoengineering-Governance. Abgerufen am 14. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/nachhaltigkeit-strategien-internationales/umweltrecht/umweltvoelkerrecht/geoengineering-governance#was-ist-geoengineering>
- Umweltbundesamt. (2019b). Klimawandel der Meere. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/meere/nutzung-belastungen/klimawandel-der-meere?sprungmarke=geo-engineering#auswirkungen-des-klimawandels-auf-marine-okosysteme>
- Umweltbundesamt. (2019c). Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität. RESCUE - Studie. Dessau-Roßlau: Climate Change 36/2019. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/rescue>
- Umweltbundesamt. (2020a). Ökologische Bewertung von Verkehrsarten. Abschlussbericht. Abgerufen am 4. 11 2022 von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte\\_156-2020\\_oekologische\\_bewertung\\_von\\_verkehrsarten\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_156-2020_oekologische_bewertung_von_verkehrsarten_0.pdf)
- Umweltbundesamt. (2020b). Chemisches Recycling. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-07-17\\_hgp\\_chemisches-recycling\\_online.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-07-17_hgp_chemisches-recycling_online.pdf)
- Umweltbundesamt. (2021). Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021. Climate Change I 43/2021. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-6>
- Umweltbundesamt. (2022). Treibhausgasemissionen steigen 2021 um 4,5 Prozent. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent>

- Umweltbundesamt. (2022a). Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>
- Umweltbundesamt. (2022b). Treibhausgasemissionen steigen 2021 um 4,5 Prozent. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/treibhausgasemissionen-stiegen-2021-um-45-prozent>
- Umweltbundesamt. (2022c). Genehmigung von Forschungsprojekten zu marinem Geo-Engineering. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/meere/genuehmigung-von-forschungsprojekten-zu-marinem-geo>
- Umweltbundesamt. (2022d). Der Europäische Emissionshandel. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels>
- Umweltbundesamt. (2022e). CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom steigen 2021 wieder an. Abgerufen am 7. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/CO2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-steigen>
- Umweltbundesamt. (2022f). Carbon Capture and Storage. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#rechtsvorschriften-fur-ccs>.
- Umweltbundesamt. (2022g). Technische Negativemissionen: Ist die klimapolitische Zielarchitektur der Bundesregierung fit for purpose? Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/uba\\_fact\\_sheet\\_zielarchitektur\\_bundesregierung.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/uba_fact_sheet_zielarchitektur_bundesregierung.pdf)
- UN Chief Executives Board for Coordination. (2021). Common Approach to Integrating Biodiversity and Nature-based Solutions for Sustainable Development into United Nations Policy and Programme Planning and Delivery. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://unsceb.org/un-common-approach-biodiversity>
- UNECE. (2021). ADR 2021 - Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://unece.org/adr-2021-files>
- UNFCCC. (2022). Long-term strategies portal. Abgerufen am 9. 11 2022 von <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/long-term-strategies>
- United Nations. (2021). European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Inland Waterways (ADN) Volume I. ECE/TRANS/301. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://unece.org/sites/default/files/2021-01/ADN%202021%20English.pdf>
- University of Edinburgh. (2022). Polaris Details. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/2740>
- UnLimited. (2022). Grenzen der Lithiumgewinnung aus Geothermie. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://www.geothermal-lithium.org/news/grenzen-der-lithiumgewinnung-aus-geothermie>
- UNSCEB. (2021). 50+ ways to integrate biodiversity and nature-based solutions –a UN system commitment to collective action for people and plant. Abgerufen am 10. 11 2022 von [https://unsceb.org/sites/default/files/2022-01/Biodiversity\\_Common\\_Approach\\_50%2B\\_ways\\_to\\_integrate\\_biodiversity\\_and\\_nature-based\\_solutions.pdf](https://unsceb.org/sites/default/files/2022-01/Biodiversity_Common_Approach_50%2B_ways_to_integrate_biodiversity_and_nature-based_solutions.pdf)
- Vasco, D. W., Rucci, A., Ferretti, A., Novali, F., Bissell, R. C., Ringrose, P. S., . . . W., W. I. (2010). Satellite-based measurements of surface deformation reveal fluid flow associated with the geological storage of carbon dioxide. *Geophysical Research Letters*. doi:<https://doi.org/10.1029/2009GL041544>

- VCI. (2019). Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.vci.de/services/publikationen/broschueren-faltblaetter/vci-dechema-futurecamp-studie-roadmap-2050-treibhausgasneutralitaet-chemieindustrie-deutschland-langfassung.jsp?fsID=66577>
- VCI. (2. 11 2022). Energiestatistik im Überblick. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.vci.de/die-branche/zahlen-berichte/vci-statistik-grafiken-energie-klima-rohstoffe-chemie.jsp>
- vdz. (2022). Ressourcen der Zukunft für Zement und Beton - Potenziale und Handlungsstrategien. Abgerufen am 11. 11 2022 von [https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie\\_Ressourcenroadmap\\_2022.pdf](https://www.vdz-online.de/fileadmin/wissensportal/publikationen/zementindustrie/VDZ-Studie_Ressourcenroadmap_2022.pdf)
- Victoria State Government. (2022). Earth Resources. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://earthresources.vic.gov.au/projects/carbonnet-project/about-the-project>
- Vielstädte, L., Linke, P., Schmidt, M., Sommer, S., Haeckel, M., Braack, M., & Wallmann, K. (2019). Footprint and detectability of a well leaking CO<sub>2</sub> in the Central North Sea: Implications from a field experiment and numerical modelling. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.03.012>
- Vitali, M., Corvaro, F., Marchetti, B., & Terenzi, A. (2022). Thermodynamic challenges for CO<sub>2</sub> pipelines design: A critical review on the effects of impurities, water content, and low temperature. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103605>
- Volkman, A. (2022). SuperTipp.NRW-Wirtschaftsminister besucht Lhoist: CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Blick. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://supertipp-online.de/2022/04/23/nrw-wirtschaftsminister-besucht-lhoist-co2-ausstoss-im-blick/>
- WACKER. (2022). RHYME Bavaria. WACKER startet mit erneuerbarem Wasserstoff die Defossilisierung industrieller Produktionsprozesse. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.wacker.com/cms/de-de/about-wacker/research-and-development/rhyme-bavaria/detail.html>
- Wei, N., Jiao, Z., Ellett, K., Ku, A. Y., Liu, S., Middleton, R., & Li, X. (2021). Decarbonizing the Coal-Fired Power Sector in China via Carbon Capture, Geological Utilization, and Storage Technology. *Environmental Science Technology*. doi:<https://doi.org/10.1021/acs.est.1c01144>
- Wendler, K. (2022). Fact-finding Studie. AG 2 Kreislaufwirtschaft und Rohstoffversorgung der Zukunft. Abgerufen am 2. 11 2022 von <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/anlage-3-fact-finding-ergebnisvorstellung-dechema-ag2.pdf>
- WGBU. (2009). Welt im Wandel - Zukunftsfähige Bioenergie und nachhaltige Landnutzung. Abgerufen am 27. 10 2022 von <https://www.wbgu.de/de/publikationen/publikation/welt-im-wandel-zukunftsfahige-bioenergie-und-nachhaltige-landnutzung#sektion-downloads>
- White & Case. (2021). How Australian laws and regulations affect carbon capture and storage. Von <https://www.whitecase.com/insight-our-thinking/how-australian-laws-and-regulations-affect-carbon-capture-and-storage> abgerufen
- Wiegandt, K. (. (2022). 3 Grad Mehr - Ein Blick in die drohende Heißzeit und wie uns die Natur helfen kann, sie zu verhindern.
- Wildenborg, T., Loeve, D., & Neele, F. (2022). Large-scale CO<sub>2</sub> transport and storage infrastructure development and cost estimation in the Netherlands offshore. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2022.103649>

- Winklmayr, C., Muthers, S., Niemann, H., Mücke, H.-G., & an der Heiden, M. (2022). Hitzebedingte Mortalität in Deutschland zwischen 1992 und 2021. *Deutsches Ärzteblatt* 26/2022. doi:10.3238/arztebl.m2022.0202
- Witt, K., Ferguson, M., & Ashworth, P. (2020). Understanding the public's response towards 'enhanced water recovery' in the Great Artesian Basin (Australia) using the carbon capture and storage process. Springer. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://link.springer.com/article/10.1007/s10040-019-02066-0>
- Witte, K. (2021). Social Acceptance of Carbon Capture and Storage (CCS) from Industrial Applications. *Sustainability* 2021. doi:<https://doi.org/10.3390/su132112278>
- Witte, K., Große-Kreul, F., & Reichmann, A. (2022). Präsentation „Impuls: Die gesellschaftliche Akzeptanz von iCCS“. Berlin. Abgerufen am 19. 10 2022
- World Buisness Council for Sustainable Development; World Resources Institute. (kein Datum). A Corporate Accounting and Reporting Standard. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>
- Wright, A. (2021). gasworld. Challenges and opportunities for CCS in Saudi Arabia. Abgerufen am 29. 9 2022 von <https://www.gasworld.com/story/challenges-and-opportunities-for-ccs-in-saudi-arabia/2092501.article/?red=1>
- Wu, H., Jayne, R. S., Bodnar, R. J., & Pollyea, R. M. (2021). Simulation of CO<sub>2</sub> mineral trapping and permeability alteration in fractured basalt: Implications for geologic carbon sequestration in mafic reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2021.103383>
- Wuppertal Institut. (2022). TABCCUS. Kurzexpertise und Bewertung: Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) für thermische Abfallbehandlungsanlagen (TAB). Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/1959>
- wvgw. (2022). wvgw. Kohlenstoffdioxid. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://shop.wvgw.de/1/1.1/1.1.14/>
- WWF. (2013). WWF reaction to the European Commission's 'Consultative Communication on The Future of Carbon Capture and Storage in Europe'. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.wwf.eu/?209372/WWF-reaction-to-the-European-Commissions-Consultative-Communication-on-The-Future-of-Carbon-Capture-and-Storage-in-Europe>
- WWF. (2018). Wie klimaneutral ist CO<sub>2</sub> als Rohstoff wirklich: Carbon Capture and Utilization. Abgerufen am 10. 11 2022 von <https://www.wwf.de/themen-projekte/klima-energie/klimaschutz-und-energie-wende-in-deutschland/wie-klimaneutral-ist-co2-als-rohstoff/>
- Wyndorps, J., Ostovari, H., & von der Assen, N. (2021). Is electrochemical CO<sub>2</sub> reduction the future technology for power-to-chemicals? An environmental comparison with H<sub>2</sub>-based pathways. Aachen: Sustainable Energy Fuels. doi:10.1039/D1SE00975C
- Xiao, J., Wang, Y.-F., Shi, P., Yang, L., & Chen, L.-D. (2014). Potential effects of large linear pipeline construction on soil and vegetation in ecologically fragile regions. *Environmental Monitoring and Assessment*. Abgerufen am 15. 11 2022 von <https://link.springer.com/article/10.1007/s10661-014-3986-0>
- Xin, Z. (2022). China Daily. CNOOC completes first offshore CCUS project. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.chinadaily.com.cn/a/202206/16/WS62aa82e9a310fd2b29e62ff1.html>
- YARA. (2022). Major milestone for decarbonizing Europe. Abgerufen am 6. 11 2022 von <https://www.yara.com/news-and-media/news/archive/news-2022/major-milestone-for-decarbonising-europe/>

Zeman, F. (2014). Reducing the cost of Ca-based direct air capture of CO<sub>2</sub>. Environmental Science Technology. doi:<https://doi.org/10.1021/es502887y>

ZEP. (2022a). Infographic - Guidance for CO<sub>2</sub> transport by ship. Abgerufen am 4. 11 2022 von <https://zeroemissionsplatform.eu/infographic-guidance-for-co2-transport-by-ship/>

ZEP. (2022b). ZEP - zero emissions platform. Abgerufen am 3. 11 2022 von <https://zeroemissionsplatform.eu/>

ZEP; CCSA. (2022). Network Technology Guidance for CO<sub>2</sub> transport by ship. Abgerufen am 11. 11 2022 von <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/ZEP-CCSA-Guidance-Note-for-CO2-transport-by-ship-March-2022.pdf>

