



Leopoldina
Nationale Akademie
der Wissenschaften

acatech
DEUTSCHE AKADEMIE DER
TECHNIKWISSENSCHAFTEN

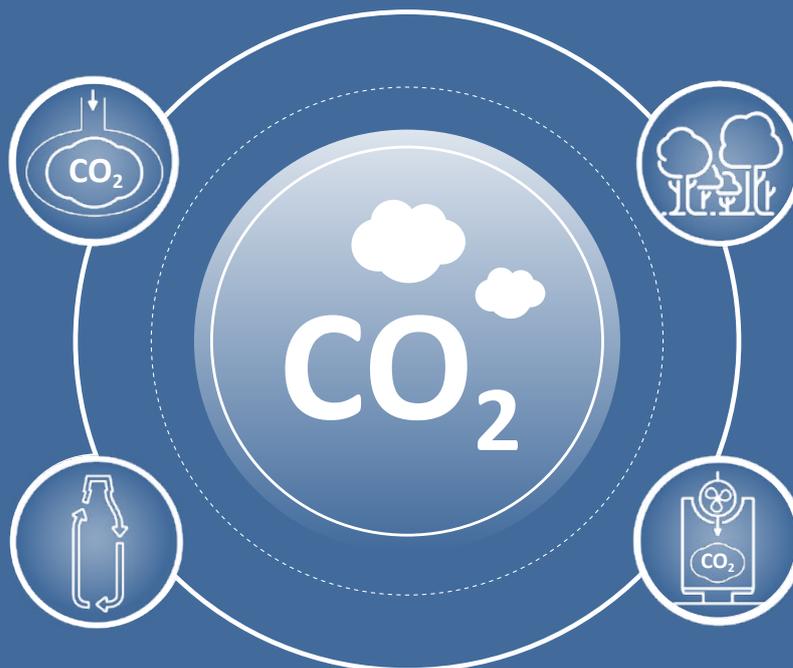
UNION
DER DEUTSCHEN AKADEMIEN
DER WISSENSCHAFTEN

April 2024
Impuls

Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR

Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina
acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften
Union der deutschen Akademien der Wissenschaften

Impuls



Inhalt

Abkürzungen und Glossar	4
1 Einleitung.....	9
2 Kohlenstoffmanagement als Teil der Klimaschutzstrategie:	
Bausteine, Schnittstellen und Grenzen	11
Alle drei Bausteine des Kohlenstoffmanagements zu verfolgen, ist absehbar sinnvoll und notwendig, um die Ziele im Klimaschutz zu erreichen.	11
CMS und LNe sind nicht trennscharf und weisen Wechselwirkungen auf, sollten letztlich aber einen konsistenten strategischen Rahmen für das Kohlenstoffmanagement aufspannen.	13
CCS birgt Risiken, die nicht vernachlässigt werden dürfen, für eine Gesamtabwägung aber den Risiken eines CCS-Verbots gegenübergestellt werden müssen.	16
Land-basierte biologische CO ₂ -Senken können den zukünftigen Bedarf an CDR nicht decken und sind in der Regel weniger zuverlässig.	17
CCU ist langfristig keine Alternative zu CCS und CDR im Umgang mit schwer vermeidbaren Emissionen....	20
CCU ist nicht per se klimaneutral und führt nur in wenigen Fällen zu einer langfristigen Entnahme von CO ₂ aus der Atmosphäre.	20
CCU ist ein notwendiger Baustein zur klimaneutralen Produktion kohlenstoffhaltiger Güter.	22
CCS, CCU und CDR können die Vermeidung der Emissionsentstehung nur ergänzen, nicht ersetzen.	23
3 Regulatorische Rahmenbedingungen für das Kohlenstoffmanagement – Handlungsoptionen für die Weiterentwicklung.....	25
Die CMS- und LNe-Eckpunkte bleiben in ihrer Fokussierung auf die schwer vermeidbaren bzw. Rest-Emissionen unpräzise und teils widersprüchlich.	25
Den Einsatz von CCS und CCU durch die Wahl staatlicher Förderschwerpunkte zu fokussieren, ist pragmatisch und zur EU-Ebene hin anschlussfähig.	27
CDR benötigt rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen, sollte aber nur nach sorgfältiger Prüfung und Vorbereitung in den EU ETS integriert werden.	28
Wirtschaftliche Anreize für CCU müssen klar nach dessen Klimaschutzbeitrag differenzieren.	31
Spezifischere staatliche Förderinstrumente für CDR, CCS und CCU sind insbesondere in der frühen Entwicklungs- und Markthochlaufphase der noch neuen Technologien und Methoden sinnvoll.....	33
CCS an Gaskraftwerken nicht von vorneherein auszuschließen, hält Optionen offen, müsste aber energiewirtschaftlich und mit Blick auf die gesellschaftliche Resonanz umfassend eingeordnet werden....	34
Die rechtlichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Aufbau der CO ₂ -Transport-Infrastrukturen sollten zügig geschaffen werden.....	38
Die CMS-Eckpunkte formulieren eine pragmatische Herangehensweise für den Einstieg in die geologische Speicherung von CO ₂	40
4 Fazit und Ausblick.....	42
Literatur.....	44
Mitwirkende.....	47



Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR

Was ist Kohlenstoffmanagement?

„Kohlenstoffmanagement“ (auch „Carbon Management“) zielt darauf ab,

- entstandene Treibhausgase aus der Atmosphäre fernzuhalten oder zu entfernen, sodass sie nicht zur Erderwärmung beitragen, sowie
- Kohlenstoff zu recyceln und so die Abhängigkeit von fossilem Kohlenstoff zu reduzieren.

Es umfasst drei Bausteine:

- Bei der **CO₂-Abscheidung und -speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS)** wird CO₂, das z. B. in einem Zementwerk entsteht, aufgefangen und zur dauerhaften Speicherung im Untergrund verpresst.
- Die **CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR)** gleicht Treibhausgase aus, die nicht direkt an der Quelle abgefangen werden können – etwa weil sie in der Landwirtschaft in der Fläche verteilt auftreten. Auch darüber hinaus kann CDR den CO₂-Gehalt der Atmosphäre senken. Das CO₂ wird je nach Verfahren verschieden gespeichert, z. B. unterirdisch (CCS) oder in Vegetation und Boden.
- Bei der **CO₂-Nutzung (Carbon Dioxide Capture and Utilization, CCU)** wird aus Anlagen oder Atmosphäre abgeschiedenes CO₂ zur Herstellung kohlenstoffhaltiger Produkte (z. B. Kunststoffe) verwendet.

Die drei Bausteine benötigen teilweise die gleichen Prozessschritte und Infrastrukturen und überschneiden sich in ihrem Beitrag zum Klimaschutz. Daher ist eine **übergreifende Strategie** für Kohlenstoffmanagement erforderlich.

Keine Klimaneutralität ohne CCS

Klimaneutralität ohne CCS zu erreichen, wird wohl nicht funktionieren. Denn ohne CCS müssten die Emissionen noch stärker sinken als ohnehin schon.

- Nötig wären sehr weitgehende **Verhaltensänderungen**, etwa bei der Ernährung – der gesellschaftliche Rückhalt dafür ist sehr ungewiss.
- Die **Restemissionen** müssten großenteils durch die CO₂-Speicherung in Vegetation und Boden ausgeglichen werden, die durch die verfügbare Landfläche begrenzt und in ihrer Dauerhaftigkeit unsicher ist.
- Darüber hinaus zukünftig **Netto-negativ-Emissionen** zu erreichen, erscheint ohne CCS erst recht nicht plausibel.

Die Klimabilanz von CCU variiert

In einer klimaneutralen Industrie darf kein fossiler Kohlenstoff mehr eingesetzt werden. CCU ist daher als Kohlenstoffquelle für die Herstellung vieler Produkte unverzichtbar. Es ist aber in den meisten Fällen keine Alternative zu CCS und CDR:

- Nur bei sehr **langlebigen Gütern** wie Baustoffen führt CCU zu einer **dauerhaften Speicherung** des CO₂.
- Die Herstellung kurzlebiger Güter ist nur dann **klimaneutral**, wenn das verwendete CO₂ **aus der Atmosphäre oder aus Biomasse** stammt und der Produktionsprozess klimaneutral ist.

Treibhausgase vermeiden wo immer möglich, „managen“ wo nötig

Im Vergleich zur Vermeidung der Treibhausgas-Entstehung kann Kohlenstoffmanagement nur einen kleinen Beitrag zum Klimaschutz leisten.

Denn die nachhaltig nutzbaren Potenziale sind begrenzt und der Technologiehochlauf ist herausfordernd, selbst wenn nur schwer vermeidbare Emissionen durch Kohlenstoffmanagement adressiert werden.

- Wichtig ist daher, **alle Möglichkeiten zur Vermeidung von Treibhausgasen konsequent zu nutzen und weiterzuentwickeln** – vom Ausbau der erneuerbaren Energien und der Wasserstoffinfrastruktur über das Einsparen von Energie bis hin zu emissionsärmeren Produktionsweisen in Industrie und Landwirtschaft.

Abkürzungen

BECCS	Bioenergie mit Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage)
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
CBAM	Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism)
CCS	Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Capture and Storage)
CCU	Kohlendioxidabscheidung und -verwendung (Carbon Capture and Utilization)
CDR	Kohlendioxidentnahme aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal)
CMS	Carbon Management Strategie (Strategie der Bundesregierung zum Kohlenstoffmanagement)
CO₂	Kohlendioxid
DACCS	Kohlendioxidentnahme aus der Luft mit anschließender Kohlendioxidspeicherung (Direct Air Capture and Storage)
EU ETS	Europäischer Emissionshandel (European Emissions Trading System)
F-Gase	Fluorierte Treibhausgase
IPCC	Weltklimarat (Intergovernmental Panel on Climate Change)
KSpG	Kohlendioxidspeichergesetz
LNe	Langfriststrategie Negativemissionen (Strategie der Bundesregierung, um mit CO ₂ -Entnahme aus der Atmosphäre verbleibende Restemissionen auszugleichen und dadurch bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, sowie in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts netto-negative Emissionen zu erreichen)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft (Land Use, Land-Use Change and Forestry)
THG	Treibhausgase

Glossar

Backup-Kraftwerke	Flexibel einsetzbare Kraftwerke, die nicht der dauerhaften Stromerzeugung, sondern der Sicherung der Stromversorgung dienen. Sie kommen nur wenige Stunden im Jahr zum Einsatz, beispielsweise in einer Dunkelflaute, wenn zu wenig Strom aus Windenergie und Photovoltaik eingespeist wird.
BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage	Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung. Die Funktionsweise: Pflanzen nehmen durch Photosynthese CO ₂ aus der Atmosphäre auf und bilden daraus energiereiche Kohlenstoffverbindungen. Diese werden zur Erzeugung von Strom, Wärme oder Kraftstoff genutzt. Das wiederfreigesetzte CO ₂ wird nicht zurück in die Atmosphäre entlassen, sondern abgetrennt und dauerhaft unterirdisch gelagert. Dadurch wird der Atmosphäre netto CO ₂ entzogen.
blauer Wasserstoff	Mit Dampfreformierung aus Erdgas hergestellter Wasserstoff, wobei das entstehende CO ₂ abgetrennt und unterirdisch eingelagert wird (CCS)
CCS – Carbon Capture and Storage	Kohlendioxidabscheidung und -speicherung. CO ₂ wird aus Energie- oder Industrieanlagen abgetrennt und dauerhaft unterirdisch eingelagert. Als Speicher kommen vor allem leergeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten sowie tiefliegende, salzwasserführende Aquifere infrage.
CCU – Carbon Capture and Utilization	Kohlendioxidabscheidung und -verwendung. CO ₂ wird beispielsweise aus einem Industrieprozess abgetrennt, um es in chemischen Prozessen zu verwenden. Ein Beispiel sind sogenannte Synfuels, synthetische Kraftstoffe, die aus Wasserstoff und CO ₂ hergestellt werden. Mit CCU können verschiedene kohlenstoffhaltige Produkte hergestellt werden, beispielsweise Kunststoffe und Chemikalien. Das CO ₂ ersetzt Erdöl oder Erdgas als Kohlenstoffquelle.
Carbon Contracts for Difference (Klimaschutzverträge)	Differenzkontrakte für CO ₂ sind ein Instrument, das genutzt werden kann, um klimafreundliche Technologien in der Industrie gegenüber konventionellen, klimaschädlichen Technologien wettbewerbsfähig zu machen. Die Funktionsweise: Ein Unternehmen, das auf eine klimafreundliche Technologie umstellen möchte, schließt einen Klimaschutzvertrag mit dem Staat ab. Darin wird ein festgelegter CO ₂ -Preis für die Laufzeit der neuen Anlage vereinbart, der möglichst den CO ₂ -Vermeidungskosten des Unternehmens entsprechen sollte. Ist der Marktpreis für Emissionszertifikate niedriger als der vereinbarte CO ₂ -Preis, zahlt der Staat dem Unternehmen die Differenz. Liegt der Marktpreis über dem vereinbarten CO ₂ -Preis, zahlt das Unternehmen die Differenz an den Staat.
CDR – Carbon Dioxide Removal	Kohlendioxidentnahme aus der Atmosphäre, beispielsweise durch Bioenergie mit CCS oder Aufforstung, um verbleibende Restemissionen auszugleichen und den CO ₂ -Gehalt der Atmosphäre zu senken.
CO₂-Senken	Eine CO ₂ -Senke nimmt CO ₂ aus der Atmosphäre auf und reduziert dadurch die CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre. Bei biologischen, landbasierten Senken wird das CO ₂ in feste Kohlenstoffverbindungen umgewandelt. Die in Vegetation oder Boden gespeicherte Kohlenstoffmenge nimmt zu. Ein Beispiel sind junge, noch wachsende Wälder.

DACCS – Direct Air Capture with Carbon Capture and Storage	CO ₂ -Entnahmetechnologie, bei der CO ₂ in technischen Anlagen mit chemischen Bindemitteln aus der Umgebungsluft aufgefangen wird. Das CO ₂ wird dann komprimiert und unterirdisch eingelagert.
Flexibilität (Stromversorgung)	Um trotz der schwankenden Einspeisung aus Wind- und Solarenergie Einspeisung und Entnahme im Stromnetz im Gleichgewicht zu halten, sind Technologien erforderlich, die die Schwankungen ausgleichen. Diese umfassen Speicher, flexibel betreibbare, schnell regelbare Kraftwerke sowie Verbraucher, die ihren Stromverbrauch zumindest teilweise in Zeiten mit hoher Wind- und Solarstromspeisung verschieben können.
grüner Wasserstoff	Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien. In den meisten Szenarien wird er mit Strom aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen per Elektrolyse hergestellt. Bei der Elektrolyse wird Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gepalten, dafür wird viel elektrische Energie benötigt.
Grenzausgleichsmechanismus	Ein CO ₂ -Grenzausgleichsmechanismus wird auch als „Klimazoll“ bezeichnet. Er dient dazu, durch eine inländische CO ₂ -Bepreisung entstehende Nachteile im internationalen Wettbewerb auszugleichen und dadurch Abwanderung von Industrie in Regionen mit weniger ambitionierter Klimapolitik (Carbon Leakage) zu verhindern. Importierte Produkte werden dabei mit einer CO ₂ -Abgabe belegt, die dem auf die einheimische Produktion angewendeten CO ₂ -Preis entspricht. Der Europäische Grenzausgleichsmechanismus für Eisen, Stahl, Zement, Düngemittel, Aluminium und Strom ist in einer Einführungsphase bis 2026 bereits im Oktober 2023 gestartet.
Negative Emissionen	CO ₂ -Entnahme aus der Atmosphäre. Die Gesamtemissionen sind netto-negativ, wenn insgesamt mehr CO ₂ aus der Atmosphäre entnommen als ausgestoßen wird (der CO ₂ -Gehalt der Atmosphäre also gesenkt wird).
Prozessemissionen	Treibhausgasemissionen, die in Industrieprozessen bei der chemischen Umwandlung der Ausgangsstoffe in die Produkte entstehen. Der Begriff wird verwendet in Abgrenzung zu energiebedingten Emissionen der Industrie, die durch die Bereitstellung der für die Produktionsprozesse benötigten Energie (vor allem Strom- und Wärmeerzeugung) entstehen.
Restemissionen (Residual-emissionen)	Nach Anwendung aller CO ₂ -Minderungsmaßnahmen (inklusive der Abscheidung und Einspeicherung von CO ₂ an Punktquellen wie Zementwerken) verbleibende Restemissionen an Treibhausgasen, vor allem aus der Landwirtschaft und Industrie. Um Klimaneutralität zu erreichen, müssen diese nicht oder schwer vermeidbaren Restemissionen durch die CO ₂ -Entnahme aus der Atmosphäre („negative Emissionen“) ausgeglichen werden.

Das Wichtigste in Kürze

- Der **zeitliche Handlungsdruck**, Weichen für das Kohlenstoffmanagement zu stellen, ist mit Blick auf Klimaziele und Entwicklungsstand von Technologien und Infrastrukturen hoch. Dass die Bundesregierung sich nun konkret dem Thema zuwendet, ist zu begrüßen.
- Inwieweit die Carbon-Management-Strategie (CMS) und die Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) eine **konsistente Gesamtstrategie für die drei Bausteine des Kohlenstoffmanagements** – Carbon Capture and Storage (CCS), Carbon Capture and Utilization (CCU) und Carbon Dioxide Removal (CDR) – ergeben, ist aufgrund des Eckpunktecharakters der von der Bundesregierung vorgelegten Dokumente bislang nicht abschließend zu beurteilen.
- **CMS und LNe müssen im Verbund betrachtet werden.** CCS, CCU und CDR haben Überschneidungen bei den technologischen Komponenten und Infrastrukturen. Die CMS ist im Wesentlichen auf CCS und CCU an (industriellen) Punktquellen beschränkt. Die LNe befasst sich mit CDR zur Kompensation der verbleibenden Restemissionen sowie mit CDR, das darüber hinaus zum Erreichen von Netto-negativ-Treibhausgas-(THG-)Emissionen nach 2045 gemäß der deutschen Klimaschutzziele notwendig ist. CMS und LNe sollten unter anderem für die Auslegung des CO₂-Transportnetzes konsistent zusammenwirken, da Szenarien zufolge im Jahr 2045 größere CO₂-Mengen aus CCS-basiertem CDR (Bioenergie mit CCS, BECCS; Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS) stammen werden als aus industriellen Prozessen mit schwer oder nicht vermeidbaren Emissionen.
- Dass die CMS und die Novelle des Kohlendioxid-speichergesetzes (KSpG) **Weichen für den Einsatz von CCS in Deutschland** stellen, ist richtig und notwendig. Zwar bestehen in der Bevölkerung Bedenken, ob CO₂ dauerhaft sicher gespeichert werden kann, sowie die Sorge, dass der Anreiz zum Ausstieg aus der Nutzung fossiler Ressourcen gemindert wird. In der **Gesamtabwägung überwiegen jedoch die Risiken, wenn CCS nicht zugelassen** würde: Schon Klimaneutralität ist nach heutigem Stand ohne CCS kaum realistisch erreichbar, ganz abgesehen von Netto-negativ-THG-Emissionen zur Mitte des Jahrhunderts. Die ohne CCS notwendigen Emissionsreduktionen würden noch viel umfassendere Verhaltensänderungen etwa bei Ernährung, Mobilität und Wohnen erfordern als ohnehin notwendig (und in Klimaneutralitätsszenarien bereits berücksichtigt) und bergen so ein hohes Risiko fehlenden gesellschaftlichen Rückhalts. Gleichzeitig wären sehr weitreichende und heute nicht absehbare technische Fortschritte unter anderem bei der Herstellung von Zement erforderlich, um die Prozessemissionen ohne den Einsatz von CCS ausreichend stark zu reduzieren. Ohne CCS-basiertes CDR würde zudem die Abhängigkeit von biologischen CO₂-Senken (Speicherung von Kohlenstoff in Vegetation und Boden) steigen, die CO₂ weniger zuverlässig langfristig speichern und durch die begrenzt verfügbare Landfläche nicht beliebig ausbaubar sind.
- Die Eckpunkte zur CMS **differenzieren nicht ausreichend zwischen CCS und CCU**: CCU ist kein Ersatz für CCS und CDR im Umgang mit schwer vermeidbaren Emissionen. Die Klimaschutzwirkung von CCU ist unter anderem stark abhängig von der Bindungsdauer des CO₂ in den Produkten, den Emissionen der CO₂-Nutzung (zum Beispiel bei der Herstellung synthetischer Brennstoffe) und der Kohlenstoffquelle (fossil, biogen oder atmosphärisch).
- Zu wenig beachtet bleibt in den Eckpunkten der CMS, dass CCU auf Basis nicht-fossilen CO₂ für die klimaneutrale Produktion kohlenstoffhaltiger Güter notwendig ist, für die auch zukünftig von einer signifikanten Nachfrage ausgegangen werden kann.

- CCS, CCU und CDR können die Vermeidung der Emissionsentstehung nicht ersetzen. Im Vergleich können sie nur einen deutlich kleineren Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn ihr Einsatz auf nachhaltige Potenziale begrenzt und Spielräume zum Erreichen Netto-negativer-THG-Emissionen erhalten bleiben sollen. Um den Vorrang der Vermeidung zu unterstreichen, stellen die Eckpunkte zu CMS und LNe auf **schwer vermeidbare (Rest-)Emissionen** ab. Sie ordnen diesen eher vagen Begriff aber weder präziser ein, noch behalten sie diese Fokussierung konsequent bei. Dadurch erscheinen die Eckpunkte in sich teils widersprüchlich, wie restriktiv CCS/CCU eingesetzt werden soll, und welche Kriterien dafür ausschlaggebend sind (technische Schwer-Vermeidbarkeit? Kosten? Erwägungen zu Resilienz/Versorgungssicherheit?). Probleme kann dies bei der Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen bereiten. Vor allem ist es problematisch für die notwendige gesellschaftliche Verständigung zum Kohlenstoffmanagement, für die zumindest qualitative Einordnungen und Begründungen für die getroffenen Entscheidungen eine wichtige Basis wären.
- Den Einsatz von CCS und CCU durch die Wahl staatlicher **Förderschwerpunkte auf Bereiche mit schwer vermeidbaren Emissionen** zu fokussieren, ist pragmatisch und zur EU-Ebene hin anschlussfähig. Schon heute sind im EU ETS für Emissionen, die mit CCS vermieden werden, keine Zertifikate erforderlich. Aufgrund der aktuell begrenzten Wettbewerbsfähigkeit von CCS ist die lenkende Wirkung staatlicher Fördermaßnahmen hoch – es ist wenig wahrscheinlich, dass CCS in den nächsten Jahren in großem Umfang in Bereichen eingesetzt wird, in denen es nicht gefördert wird. Staatliche Förderungen sollten mittelfristig zurückgefahren werden. Die Gefahr, dass CCS dann zukünftig verfügbare Alternativen zur Vermeidung der CO₂-Entstehung verdrängt, kann unter anderem durch einen beschleunigten Ausbau und Hochlauf von erneuerbaren Energien und grüner Wasserstoffwirtschaft begrenzt werden.
- Die Eckpunkte der CMS sehen **CCS an Gaskraftwerken** vor, auch wenn diese mit fossilem Erdgas befeuert werden. Dies läuft dem an anderer Stelle formulierten Grundsatz, CCS für schwer vermeidbare Emissionen einzusetzen, zuwider. Die Eckpunkte bewerten jedoch weder transparent die energiewirtschaftliche Notwendigkeit, noch wägen sie sorgfältig die Risiken eines technologischen Lock-ins ab und laufen so Gefahr, den gesellschaftlichen Rückhalt für CCS und das Kohlenstoffmanagement insgesamt zu gefährden. Konkret müsste **CCS an Gaskraftwerken dem Einsatz blauen Wasserstoffs in Wasserstoff-Kraftwerken gegenübergestellt werden**, der auch zur Versorgungssicherheit beitragen könnte, solange grüner Wasserstoff nicht ausreichend verfügbar ist. Die Abtrennung des CO₂ erfolgt dann lediglich an anderer Stelle. Grundsätzlich gilt es in der CMS zu klären, in welchem Umfang, wie lange und wo blauer Wasserstoff zum Einsatz kommen kann/soll.
- Die Eckpunkte zur LNe streben einen volkswirtschaftlich effizienten CDR-Umfang an, ohne einzuordnen, wie sich dies zum Vorrang der Emissionsreduktion verhält. Für die Ausgestaltung der notwendigen Rahmenbedingungen werfen die Eckpunkte wichtige Fragen für die weitere Arbeit an der LNe auf. Klar ist: **Allein CDR in den EU ETS zu integrieren, genügt nicht**. Wie bei CCS und CCU müssen dazu CO₂-Entnahmen nicht nur zuverlässig erfasst werden, sondern auch ergänzende Regelwerke entwickelt werden, die Risiken wie die Freisetzung von CO₂ wirksam kontrollieren können. Auch mit Blick auf die **Finanzierung von CDR für Netto-negativ-THG-Emissionen und die Zukunft des EU ETS nach 2040** muss eine CDR-Integration sehr sorgfältig geprüft werden.
- Die Eckpunkte zur CMS formulieren eine pragmatische Herangehensweise für den Einstieg in die geologische Speicherung von CO₂: Die Offshore-Speicherung im deutschen Hoheitsgebiet soll zugelassen werden, die Onshore-Speicherung in Deutschland aber generell ausgeschlossen bleiben (abgesehen von einer Opt-In-Regelung für die Bundesländer). Fachlich wäre nicht begründbar, bei gleichen Standards eine Offshore-Speicherung in der Nordsee innerhalb der ausschließlichen deutschen Wirtschaftszone auszuschließen, aber CO₂ zur Speicherung in andere Nordsee-Anrainerstaaten zu exportieren. Trotz berechtigter Zweifel an den Potenzialen und vor allem an der gesellschaftlichen Akzeptanz, sollten die **Möglichkeiten der Onshore-Speicherung weiter erkundet werden**, um eine Datenbasis für die Bewertung des Für und Wider der Onshore-Speicherung, unter anderem unter Berücksichtigung von Kosten und Transportwegen, zu schaffen.

1 Einleitung

Deutschland und Europa streben bis Mitte des Jahrhunderts Klimaneutralität an. Bereits im Jahr 2045 sollen in Deutschland nur noch so viele Treibhausgas-Emissionen (THG-Emissionen) in die Atmosphäre freigesetzt werden wie zugleich Kohlendioxid (CO₂) aus der Atmosphäre in Senken eingelagert wird. Für die Zeit danach sind sogar Netto-negativ-THG-Emissionen vorgesehen: Es soll der Atmosphäre mehr CO₂ entzogen werden, als freigesetzt wird. Diese Klimaziele zwingen dazu, auch Emissionen in den Blick zu nehmen, die sich absehbar technisch überhaupt nicht oder nur mit sehr hohem Aufwand vermeiden lassen und bei früheren, weniger ambitionierten Klimazielen noch ausgeblendet werden konnten.

Während sich energiebedingte CO₂-Emissionen durch den Umstieg auf erneuerbare Energien noch relativ einfach vermeiden lassen, ist dies für nicht-CO₂-Emissionen (insbesondere Methan, Lachgas und F-Gase) in der Landwirtschaft und für einige prozessbedingte CO₂-Emissionen in der Industrie, etwa der Zement- und Kalkherstellung, sowie für Emissionen aus der thermischen Abfallverwertung technisch nicht möglich oder mit sehr hohem Aufwand verbunden. Auch diese Emissionen lassen sich zwar durch Änderungen im Konsumverhalten und in den Produktionsprozessen (zum Beispiel vermehrter Holzbau) reduzieren, sind aber auch längerfristig nicht vollständig vermeidbar. Zudem muss zukünftig zur Herstellung kohlenstoffhaltiger Produkte nicht-fossiler Kohlenstoff verwendet werden, um die Klimawirkung durch eine Freisetzung von CO₂ am Lebensende der Produkte zu vermeiden.

Unter dem **Oberbegriff „Kohlenstoffmanagement“** (auch „Carbon Management“) werden Verfahren zusammengefasst, die verhindern, dass einmal entstandenes CO₂ in die Atmosphäre gelangt oder die CO₂ wieder aus der Atmosphäre entfernen und/oder die Kohlenstoff zur Herstellung von Produkten klimaneutral bereitstellen. Kohlenstoffmanagement umfasst **drei Bausteine**:

- die **Kohlendioxidabscheidung und -speicherung (Carbon Dioxide Capture and Storage, CCS)**, die die Freisetzung von entstandenem CO₂ in die Atmosphäre vermeidet,
- die **CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (Carbon Dioxide Removal, CDR)**, durch die im Verbund mit der Kohlenstoff- oder Kohlendioxidspeicherung sogenannte negative Emissionen entstehen können,¹
- die **Kohlenstoffnutzung (Carbon Dioxide Capture and Utilization, CCU)**, bei der von Anlagen abgeschiedenes oder aus der Atmosphäre aufgefangenes CO₂ als Ersatz für neu geförderte fossile Ressourcen wie Erdöl und Erdgas in der Herstellung kohlenstoffhaltiger Produkte verwendet wird.

Im Rahmen des Vorschlags für ein klimapolitisches Zwischenziel für 2040² hat die EU-Kommission kürzlich eine Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement³ vorgelegt. In **zwei Eckpunktpapieren** hat inzwischen auch die Bundesregierung Grundzüge für eine **Carbon-Management-Strategie (CMS)** und eine **Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe)** skizziert. Ihre Veröffentlichung nimmt dieser Impuls zum Anlass, Rolle und Grenzen des Kohlenstoffmanagements einzuordnen, Nachbesserungsbedarfe bei den Eckpunkten zu identifizieren und darüber hinausgehende Handlungsbedarfe und -optionen aufzuzeigen.⁴

¹ Bei den CDR-Verfahren Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und Speicherung (BECCS) und der direkten CO₂-Abscheidung aus der Luft mit anschließender Speicherung (DACCS) ist CCS ein Teil des Verfahrens. BECCS und DACCS werden im Folgenden als CCS-basierte CDR-Verfahren bezeichnet. Bei anderen CDR-Verfahren wird CO₂ in feste Kohlenstoffverbindungen umgewandelt und in Vegetation oder Boden gespeichert. Einen Überblick über die verschiedenen CDR-Verfahren liefert Tabelle 1 auf Seite 19.

² Vgl. Europäische Kommission 2024-1.

³ Vgl. Europäische Kommission 2024-2.

⁴ Das Papier ergänzt die kürzlich erschienene Ad-hoc-Stellungnahme der Leopoldina „Schlüsselemente des Kohlenstoffmanagements“, in der bereits erste Empfehlungen für die Weiterentwicklung des Kohlenstoffmanagements gegeben werden, vgl. Leopoldina 2024.

Die Bundesregierung strebt mit der geplanten CMS und der LNe eine systematische Auseinandersetzung mit dem Themenfeld des Kohlenstoffmanagements an. Dies ist – wie im Folgenden näher ausgeführt wird – grundsätzlich zu begrüßen und zeitlich durchaus drängend. Die bekannten **Eckpunkte zur CMS**⁵ benennen bereits relevante Schritte, die bislang bestehende Hemmnisse (unter anderem durch Änderungen im Kohlendioxidspeichergesetz, KSpG) abbauen werden. Sie lassen jedoch noch keine klare Linie dazu erkennen, in welchen Einsatzgebieten CCS und CCU zugelassen werden sollen und wie stark die Vermeidung von Treibhausgasen gegenüber CCS priorisiert werden soll. In der tatsächlichen Umsetzung dürften die Folgen dieser unklaren Positionierung zwar eher begrenzt bleiben. Die CMS läuft so aber Gefahr, zu einer Verschärfung der Kontroversen um CCS zu führen, anstatt zu einem für die Umsetzung notwendigen breiten politischen und gesellschaftlichen Konsens beizutragen. Die ersten öffentlichen Reaktionen deuten bereits in diese Richtung.⁶ Die **Eckpunkte zur LNe**⁷ weisen einen anderen Charakter auf und skizzieren in weiten Teilen mehr ein Arbeitsprogramm als konkrete Umsetzungsschritte zur Entwicklung von CDR in Deutschland. Sie benennen umfangreich relevante Fragen und Herausforderungen. Auch sie bleiben aber in der strategischen Einordnung, welche Rolle CDR im Verhältnis zur Vermeidung der THG-Entstehung einnehmen soll, noch unscharf.

Ist CCS eine CO₂-Vermeidungstechnologie?

Eine Emission ist nur, was tatsächlich in die Atmosphäre gelangt. Wird in einer Industrieanlage oder einem Kraftwerk entstandenes CO₂ direkt an der Anlage abgeschieden, zu einer geologischen Speicherstätte transportiert und dort verpresst, gelangt es nicht in die Atmosphäre. Die Emission des entstandenen CO₂ wird also vermieden, nicht aber die Entstehung des CO₂. Da der Begriff „CO₂-Vermeidung“ nicht zwischen Entstehung und Emission unterscheidet, kommt es hier teilweise zu Missverständnissen.

Zahlenwerte aus Klimaschutzszenarien zu den „Restemissionen“ umfassen ausschließlich die Treibhausgase, die in die Atmosphäre ausgestoßen werden und zum Erreichen von Klimaneutralität durch CDR ausgeglichen werden müssen. CO₂, das durch CCS gar nicht erst in die Atmosphäre gelangt, ist damit nicht in den Restemissionen enthalten. Die Höhe der Restemissionen in einem Szenario sagt also nichts darüber aus, wie viel CCS in dem Szenario zum Einsatz kommt.

5 Vgl. BMWK 2024-1.

6 Vgl. WWF 2024 oder Germanwatch 2024

7 Vgl. BMWK 2024-2.

2 Kohlenstoffmanagement als Teil der Klimaschutzstrategie: Bausteine, Schnittstellen und Grenzen

Alle drei Bausteine des Kohlenstoffmanagements zu verfolgen, ist absehbar sinnvoll und notwendig, um die Ziele im Klimaschutz zu erreichen.

Aktuelle Szenarien für Klimaneutralität in Deutschland treffen zum Einsatz von CCS und CCU restriktive Annahmen und begrenzen diesen von vorneherein stark auf Bereiche, in denen die Emissionen nach heutigem Kenntnisstand nicht anders vermieden werden können. Obwohl in den Szenarien der Vermeidung von Treibhausgasen eine sehr hohe Priorität eingeräumt wird, **müssen sie durchgehend auf CCS, CCU und CDR zurückgreifen**, um Klimaneutralität zu erreichen. Bei etwa **drei bis sechs Prozent der Treibhausgasemissionen** außerhalb des LULUCF-Sektors⁸ von 1990 lässt sich in den Szenarien die Freisetzung in die Atmosphäre auch 2045 nicht verhindern, sodass diese über CDR ausgeglichen werden müssen (siehe Abbildung 1). Der Beitrag des Kohlenstoffmanagements in den Szenarien liegt gleichwohl höher und umfasst auch CO₂, das zwar entsteht, aber wegen des Einsatzes von CCS und CCU nicht in die Atmosphäre gelangt (in Abbildung 2 ausgewiesen über die „CCS (fossil)“-Säule).

Den größten Anteil an den Restemissionen hat in allen Szenarien die **Landwirtschaft**. In der **Industrie** gehen die Szenarien davon aus, dass prozessbedingte CO₂-Emissionen (zum Beispiel in der Zement- und Kalkindustrie) weitgehend vermieden werden können – allerdings nur durch den Einsatz von CCS. Es verbleiben Restemissionen vor allem von kleineren, dezentraleren Anlagen, an denen eine direkte Abscheidung an der Anlage nicht möglich ist, sowie von Anlagen mit CCS, da technisch bedingt keine vollständige Abscheidung des CO₂ möglich ist. Emissionen in der Energiewirtschaft, im Verkehrssektor und im Gebäudebereich werden in den Szenarien hingegen durch die Umstellung auf erneuerbare Energien, Elektrifizierung und Nutzung von Wasserstoff als Energieträger fast vollständig vermieden.

Da die Szenarien nur den Zeitraum bis 2045 oder 2050 abbilden, ist der Bedarf an netto-negativen Emissionen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts noch nicht berücksichtigt. Dieser wird dazu führen, dass CDR über den Ausgleich der Restemissionen hinaus erforderlich wird, die Bedeutung des Kohlenstoffmanagements für den Klimaschutz also weiter zunimmt.

⁸ Generell ist bei den Zahlenwerten für die Restemissionen zu beachten, dass Emissionen und Entnahmen im LULUCF-Sektor nicht separat ausgewiesen werden, sondern für die Emissionsbilanz des LULUCF-Sektors die CO₂-Entnahmen insbesondere durch Wälder bereits von den (Brutto-)Emissionen im Sektor abgezogen werden. Die tatsächlich insgesamt verbleibenden (Brutto-)Restemissionen liegen daher in der Regel höher. Nach den aktuellsten Zahlen des Umweltbundesamtes erreichte der LULUCF-Sektor 2023 wie auch in den Jahren zuvor netto keine CO₂-Entnahme. Die (Brutto-)Emissionen aus Landnutzung und Landnutzungsänderungen in den Kategorien Ackerland (15,3 Megatonnen CO₂-Äquivalente), Grünland (22 Megatonnen CO₂-Äquivalente), Feuchtgebieten (9,8 Megatonnen CO₂-Äquivalente) und Siedlungen (0,6 Megatonnen CO₂-Äquivalente) übertrafen die Entnahmen, die durch Wälder (-37,7 Megatonnen CO₂-Äquivalente) und Holzprodukte (-6,4 Megatonnen CO₂-Äquivalente) erzielt wurde (vgl. UBA 2024).

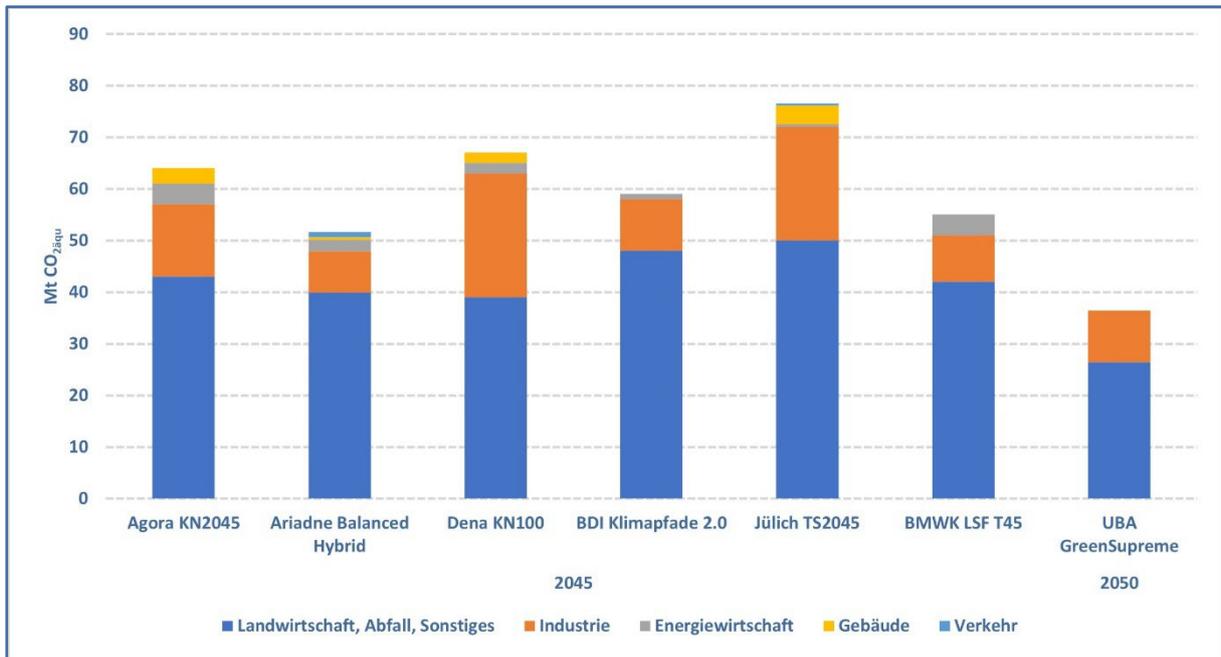


Abbildung 1: Metaanalyse – Darstellung sektorspezifischer Residualemissionen im Jahr 2045 ohne (Brutto-)Emissionen des LULUCF-Sektors. Quelle: Eigene aktualisierte Darstellung aufbauend auf Ragwitz et al. 2023. Abweichend von den anderen, neueren Szenarien ist in UBA GreenSupreme das Zieljahr der Klimaneutralität 2050, nicht 2045.

Die Szenarien des Impact Assessments⁹, auf das die EU-Kommission ihren Vorschlag für ein EU-Klimaziel 2040 stützt, zeigen für Europa ein grundsätzlich vergleichbares Bild. Das technische Auffangen von CO₂ für die Speicherung (CCS) und die Nutzung (CCU) ist sowohl für Klimaneutralität 2050 als auch für das vorgeschlagene Ziel einer Reduktion der Netto-THG-Emissionen um 90 Prozent gegenüber 1990 für 2040 notwendig. **Gegenüber den deutschen Klimaneutralitätsstudien nehmen CCS und CCU in den EU-Szenarien dabei eine (deutlich) größere Rolle ein und werden auch im Kraftwerksbereich eingesetzt.**¹⁰ In den Szenarien werden im Jahr 2050 etwa 450 Millionen Tonnen CO₂ und damit gut 9,5 Prozent der (Netto-)THG-Emissionen von 1990 durch CCS, CCU oder CCS-basiertes CDR aus der Atmosphäre oder an Punktmissionsquellen aufgefangen. Hinzu kommen mindestens weitere 330 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Netto-)Entnahmen aus dem LULUCF-Sektor, um Klimaneutralität im Jahr 2050 in der EU zu erreichen.¹¹

⁹ Vgl. Europäische Kommission 2024-3.

¹⁰ Vgl. ebd. Part 1/5, Table 6, S. 36. Je nach Szenario werden im Jahr 2040 europaweit zwischen 26 und 41 Megatonnen CO₂ aus fossil betriebenen Kraftwerken abgeschieden und geologisch gespeichert, für Klimaneutralität 2050 steigt diese Menge auf 55 Megatonnen CO₂ an.

¹¹ Vgl. ebd. Part 3/5, S. 9 und S. 17f.. Das unterschiedliche Ambitionsniveau der betrachteten Szenarien für das Klimaziel 2040 führt dabei zu einer unterschiedlich starken Skalierung des technischen CO₂-Auffangens bis 2040. Während bei einem weniger ambitionierten Klimaziel von 78 Prozent Reduktion der Netto-Emissionen in 2040 gegenüber 1990 etwa 80 bis 130 Megatonnen CO₂ oder 2 bis 3 Prozent der THG-Emissionen von 1990 technisch aufgefangen werden, werden beim ambitionierten Reduktionsziel von 92 Prozent bereits 2040 technisch 150 bis 2040 Megatonnen CO₂ oder 4 bis 6 Prozent der THG-Emissionen von 1990 aufgefangen (S. 18). Ein überwiegender Teil des aufgefangenen CO₂ geht dabei in geologische Speicher. Im ambitioniertesten Reduktions-Szenario wird etwa ein Drittel des aufgefangenen CO₂ für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe verwendet. Eine Einspeicherung in kohlenstoffhaltige langlebige Materialien/Güter erfolgt erst nach 2040 in größerem Umfang (vgl. Part 3/5, S. 22, Figure 10).

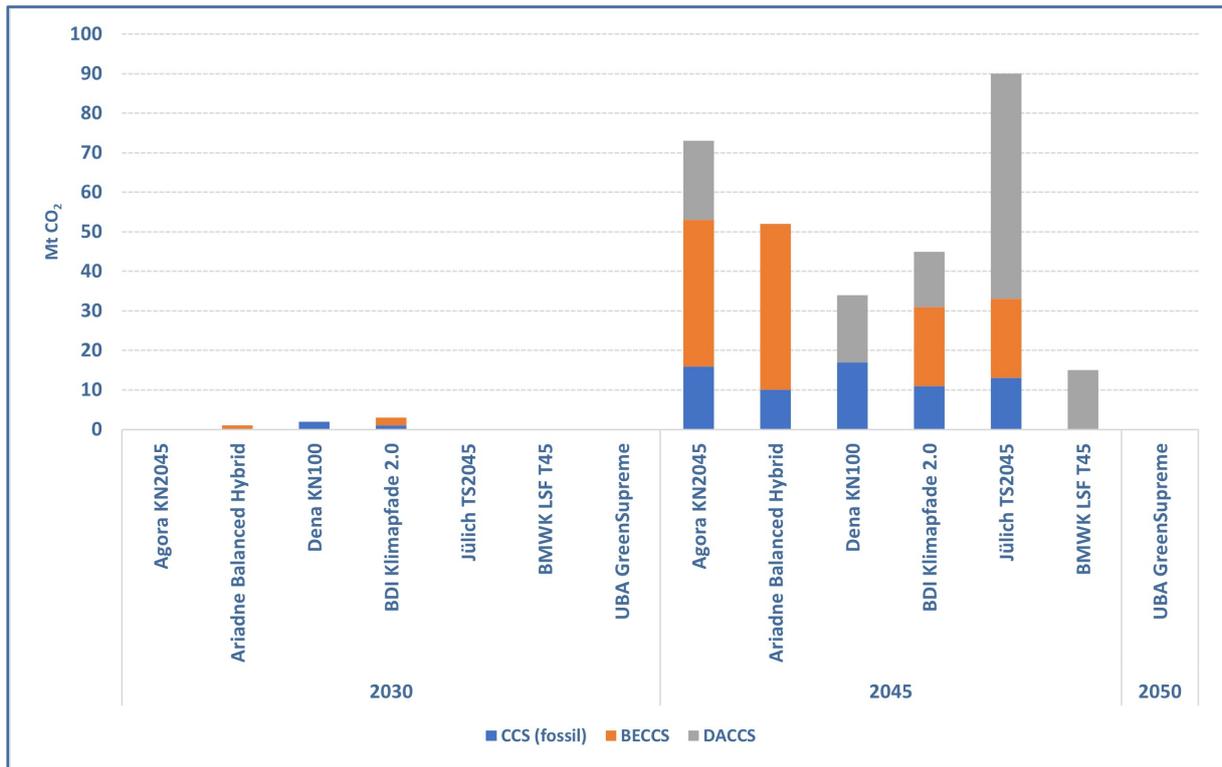


Abbildung 2: Beitrag verschiedener CCS-Verfahren in den Jahren 2030 und 2045 in Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland. Quelle: Aktualisierte eigene Darstellung aufbauend auf Ragwitz et al. 2023. Abweichend von den anderen, neueren Szenarien ist in UBA GreenSupreme das Zieljahr der Klimaneutralität 2050, nicht 2045.

CMS und LNe sind nicht trennscharf und weisen Wechselwirkungen auf, sollten letztlich aber einen konsistenten strategischen Rahmen für das Kohlenstoffmanagement aufspannen.

Die **CMS** soll einen Rahmen für den **Einsatz von CCS und CCU** mit Blick auf Emissionen entwickeln, deren Entstehung sich nicht oder nur schwer vermeiden lässt, die **LNe** soll demgegenüber ein „gemeinsames Verständnis der Rolle der **CO₂-Entnahme** für den Klimaschutz in Deutschland schaffen“¹². Um den politischen und gesellschaftlichen Diskussionsprozess nicht zu überladen, mag diese Trennung und die Beschränkung von CMS und LNe Vorteile bieten. Ob die getrennten Strategien am Ende jedoch einen konsistenten Rahmen für das Kohlenstoffmanagement insgesamt aufspannen, ist auf Grundlage der vorliegenden Eckpunkte nicht abschließend zu beurteilen. Durch die **getrennten und zeitlich versetzten Strategieprozesse** – die Eckpunkte zur LNe weisen einen deutlich geringeren Detailierungsgrad auf als die in Teilen bereits sehr konkreten Eckpunkte zur CMS – besteht aber die Gefahr, dass Wechselwirkungen zwischen CMS und LNe sowie **Nutzungskonflikte und Synergiepotenziale zwischen den Bausteinen des Kohlenstoffmanagements** zu wenig Berücksichtigung finden.

Die **Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement der EU-Kommission**¹³ wählt einen nochmals anderen Zugang und setzt am Begriff des **technischen Einfangens von CO₂** an. Sie betrachtet damit das Einfangen an (fossilen) CO₂-Quellen und aus der Atmosphäre und schließt sowohl die Nutzung von CO₂ für Produkte (CCU) als auch dessen Speicherung (CCS, CDR) mit ein. **Im Gegensatz zur deutschen CMS**

¹² Vgl. BMWK 2024-2, S. 4.
¹³ Vgl. Europäische Kommission 2024-2.

berücksichtigt sie daher zumindest CCS-basiertes CDR, aber auch nicht umfassend alle möglichen Methoden des Kohlenstoffmanagements.

Offensichtliche **Überschneidungen zwischen CMS und LNe** ergeben sich durch technologische Komponenten sowie Transport- und Speicherinfrastrukturen, die CCS, CCU und (CCS-basiertes) CDR benötigen. So hängen die Einsatzmöglichkeiten von **CCS-basiertem CDR** (Biomasse mit CO₂-Abscheidung und geologischer Speicherung, BECCS; direkte CO₂-Abscheidung aus der Atmosphäre und geologischer Speicherung, DACCS) direkt von den rechtlichen Rahmenbedingungen für CCS, vom Aufbau von CO₂-Transportnetzen sowie den Möglichkeiten der Erschließung geologischer Speicher ab. Daher ist es von strategischer Bedeutung, bei der Festlegung der **Einsatzmöglichkeiten von CCS und CCU die verfügbaren CDR-Potenziale im Blick zu behalten**. Deutlich sichtbar werden die Überschneidungen von CMS und LNe auch bei **CCU – dieses fällt bei Nutzung von CO₂ aus fossilen Quellen in den Bereich der CMS, bei Nutzung von nicht-fossilem CO₂ in den Bereich der LNe** und wird entsprechend auch von beiden Eckpunktepapieren angesprochen.

Zumindest in den bislang vorliegenden Eckpunktepapieren werden diese Wechselwirkungen nicht so systematisch erörtert, wie es für eine konsistente Gesamtstrategie zum Kohlenstoffmanagement notwendig wäre. Die Eckpunkte zur CMS weisen zwar auf gemeinsam benötigte CO₂-Infrastrukturen und -Speicher für CCS, CCU und CDR hin. CDR zur Kompensation der Restemissionen ist jedoch Gegenstand der LNe, ebenso wie die darüber hinausgehenden CDR-Mengen, die zukünftig für das Erreichen netto-negativer THG-Emissionen notwendig sind. **Dass die CMS vorrangig gegenüber der LNe die CO₂-Infrastrukturentwicklung adressieren soll, ohne belastbarere Abschätzungen der LNe zur zukünftigen Anwendung von BECCS und DACCS in Deutschland nutzen zu können, greift** mit Blick auf die bekannten Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland **zu kurz**: Die Szenarien zeigen, dass voraussichtlich mehr CO₂ aus BECCS und DACCS transportiert und eingespeichert werden muss als CO₂, das an Punktquellen aus fossilen Ressourcen entsteht (siehe Abbildung 3).

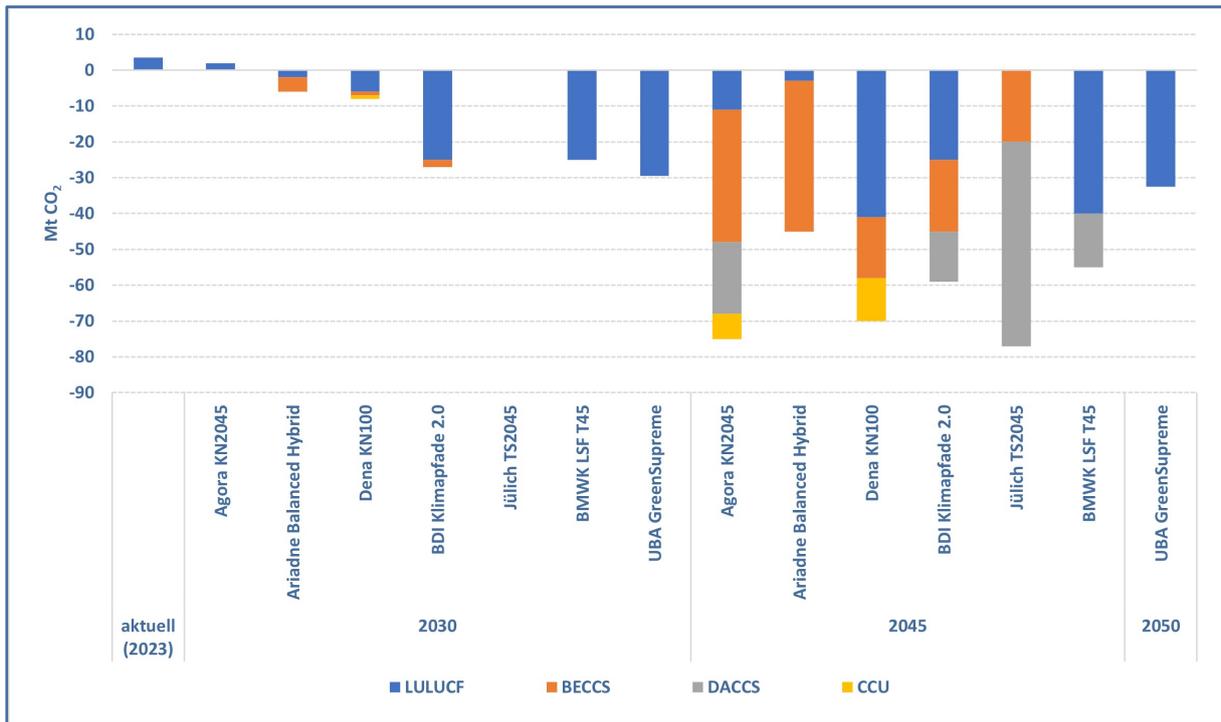


Abbildung 3: Beitrag der verschiedenen CO₂-Entnahmeverfahren sowie des netto bilanzierten LULUCF-Sektors¹⁴ in Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland. Quelle: Aktualisierte Darstellung aufbauend auf Ragwitz et al. 2023; LULUCF für 2023 aus UBA 2024. Abweichend von den anderen, neueren Szenarien ist in UBA GreenSupreme das Zieljahr der Klimaneutralität 2050, nicht 2045.

Absehbar ist auch, dass der **Aufbau von Anlagen zur CO₂-Entnahme, von Transportinfrastrukturen sowie der CO₂-Speicher nicht beliebig beschleunigt werden kann**. Die jährlichen Kapazitäten, die für die Einspeicherung von CO₂ sowie für die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre zur Verfügung stehen, sind damit für längere Zeit begrenzt. CCS für fossile Emissionen und CCS-basierte CDR-Verfahren müssen sich die beschränkten Einspeicherkapazitäten teilen. CO₂-Transportinfrastrukturen werden sowohl für die Nutzung (CCU) als auch für die Speicherung von CO₂ benötigt. Anlagen, die CO₂ aus der Atmosphäre abscheiden (DAC), können für CDR dienen (DACCS) oder CO₂ für die klimafreundliche Herstellung von Produkten liefern (CCU). Diese **Nutzungskonflikte** und die möglichen Implikationen für Transformationspfade, etwa in der Industrie, sollten sinnvollerweise in einer strategischen Auseinandersetzung mit Kohlenstoffmanagement ebenfalls näher betrachtet werden. Zu klären wäre etwa, für welche der Bausteine des Kohlenstoffmanagements die knappen Kapazitäten prioritär eingesetzt werden sollten und ob es dazu dezidierter politischer Festlegungen bedarf. Auch mit der **Biomassestrategie** müssen die CMS und LNe unbedingt von Anfang an zusammen gedacht werden, um mögliche Nutzungskonflikte berücksichtigen zu können. So ergibt sich durch das Kohlenstoffmanagement einerseits ein Bedarf an Biomasse für BECCS. Andererseits kann Biomasse neben CCU eine weitere alternative Kohlenstoffquelle für die chemische Industrie (im Verbund mit Kohlenstoff aus Recyclingströmen) in einem weitgehend defossilisierten Energie- und Industriesystem darstellen.

¹⁴ In vielen Studien werden für den LULUCF-Sektor Netto-Entnahmen ausgewiesen. Die Brutto-Entnahme ist höher, wird aber zum Teil benötigt, um die Brutto-Emissionen des LULUCF-Sektors auszugleichen. Die in vielen Szenarien ausgewiesene Zunahme der Netto-Entnahme ist (zumindest teilweise) auf den Rückgang der Brutto-Emissionen (unter anderem durch eine Wiedervernässung von Moorflächen) zurückzuführen.

CCS birgt Risiken, die nicht vernachlässigt werden dürfen, für eine Gesamtabwägung aber den Risiken eines CCS-Verbots gegenübergestellt werden müssen.

Die Eckpunkte zur CMS und die vorgeschlagene **Novelle des KSpG** unterstützen und bereiten den Einsatz von CCS vor, das lange Zeit in Deutschland hoch umstritten war und teils immer noch strikt abgelehnt wird.¹⁵ Dennoch sind diese Weichenstellungen richtig und notwendig.

CCS birgt ohne Zweifel gewisse Risiken: So kann durch frühere (Probe-)Bohrungen zur Förderung von Erdöl oder Erdgas CO₂ aus den geologischen Speicherstätten austreten und neben seiner Klimawirkung das Grundwasser verunreinigen oder zu einer Versauerung von Meerwasser führen.¹⁶ Zu beachten ist auch, dass das Abscheiden von CO₂ viel Energie (und Wasser) benötigt.¹⁷ CCS kann an Emissionspunktquellen zudem selbst unter idealen Bedingungen nur 90 bis 95 Prozent der Emissionen verhindern, das heißt, es verbleiben trotz des Auffangens und Speicherns gewisse Restemissionen, die durch CDR ausgeglichen werden müssen.

Bei der Einordnung der **Risiken von CCS sollten die vorliegenden praktischen Erfahrungen genutzt werden**. Die Technologien von CO₂-Abscheidung, -Transport und -Speicherung sind nicht völlig neu. Über verschiedene Projekte weltweit liegen bereits Erfahrungen zu allen Stufen der CCS-Prozesskette vor. Die Abscheidung und der Transport von CO₂ können als industriell erprobter Standard angesehen werden. Erfahrungen mit der CO₂-Speicherung liegen beispielsweise aus dem Sleipner-CCS-Projekt vor, das seit 1996 vor der Küste Norwegens CO₂ geologisch speichert. Die bisherigen **Erfahrungen sprechen dafür, dass die Technologien zuverlässig betrieben werden können**; den Nachweis der verlässlichen CO₂-Speicherung über mehrere Jahrhunderte können sie allerdings nicht erbringen.¹⁸ Zudem ist eine vollständige Übertragbarkeit der Ergebnisse von Speicherstandort zu Speicherstandort nicht oder nur begrenzt möglich, sondern eine jeweils spezifische Betrachtung und Risikoabwägung notwendig.

Die **Risiken von CCS sind den Risiken gegenüber zu stellen, die ein Ausschluss von CCS heute für die Erreichung der Klimaziele nach sich ziehen würde**.¹⁹ Schon Klimaneutralität ist nach heutigem Stand ohne CCS bis 2045 kaum realistisch zu erreichen, ganz abgesehen von Netto-negativ-THG-Emissionen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts. Erforderlich wären ohne CCS noch viel **umfassendere individuelle Verhaltensänderungen etwa bei Ernährung, Mobilität und Wohnen** als ohnehin notwendig und in den gezeigten Klimaneutralitätsszenarien bereits berücksichtigt. Dies gilt zum Beispiel für die Erfordernis eines deutlich stärkeren Rückgangs des Fleischkonsums (zur Verringerung von Methanemissionen) sowie stärkere Einschränkungen bei der Schaffung von Wohnraum und Mobilität. Ob all diese Veränderungen, die in vergleichsweise kurzer Zeit erfolgen müssten, gesellschaftlich getragen würden, ist zumindest sehr fraglich. In jedem Fall birgt der **verschärfte Transformationsbedarf von Wirtschaft und Gesellschaft hohes gesellschaftliches Konfliktpotenzial** und erhebliche Risiken für den gesellschaftlichen Rückhalt von Klimaschutz. Hinzukommen müssten auch noch deutlich weitreichendere und heute nicht immer absehbare technische Fortschritte, um auch ohne CCS prozessbedingte Emissionen, etwa in der Zementindustrie, ausreichend stark absenken zu können. Ein **Verzicht auf CCS würde vor diesem Hintergrund höchstwahrscheinlich zu steigenden Restemissionen führen, die durch CDR ausgeglichen**

¹⁵ Vgl. Deutsche Umwelthilfe 2024, oder Greenpeace 2024.

¹⁶ Vgl. UBA 2023.

¹⁷ Vgl. IPCC 2022 S. 643. Der Energieaufwand für die Abscheidung hängt wesentlich von der CO₂-Konzentration ab, sodass die Abscheidung aus der Luft wesentlich mehr Energieeinsatz erfordert als die Abscheidung an Punktquellen der Industrie oder von Kraftwerken, vgl. Bui et al. 2018.

¹⁸ Vgl. Kearns et al. 2021, Bui et al. 2018 oder Budinis et al. 2018 zum Entwicklungsstand von CCS.

¹⁹ Vgl. Shu et al. 2023 zeigen etwa, dass für Deutschland das Zulassen von CCS nicht nur die Kosten der Transformation hin zu Klimaneutralität senken kann, sondern auch bei einer breiter angelegten Lebenszyklus-Analyse ökologische und gesundheitsbezogene Vorteile über den reinen Klimaschutzeffekt hinaus bietet.

werden müssen. Gleichzeitig würde der CCS-Verzicht CDR-Methoden mit geologischer Speicherung von CO₂ (BECCS und DACCS) ausschließen und so das CDR-Potenzial stark eingeschränken.

Aus wirtschaftlicher Sicht würden Sektoren und Wertschöpfung mit schwer vermeidbarer CO₂-Entstehung unter **verschärften internationalen Wettbewerbsdruck** geraten, gerade da **im (europäischen) Ausland CCS deutlich weniger restriktiv eingesetzt werden wird**, wie bereits in der Strategie der EU-Kommission zum industriellen Kohlenstoffmanagement angelegt. Würde die betreffende Produktion vor diesem Hintergrund lediglich ins Ausland ausweichen und die Nachfrage in Deutschland durch den Import der Produkte gedeckt, wäre dies klimapolitisch kein Fortschritt. Für Deutschland zeigen Szenarioanalysen auch, dass selbst ambitionierte Annahmen zur Änderung des Konsumverhaltens nicht genügen, um das Ziel der Klimaneutralität ohne CCS zu erreichen.²⁰ **In allen aktuellen Szenarien für Deutschland kommt daher CCS zum Einsatz** (siehe Abbildung 2).²¹ Für die EU illustriert das LIFE-Szenario im Impact Assessment zum Vorschlag eines Europäischen Klimaziels 2040, dass **nachhaltigere Lebensstile** den Einsatz von CCS (inklusive der CCS-basierten CDR-Verfahren) substantiell reduzieren, aber die geologische CO₂-Speicherung auch für das vorgeschlagene EU-Klimaziel 2040 nicht ersetzen könnten.²²

Die gesellschaftliche Diskussion fokussiert teilweise stark auf die Risiken von CCS. So bestehen in der Bevölkerung Bedenken, ob CO₂ dauerhaft sicher gespeichert werden kann, sowie die Sorge, dass der Anreiz zum Ausstieg aus der Nutzung fossiler Ressourcen gemindert wird. Diese Bedenken sind ernst zu nehmen. **In der Gesamtabwägung sind jedoch ebenso die Risiken zu betrachten, die entstehen, wenn CCS nicht zugelassen würde.** Nach heutigem Kenntnisstand ist Klimaneutralität ohne CCS nicht realistisch zu erreichen. Soweit beim Einsatz von CCS hohe soziale und ökologische Standards gewahrt bleiben und langfristig schädliche Lock-ins in die Nutzung fossiler Ressourcen vermieden werden, scheinen entsprechend die Risiken der Nichtnutzung von CCS zu überwiegen. Auf die Risiken der Nichtnutzung von CCS sollte in der gesellschaftlichen Diskussion stärker Bezug genommen werden, beispielsweise indem die in verschiedenen Szenarien erforderlichen Verhaltensänderungen anschaulich und leicht verständlich dargestellt werden. Dies könnte hilfreich sein als Informationsgrundlage für die gesellschaftliche Aushandlung, unter welchen Bedingungen und in welchem Umfang CCS akzeptiert wird, auch gegenüber einer verschärften nachfrageseitigen Transformation.

Land-basierte biologische CO₂-Senken können den zukünftigen Bedarf an CDR nicht decken und sind in der Regel weniger zuverlässig.

Ein Verzicht auf CCS führt nicht nur tendenziell zu einem Anstieg der CO₂-Restemissionen, sondern schließt zugleich CCS-basiertes CDR (BECCS und DACCS) aus. Die Rolle land-/naturbasierter biologischer CDR-Methoden (Aufforstung, Bodenkohlenstoffbindung) als bereits weiter entwickelte Verfahren nimmt damit zu. Im Vergleich zu CCS-basiertem CDR werden diese teils als naturverträglicher und damit unbedenklicher angesehen. Es sollte jedoch beachtet werden, dass ihre **Potenziale schon aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Land beschränkt** sind und die **Kohlenstoffspeicherung in Vegetation und Boden nicht nur schwerer zu messen und verifizieren ist, sondern auch mit größerer Unsicherheit hinsichtlich der Speicherdauer verbunden** ist (siehe Box „CDR-Verfahren“). Waldbrände, Schädlingsbefall oder auch direkte menschliche Eingriffe können dazu führen, dass gespeichertes CO₂ wieder freigesetzt wird. **Der**

²⁰ Vgl. Merfort et al. 2023.

²¹ In dem Szenario UBA GreenSupreme wird CCS ausgeschlossen, vgl. UBA 2019. Trotz sehr ambitionierter Annahmen zu Suffizienz und Reduktion der industriellen Restemissionen (zum Beispiel durch die Entwicklung alternativer Zementsorten) in Kombination mit null Wirtschaftswachstum ab 2030 kann in dieser Studie Klimaneutralität bis 2050 allerdings nur durch sehr optimistische Annahmen zur Entwicklung der Senkenleistung des LULUCF-Sektors erreicht werden.

²² Vgl. Europäische Kommission 2024-3 Part 1/5, S. 40.

fortschreitende Klimawandel selbst birgt daher Risiken für diese CDR-Methoden. Unklar ist auch, ob die angenommenen Potenziale der biologischen Senken tatsächlich ausgeschöpft werden können.

Die **Szenarien für Deutschland greifen sehr unterschiedlich auf landbasierte biologische Senken zurück, bringen jedoch alle BECCS und DACCS bereits 2045 zum Einsatz** (siehe Abbildung 1). Dabei übertrifft in den Szenarien die CO₂-Menge, die aus BECCS- und DACCS-Anwendungen geologisch gespeichert wird, teils deutlich die CO₂-Menge, die zu diesem Zweck an fossilen Emissionsquellen abgeschieden wird. Auch die Szenarien, auf die die EU-Kommission ihren Vorschlag für das Klimaziel 2040 stützt, nutzen bereits 2040 technisches CDR ergänzend zu landbasierten Senken, um die THG-Emissionen netto um 90 Prozent gegenüber 1990 abzusenken. Mit dem Schritt hin zu Klimaneutralität in 2050 steigt der Bedarf an CCS-basiertem CDR dabei weiter an.²³

CDR-Verfahren

Um CO₂ aus der Atmosphäre zu entziehen, können **verschiedene Verfahren** genutzt werden.²⁴ Sie unterscheiden sich darin, **wie sie das CO₂ aus der Luft abtrennen und wie der Kohlenstoff langfristig gespeichert wird.** Tabelle 1 gibt einen Überblick über die verschiedenen Verfahren. **Von der Art der Speicherung hängt ab, wie zuverlässig das CO₂ dauerhaft aus der Atmosphäre ferngehalten wird.**

So ist bei der Speicherung von Kohlenstoff in Vegetation und Boden das Risiko, dass das CO₂ wieder entweicht, höher als bei der Verpressung von CO₂ im Untergrund. Denn durch Waldbrände, Dürren und Schädlingsbefall kann das CO₂ wieder freigesetzt werden – nicht zuletzt durch den fortschreitenden Klimawandel ein nicht zu unterschätzendes Risiko. Auch durch Waldrodung oder falsche Bewirtschaftung kohlenstoffreicher Böden kann zuvor eingespeichertes CO₂ wieder in die Atmosphäre entweichen. Die **Dauerhaftigkeit der Speicherung ist relevant für die Anrechnung der CO₂-Entnahme als Klimaschutzbeitrag**, insbesondere im Vergleich zur Emissionsreduktion. Mögliche zukünftige Wiederfreisetzungen von entnommem CO₂ werfen dabei die Frage auf, wer für die entstehenden Schäden haften soll.

Ein weiterer wichtiger Aspekt für die **Anrechnung der Speicherleistung** ist die **Genauigkeit**, mit der diese überhaupt ermittelt und verifiziert werden kann. Während bei einer BECCS- oder DACCS-Anlage die Menge des entnommenen CO₂ mit Gasmesstechnik direkt messbar ist, ist die Menge des in Vegetation und Boden gespeicherten Kohlenstoffs viel komplizierter zu bestimmen. Die unterschiedlichen Unsicherheiten beim Monitoring der Speicherleistung verschiedener CDR-Verfahren sind bei der Regulierung zu berücksichtigen. Bei einigen Verfahren wie Aufforstung und Kohlenstoffbindung im Boden erfolgt bereits eine Anrechnung im Rahmen nationaler Emissionsbilanzen. Beispielsweise für eine Integration in den Emissionshandel und die dafür erforderliche rechtssichere Zuordnung der Speicherleistung zu einzelnen Unternehmen wären die Anforderungen an Monitoring und Verifizierung aber höher.

Darüber hinaus unterscheiden sich die verschiedenen CDR-Verfahren unter anderem durch Landbedarf, Energiebedarf und Kosten.²⁵

²³ Die weitere Verbreitung nachhaltigerer Lebensweisen und Konsumgewohnheiten im sogenannten LIFE-Szenario kann den Bedarf an technischem CDR lediglich senken, aber nicht auflösen. Ein Faktor sind dabei auch die eher wenig ambitionierten Annahmen zur Entwicklung der Emissionen im Landwirtschaftssektor, die das Impact Assessment zugrunde legt, vgl. Europäische Kommission 2024-3.

²⁴ Vgl. Erlach et al. 2022 für einen Überblick über die verschiedenen Verfahren.

²⁵ Vgl. MCC 2021 oder Smith et al. 2023.

CDR-Verfahren	Permanenz der Speicherung	Ermittlung und Monitoring der Speicherleistung	Regulierungsbereich
Aufforstung	reversibel	komplex	LULUCF (in nationalen Bilanzen bereits berücksichtigt)
Kohlenstoffbindung im Boden (soil carbon storage)	reversibel	komplex, hohe Ungenauigkeit	LULUCF (in nationalen Bilanzen bereits berücksichtigt)
Pflanzkohle (biochar)	Mittlere Speicherdauer (Jahrzehnte bis Jahrtausende) ²⁶ , niedriges Risiko der Reversibilität ²⁷	Eingespeicherte Menge relativ gut ermittelbar, Monitoring der Speicherdauer komplex ²⁸	Könnte bei Einbringung in Böden in LULUCF integriert werden, ²⁹ oder in neu zu entwickelnde Inventarkategorien
Beschleunigte Verwitterung (Enhanced Weathering)	Langfristig sichere, nicht reversible Bindung im Gestein	komplex, Methoden sind noch in Entwicklung ³⁰	Könnte in LULUCF integriert werden, dies setzt die Entwicklung einer Methodik zur Ermittlung der Speicherleistung voraus
Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Bioenergy with Carbon Capture and Storage – BECCS)	Langfristig sichere Speicherung im geologischen Untergrund	relativ unaufwändig und genau messbar	Könnte in den ETS integriert werden; zusätzlich sind Nachhaltigkeitskriterien für die Herkunft der Biomasse erforderlich
CO₂-Entnahme aus der Luft mit Speicherung des CO₂ (Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS)	Langfristig sichere Speicherung im geologischen Untergrund	relativ unaufwändig und genau messbar	Könnte in den ETS integriert werden

Tabelle 1: Übersicht über die CDR-Verfahren

Spätestens die **Netto-negativ-THG-Emissionen**, die in Deutschland und in der EU nach 2050 bereits gesetzlich anvisiert werden, sind aus heutiger Sicht **ohne CCS-basiertes CDR nicht plausibel erreichbar**. Diese langfristige Perspektive und Anforderung des Klimaschutzes wird häufig in der Diskussion um CCS zu wenig berücksichtigt. Zu beachten ist ferner, dass auch **global die Ziele des Pariser Übereinkommens ohne die zukünftige Verfügbarkeit von BECCS und DACCS stark gefährdet** wären (beziehungsweise außer Reichweite geraten).³¹ Auch indem sie in die (Weiter-)Entwicklung der Technologien investieren und geeignete Governance-Strukturen testen, können Deutschland und Europa hierbei wichtige Beiträge für den internationalen Klimaschutz leisten.³²

Nichtsdestotrotz bieten auch die landbasierten CDR-Verfahren Vorteile und sollten daher im Portfolio der CDR-Verfahren berücksichtigt werden: Sie sind meist vergleichsweise kostengünstig und können teilweise bereits heute großskalig eingesetzt werden. Auf diese Weise können sie Zeit verschaffen, andere, noch

²⁶ Vgl. Smith et al. 2023, S. 15.

²⁷ Vgl. Merfort et al. 2023.

²⁸ Vgl. Smith et al. 2023, S. 19.

²⁹ Hier kann eine vom IPCC entwickelte Methodik für die Anrechnung der Speicherleistung zugrunde gelegt werden (IPCC 2019: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2019rf/pdf/4_Volume4/19R_V4_Cho2_Ap4_Biochar.pdf).

³⁰ Vgl. Amann / Hartmann 2022.

³¹ Vgl. IPCC 2022.

³² Vgl. MCC 2021.

weniger weit entwickelte Verfahren wie DACCS hochzufahren. Zudem können sie, vor allem im Falle der Renaturierung geschädigter oder zerstörter Ökosysteme wie Wäldern und Grasland, positive Auswirkungen auf die Artenvielfalt haben.

CCU ist langfristig keine Alternative zu CCS und CDR im Umgang mit schwer vermeidbaren Emissionen.

Die **Eckpunkte zur CMS** verstehen auch CCU als Möglichkeit, etwa Prozessemissionen der Industrie oder Emissionen der Abfallwirtschaft mit den Klimazielen in Einklang zu bringen und **differenzieren dabei nicht ausreichend zwischen CCS und CCU**. Auch die Eckpunkte zur LNe betrachten CCU, hier als Möglichkeit, Negativemissionen zu erzielen, erkennen dabei aber an, dass dies nur unter bestimmten Voraussetzungen zutrifft.³³ Ein solche **differenzierte Betrachtung von CCU** ist wichtig und sollte auch in der CMS nachgearbeitet werden, denn CCU kann CCS und CDR im Umgang mit schwer vermeidbaren Emissionen lediglich ergänzen.³⁴ Der Klimaschutzbeitrag von CCU ist abhängig von

- der Quelle des genutzten Kohlenstoffs (fossil, biogen, atmosphärisch)
- dessen Bindungsdauer im hergestellten Produkt (das heißt von der Frage, wie lange das CO₂ über die Bindung im Produkt der Atmosphäre entzogen wird)
- dessen Verbleib nach Ende der Lebensdauer des hergestellten Produkts
- den Emissionen, die bei der Herstellung des Produktes entstehen (zum Beispiel durch Einsatz fossiler Energieträger für die Deckung des Energiebedarfs des Produktionsprozesses und Vorkettenemissionen für die Errichtung der Anlagen)
- den Auswirkungen auf das Gesamtsystem, abhängig davon, welche Funktionen die CCU-Produkte einnehmen und welche anderen Produkte oder Prozesse sie ersetzen.

CCU ist nicht per se klimaneutral und führt nur in wenigen Fällen zu einer langfristigen Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre.

Abbildung 4 stellt unterschiedliche CCU-Prozesspfade und -Anwendungsbeispiele in ihrem Klimaschutzbeitrag schematisch nach Kohlenstoffquelle, Bindungsdauer und längerfristigem Verbleib des genutzten CO₂ dar. **CCU verzögert grundsätzlich nur die Freisetzung von CO₂ um die Produktlebensdauer**. Daher tragen nur sehr langlebige Güter wie Baustoffe dazu bei, CO₂ langfristig aus der Atmosphäre fernzuhalten. Bei kurzlebigeren Gütern kann die Bindungsdauer des CO₂ auf Produktebene durch Ansätze der Kreislaufwirtschaft verlängert werden, etwa durch (mechanisches oder chemisches) Recycling des Produkts oder Auffangen und erneute Nutzung des CO₂.

³³ Vgl. BMWK 2024-2, S. 8.

³⁴ Vgl. Hepburn et al. 2019.

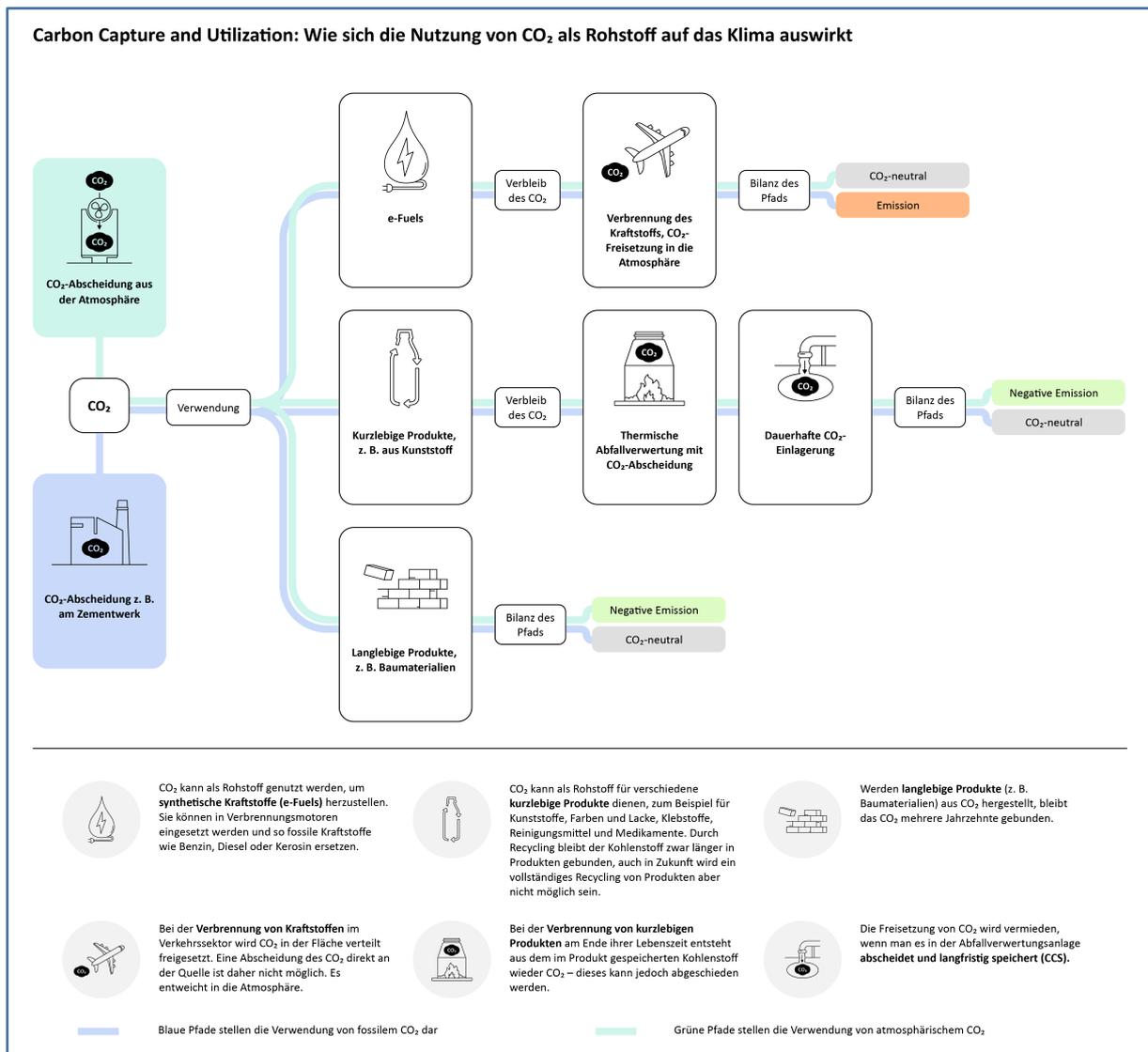


Abbildung 4: CO₂-Bilanz exemplarischer CCU-Pfade. Die Abbildung bewertet lediglich Quelle, Bindungsdauer und Verbleib des CO₂, systemische Aspekte wie Menge und Quellen der benötigten Energie für den CCU-Prozess blendet sie aus. Quelle: Energiesysteme der Zukunft (ESYS); Illustration by Figures GmbH.

Unabhängig von Art und Zeitraum der Nutzung gilt, dass für eine langfristig CO₂-neutrale Bilanz letztlich allem CO₂, das aus fossilen oder mineralischen Rohstoffen aus dem Boden neu entsteht und in den Kohlenstoffkreislauf eingebracht wird, am Ende der Produktnutzung eine Entnahme und dauerhafte Speicherung von CO₂ gegenüberstehen muss.

Selbst eine theoretisch denkbare vollständige Kreislaufführung und ständige Wiedernutzung von fossilem (oder mineralischem) CO₂ ist keine langfristig konsistente Möglichkeit, fossile Ressourcen weiter zu nutzen. Letzteres würde bedeuten, dass fortwährend CO₂, das neu aus fossilen oder mineralischen Quellen entsteht, in den Kreislauf eingebracht würde und einer Verwendung zugeführt werden müsste. Die Wiedernutzung von CO₂ senkt allerdings ebenso wie ein aus vielen anderen Gründen (zum Beispiel Ressourcenschutz) ohnehin sinnvolles verstärktes (mechanisches oder chemisches) Recycling von Produkten den Bedarf an zusätzlichem CO₂ für die Herstellung kohlenstoffhaltiger Produkte (beispielsweise Kunststoffe). Um weiter neu entstehende schwer vermeidbare CO₂-Emissionen (zum Beispiel aus der Zementindustrie) allein über CCU in Einklang mit Klimaneutralität zu bringen, müsste daher im Zeitverlauf

die Produktion kohlenstoffhaltiger Güter entsprechend anwachsen.³⁵ Dies erscheint, zumindest global betrachtet, wenig konsistent mit anderen gesellschaftlichen Zielen wie der Reduktion der Plastikverschmutzung der Umwelt.³⁶ Abbildung 4 nimmt keine breitere, systemische Betrachtung oder Lebenszyklusbetrachtung vor. So spielen zusätzlich etwa der **Energieaufwand für den CCU-Prozess**, das heißt für die Erschließung des reaktionsträgen CO₂, und die genutzten Energiequellen eine wichtige Rolle für die Emissionseinsparung, die mit Hilfe von CCU gegenüber konventionellen Herstellungsverfahren kohlenstoffhaltiger Produkte wie Kunststoffen oder auch Kraftstoffen erzielt werden kann. Einbezogen werden müssten aus systemischer Sicht auch die Produkte und Produktionsprozesse, die CCU substituiert.

Von entscheidender Bedeutung ist die zeitliche Betrachtungsebene: So **kann CCU zwar langfristig nicht zum Klimaschutz beitragen, wenn CO₂ aus fossilen Quellen genutzt** und nur in kurzlebigeren Produkten gebunden wird. **Übergangsweise kann dies gleichwohl sinnvoll sein, insbesondere dann, wenn eine Mehrfachnutzung erfolgt.**³⁷ Ein Nutzen ist aber zum Beispiel auch dann gegeben, wenn die Verwendung des CCU-Produkts, etwa eines synthetischen Kraftstoffs, die Nutzung fossiler Rohstoffe nicht nur 1:1 ersetzt, sondern durch preisinduzierte Effekte den Kraftstoffbedarf grundsätzlich reduzieren hilft. Zudem **kann die Verwendung von CO₂ aus fossilen Quellen den Markthochlauf neuer CCU-Technologien befördern und dabei Impulse für die technologische Entwicklung liefern**, die wegen ihrer engen technischen Verwandtschaft auch CCS- und CDR-Ansätzen zugutekommen können. Regulatorisch sollte in all diesen Fällen sichergestellt werden, dass diese wirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten des fossilen CO₂ nicht Lock-in-Effekte und damit neue Hürden für langfristig benötigte Maßnahmen schaffen, die die Entstehung von CO₂ vermeiden. Eine Möglichkeit stellen hier Übergangsregelungen dar.³⁸

CCU ist ein notwendiger Baustein zur klimaneutralen Produktion kohlenstoffhaltiger Güter.

Die Eckpunkte der CMS blenden die Perspektive aus, die CCU für die klimaneutrale Herstellung kohlenstoffhaltiger Güter eröffnet, für die auch zukünftig von einer signifikanten Nachfrage ausgegangen werden kann. Auch in den Eckpunkten zur LNe erscheint diese Perspektive kaum. Als Ansatz zur klimafreundlichen Bereitstellung von Kohlenstoff kann und muss CCU ein wesentlicher Baustein für eine klimaneutrale Gesellschaft und Industrie/Wirtschaft sein und spielt damit eine wichtige Rolle für die chemische Industrie der Zukunft. **Um CO₂-Neutralität zu gewährleisten, muss das CO₂ dabei zuvor aus der Atmosphäre (DAC) oder aus Biomasse gewonnen werden.** Die Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement der EU- Kommission stellt dies im Gegensatz zu den deutschen Eckpunkte-Papieren heraus.³⁹

Viele Produkte wie Kunststoffe, Kunstfasern und Düngemittel beinhalten Kohlenstoff. Das Inverkehrbringen und der Konsum dieser Güter bergen stets die Gefahr, dass der in ihnen gebundene Kohlenstoff letztlich freigesetzt wird. Den Konsum dieser Güter zu reduzieren, ist eine wichtige Klimaschutzstrategie, wird absehbar aber nicht ausreichen, auch da nicht immer gleichwertige Alternativen zur Verfügung stehen. CCU

35 Die Eckpunkte zur LNe haben diesen Zusammenhang des CCU-Klimaschutzbeitrags zur Menge kohlenstoffhaltiger Güter zumindest im Blick, vgl. BMWK 2024-2, S. 8: „Wird Kohlenstoff aus atmosphärischem CO₂ dauerhaft in Produkten, zum Beispiel als Kalziumkarbonat, gebunden, können negative Emissionen erreicht werden. Auch die temporäre Nutzung kann bei einer Kreislaufführung von atmosphärischem Kohlenstoff zu Negativemissionen beitragen, solange die Gesamtmenge im Kreislauf steigt.“

36 Vgl. IPCC 2022, Ch. 11, S. 1194.

37 Vgl. ebd. Ch. 11, S. 1186.

38 Auf EU Ebene sind etwa synthetische Kraftstoffe (sogenannte Renewable Fuels of non-biological Origin, RFNBO) auf die Erneuerbaren-Zielesetzungen nach Art. 25 Abs. 2 Erneuerbaren-Energien Richtlinie (EU) 2018/2001 anrechenbar, wenn das CO₂ aus im EU ETS zertifizierungspflichtigen Anlagen stammt und für das genutzte CO₂ EU ETS-Zertifikate eingereicht wurden. Um Lock-in-Gefahren zu reduzieren, ist diese Anrechenbarkeit jedoch nur zeitlich befristet bis 2035 (für CO₂ aus dem Stromsektor) beziehungsweise 2040 (für CO₂ aus anderen Sektoren) zulässig.

39 Vgl. Europäische Kommission 2024-2, Abschnitt 4.4.

bietet die Möglichkeit, diese Emissionen von zusätzlichem fossilen CO₂ zukünftig bereits im Ansatz zu vermeiden, indem der Kohlenstoff für die Herstellung der Güter statt über die stoffliche Nutzung fossiler Ressourcen wie Erdöl oder Erdgas zukünftig über CO₂ bereitgestellt wird, das aus der Atmosphäre entnommen wurde. Bedeutung gewinnen diese Möglichkeiten zur Umstellung der Kohlenstoffquellen auch dadurch, dass **nachhaltig bereitgestellte Biomasse und Recycling den Kohlenstoffbedarf der Industrie voraussichtlich nicht vollständig decken werden**. Auch deshalb sehen alle aktuellen Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland und auch die Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement der EU-Kommission den Einsatz von CCU vor. **Zukünftige Kohlenstoffbedarfe thematisieren jedoch weder die Eckpunkte zur CMS noch die zur LNe**. Relevant sind diese Kohlenstoffbedarfe aber schon deshalb, weil sich Zielkonflikte zwischen CO₂-Entnahmen für Speicherung und Negativemissionen auf der einen Seite und für die Nutzung in Produktionsprozessen auf der anderen Seite ergeben können. Denn die jährlichen CO₂-Capture-Raten werden zumindest mittelfristig begrenzt sein (unter anderem aufgrund von Skalierungsgeschwindigkeit und Energieverbrauch). Hier mag es attraktiver erscheinen, das CO₂ zu nutzen, anstatt es mit zusätzlichem Aufwand zu speichern, der Klimaschutzbeitrag ist dadurch aber gegebenenfalls weitaus geringer.

CCS, CCU und CDR können die Vermeidung der Emissionsentstehung nur ergänzen, nicht ersetzen.

Die Eckpunkte zur CMS und LNe stellen wie auch die Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement der EU-Kommission⁴⁰ heraus, dass die Vermeidung der Emissionsentstehung weiterhin hohen und vorrangigen Stellenwert einnehmen soll. **Dies ist angesichts von Risiken sowie begrenzten und zum Teil unsicheren Potenzialen des Kohlenstoffmanagements richtig: CCS, CCU und CDR können die Vermeidung der Emissionsentstehung nicht ersetzen**. Im Vergleich können sie nur einen deutlich kleineren Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn ihr Einsatz auf nachhaltige Potenziale begrenzt und Spielräume zum Erreichen Netto-negativer-THG-Emissionen erhalten bleiben sollen.

Zu den zentralen Risiken des Kohlenstoffmanagements zählt die **begrenzte Zuverlässigkeit, mit der CCS, CCU oder CDR das CO₂ langfristig aus der Atmosphäre fernhalten**. Die einzelnen Bausteine und darunter liegenden Methoden unterscheiden sich in dieser Hinsicht erheblich. Unterschieden werden kann die Speicherung in Materialien (CCU), in geologischen Formationen (CCS, BECCS, DACCS), in Vegetation und Böden und die Speicherung im Meer (Sedimente). Gewisse Restrisiken der Wiederfreisetzung des CO₂ verbleiben selbst bei der geologischen Speicherung, die basierend auf zunehmend vorliegenden praktischen Erfahrungen nach heutigem Kenntnisstand im Vergleich etwa zu biologischen CO₂-Senken wie Wäldern oder Böden als sicherer und gut überwachbar gilt.⁴¹ Relevant sind darüber hinaus **ökologische und gesellschaftliche Risiken**, die Verfahren des Kohlenstoffmanagements gerade durch ihre Nachfrage nach Energie oder natürlichen Ressourcen mit sich bringen können (Belastung von Ökosystemen, Konflikte mit Ernährungssicherheit).⁴² Ansätze, die für die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre und/oder die Einspeicherung von CO₂ auf Ökosysteme zurückgreifen, wie BECCS, können in Konflikt zur Ernährungssicherheit oder dem Umwelt-/Biodiversitätsschutz treten. Diese Risiken können umso besser kontrolliert werden, je stärker die einzelnen Technologien und Methoden in ihrem Anwendungsumfang begrenzt bleiben.⁴³

⁴⁰ Vgl. Europäische Kommission 2024-1 S. 16 ff.

⁴¹ Vgl. IPCC 2022, Cross-Chapter Box 8, S. 1261. Die Probleme der Zuverlässigkeit werfen Haftungsfragen auf und begrenzen die absolut erreichbaren Potenziale des Kohlenstoffmanagements, da für den Ausgleich zukünftig freigesetzten CO₂ Potenziale reserviert werden müssen.

⁴² Vgl. Budinis et al. 2018, Qiu et al. 2022, Madhu et al. 2021 oder Shu et al. 2023.

⁴³ Vgl. Smith et al. 2023.

Die Potenziale des Kohlenstoffmanagements für den Klimaschutz werden darüber hinaus wesentlich durch den **Entwicklungsstand von Technologien und Infrastrukturen** sowie deren Kosten begrenzt. Viele Technologien wie die technische, direkte CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (DAC) befinden sich noch in (sehr) frühen Entwicklungsstadien und sind derzeit weder im Vergleich zu landbasiertem CDR noch im Vergleich zur Emissionsvermeidung wettbewerbsfähig. Anlagen zum Auffangen von CO₂ und Infrastrukturen für den CO₂-Transport können zudem nicht beliebig schnell ausgebaut, und geologische Speicherstätten nicht beliebig schnell erschlossen und befüllt werden. Vor diesem Hintergrund ist zum einen ihre zukünftige Verfügbarkeit (und Wirtschaftlichkeit) noch unsicher. Die jährlich erzielbaren Transport- und Abscheidungsvolumina von CO₂, wenn heute auf CCS und angeschlossene Technologien gesetzt wird, sind zum anderen absehbar begrenzt und nicht in der Lage, große Teile der heutigen Emissionen aufzunehmen. Vor allem für die Klimaziele 2030 wird CCS schon deshalb nur sehr begrenzte Beiträge leisten können. Die insgesamt verfügbaren geologischen Speicherpotenziale sind dagegen groß und stellen für die Potenziale der CCS-basierten Methoden zumindest kurz- und mittelfristig eher keinen limitierenden Faktor dar.⁴⁴ Auf lange Sicht und beispielsweise mit Blick auf die CDR-Mengen, die für den Ausgleich eines Überschießens der globalen Durchschnittstemperaturen über 2°C notwendig werden können,⁴⁵ können allerdings auch die geologischen Speicherpotenziale knapp sein.

Sinnvoll ist es mit Blick auf die Risiken und Unsicherheiten, sowohl für das Kohlenstoffmanagement insgesamt als auch spezieller für CDR, ein **breiteres Portfolio unterschiedlicher Technologien und Methoden** zu verfolgen. Der Portfolio-Ansatz sichert gegenüber Risiken und Unsicherheiten einzelner Technologien ab, etwa wenn Entwicklungs- oder Skalierungsfortschritte hinter den Erwartungen zurückbleiben. Zudem können schädliche Nebenwirkungen einzelner Verfahren (Auswirkungen auf die Biodiversität, Landnutzungskonflikte, hoher Material- und Energiebedarf etc.) reduziert werden, indem einzelne Technologien nur begrenzt eingesetzt werden müssen. Auch dieser Portfolio-Gedanke spricht dafür, CCS-Technologien grundsätzlich in Deutschland zuzulassen. Für den Portfolio-Ansatz muss frühzeitig auch in die (Weiter-)Entwicklung der Technologien und Methoden investiert werden, die noch weniger etabliert und wettbewerbsfähig sind, und dies gegebenenfalls gezielt staatlich angestoßen werden.

44 Der EU Klimarat geht etwa davon aus, dass das jährliche Einspeichervolumen im Jahr 2050 maximal 425 Megatonnen CO₂ erreichen kann. Absolut könnten gut 57 Gigatonnen CO₂-Speicherpotenziale bis 2050 erschlossen sein, vgl. ESABCC 2023, S. 78 f.

45 Vgl. Schleussner et al. 2023.

3 Regulatorische Rahmenbedingungen für das Kohlenstoffmanagement – Handlungsoptionen für die Weiterentwicklung

Die CMS- und LNe-Eckpunkte bleiben in ihrer Fokussierung auf die schwer vermeidbaren bzw. Rest-Emissionen unpräzise und teils widersprüchlich.

Die Eckpunkte zu CMS und LNe unterstreichen den Stellenwert und den Vorrang der Vermeidung der THG-Entstehung gegenüber dem Kohlenstoffmanagement. Sie stellen dazu für den Einsatz von CCS, CCU und CDR auf schwer vermeidbare (Rest-)Emissionen ab, ordnen diesen eher vagen Begriff aber weder präziser ein, noch behalten sie diese Fokussierung konsequent bei. So erscheinen beide Eckpunkte-Dokumente in sich **teils widersprüchlich, wie restriktiv CCS, CCU und CDR tatsächlich eingesetzt werden sollen und welche Kriterien für ihren Einsatz gegenüber der CO₂-Vermeidung ausschlaggebend sein sollen** (technische Kriterien? Kosten? Erwägungen zu Resilienz/Versorgungssicherheit?). Gewisse Widersprüche ergeben sich in den Eckpunkten zur CMS etwa dadurch, dass zwar auf schwer vermeidbare Emissionen fokussiert werden soll, CCS und CCU aber nicht nur dort zugelassen werden sollen – dies gilt insbesondere für die explizite Öffnung für den Einsatz im Bereich von Gaskraftwerken. Probleme kann dies bei der Ausgestaltung regulatorischer Rahmenbedingungen bereiten. Vor allem ist es **problematisch für die notwendige gesellschaftliche Verständigung zum Kohlenstoffmanagement**, für die **zumindest qualitative Einordnungen und Begründungen für die getroffenen Entscheidungen** eine wichtige Basis wären.

Der Begriff der schwer vermeidbaren Emissionen ist verbreitet, lässt im Allgemeinen aber offen, nach welchen Kriterien sich die „schwere Vermeidbarkeit“ bemisst und ob oder wie konkret regulatorisch zwischen vermeidbaren und schwer vermeidbaren Emissionen unterschieden werden soll. Näher gefasst werden kann der Begriff zunächst mit Blick auf **technisch nicht vermeidbare Emissionen**. Emissionen, bei denen ein Umstieg auf erneuerbare Energien, alternative Produktionsverfahren oder ähnliches technisch nicht möglich ist, entstehen etwa im Landwirtschaftssektor oder als Prozessemissionen der Industrie. Die Eckpunkte der CMS ziehen mehrfach die Zementindustrie und die Abfallwirtschaft als Beispiele heran, um die Notwendigkeit von CCS zu begründen. Dass in diesen Bereichen der Einsatz des Kohlenstoffmanagements notwendig ist, ist weitgehender wissenschaftlicher Konsens. Gerade über die langen Zeiträume der Klimapolitik kann aber der weitere technische Fortschritt die Grenze der Vermeidungsmöglichkeiten (deutlich) verschieben. Die Eckpunkte der CMS stellen auf die nach heutigem Stand technisch nicht vermeidbaren Emissionen ab. Sinnvoller wäre es hingegen, auch eine **dynamische Perspektive** auf mögliche technische Fortschritte einzunehmen. Dazu müssten zum einen die vorgenommenen Einordnungen, für welches CO₂ das Kohlenstoffmanagement prioritär eingesetzt werden sollte, im Zeitverlauf regelmäßig evaluiert und nachgesteuert werden. Zum anderen müsste die Förderung von Technologien, mit denen zukünftig die Entstehung von Treibhausgasen noch weitergehend vermieden werden kann, wesentlicher Teil einer umfassenden Kohlenstoffmanagementstrategie sein.

Darüber hinaus kann es zwar technisch möglich sein, die Emissionsentstehung zu vermeiden, dies aber sehr beziehungsweise unverhältnismäßig hohen Aufwand verursachen. Derartige **wirtschaftlich schwer vermeidbare Emissionen** beziehen auch die Eckpunkte zur CMS und LNe (ebenso wie die Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement der EU- Kommission) in ihren Begriff schwer vermeidbarer Emissionen mit ein. Den Einsatz von CCS zuzulassen, kann etwa für die Chemie- oder Stahl-Industrie eine Möglichkeit darstellen, Emissionen und damit erwartete Kostenbelastungen aus steigenden Zertifikatpreisen im europäischen Emissionshandel zu senken, insbesondere solange technische Alternativen nur eingeschränkt zur Verfügung stehen (Wasserstoff-Hochlauf). **Den Begriff der schwer**

vermeidbaren Emissionen über die technische Unvermeidbarkeit hinaus zu weiten, ist grundsätzlich sinnvoll. Welches Niveau der Vermeidungskosten „zu beziehungsweise unverhältnismäßig“ hoch ist und somit den Einsatz des Kohlenstoffmanagements rechtfertigt, wenn der Vermeidung der CO₂-Entstehung (gewisse) Priorität gegenüber CCS, CCU und CDR eingeräumt werden soll, ist zunächst jedoch offen.⁴⁶ Die Eckpunkte zu beiden Strategien bleiben hier unklar. Die **Eckpunkte zur CMS verweisen auf Anwendungen in der Industrie, bei denen die Vermeidung „absehbar noch nicht kosteneffizient“ möglich ist,**⁴⁷ ohne den Begriff der Kosteneffizienz hier näher einzuordnen. Allein die heutigen privatwirtschaftlichen Kosten unterschiedlicher Vermeidungstechnologien zu betrachten, stellt jedenfalls keine Priorisierung wirtschaftlich besonders schwer vermeidbarer Emissionen dar, sondern stellt CCS/CCU grundsätzlich für alle technisch vermeidbaren Emissionen der Vermeidung der CO₂-Entstehung gleich.⁴⁸ Die **Eckpunkte zur LNe setzen die zukünftig nicht vermeidbaren Restemissionen in Abhängigkeit von den volkswirtschaftlichen Kosten von CDR und streben ein volkswirtschaftlich effizientes Niveau an Negativemissionen an.**⁴⁹ Auch sie ordnen aber nicht näher ein, in welchem Verhältnis sie das Kriterium der volkswirtschaftlichen Effizienz zur obersten Priorität im Klimaschutz sehen, die sie der Vermeidung der THG-Entstehung an anderer Stelle zuschreiben.

Neben den technischen Möglichkeiten und dem finanziellen Aufwand ist die Größenordnung schwer vermeidbarer Emissionen schließlich auch von der **Bereitschaft der Gesellschaft abhängig, Verhaltensgewohnheiten zu verändern.** Veränderungen von Lebensstilen und beispielsweise des Ernährungs-, Mobilitäts-, Konsum- oder Wohnverhaltens können die Nachfrage nach Produkten und Dienstleistungen reduzieren, bei deren Herstellung Emissionen technisch nicht oder nur mit hohen Kosten vermieden werden können. **Diesen Blick auf die Nachfrageseite blenden die Eckpunkte zur CMS jedoch vollständig aus.** Inwieweit er in die Abschätzung verbleibender Restemissionen und/oder den Begriff volkswirtschaftlicher Effizienz eingeht, bleibt auch in den Eckpunkten zur LNe offen.

Vermeidbare und schwer vermeidbare Emissionen präzise und vollständig voneinander abzugrenzen, ist wissenschaftlich nicht eindeutig möglich. Jede Abgrenzung dürfte umstritten und angreifbar bleiben, schon aufgrund der Vielfalt anlegbarer Kriterien und der dynamischen Entwicklung von Technologien, Verhaltensmustern und wirtschaftlichen Strukturen über die Zeit. Politisch sind dennoch gewisse Priorisierungen und qualitative Einordnungen des Begriffs der schwer vermeidbaren Emissionen notwendig, allein um (Förder-)Instrumente und Rahmenbedingungen sowie Infrastrukturen für das Kohlenstoffmanagement sinnvoll anlegen und planen zu können. Noch bedeutsamer ist eine solche Einordnung für die notwendige gesellschaftliche Verständigung zum Kohlenstoffmanagement, insbesondere mit Blick auf die teils großen Vorbehalte in Deutschland. Um zur gesellschaftlichen Verständigung beitragen zu können, sollten die politischen Entscheidungen transparent nachvollziehbar und in sich konsistent sein. Beide Eckpunkte-Papiere werden dem bislang nicht ausreichend gerecht.

Mit ihrem wenig restriktiven Einsatz von CCS brechen die Eckpunkte zur CMS mit der bisherigen Diskussion in Deutschland, die von einem deutlich engeren Verständnis von „schwer vermeidbaren Emissionen“ geprägt war, stehen aber **in Einklang mit den europäischen Szenarien und der europäischen Ausrichtung**

⁴⁶ Ökonomisch betrachtet stellen die gesamtwirtschaftlichen Kosten von CCS, CCU oder CDR den relevanten Vergleichsmaßstab dar. Allerdings muss dabei ein umfassender, systemischer Kostenbegriff zugrundegelegt werden, der in der Regel nicht mit den privaten Kosten übereinstimmt, die Unternehmen bei der Entscheidung zwischen CO₂-Vermeidung und Anwendung von CCS, CCU oder CDR zugrundelegen. Zu beachten ist auch, dass dazu langfristige Zeiträume betrachtet werden müssen und es nicht immer gelingt, die jeweiligen Risiken von Emissionsvermeidung und Kohlenstoffmanagement angemessen zu quantifizieren.

⁴⁷ Vgl. BMWK 2024-1, S. 3.

⁴⁸ Noch weniger eingeordnet und nur über Technologieoffenheit gerechtfertigt wird der Einsatz von CCS an Gaskraftwerken („Verstromungsanlagen mit gasförmigen Energieträgern“), vgl. ebd., S. 3.

⁴⁹ Vgl. BMWK 2024-2, S. 12 und S. 16.

der Politik. Auch die EU-Kommission verweist zwar darauf, dass das industrielle Kohlenstoffmanagement insbesondere für technisch schwer vermeidbare Prozessemissionen wichtig sei. Die Eingrenzung von zulässigen Anwendungen oder Sektoren steht jedoch erkennbar nicht im Vordergrund. Stattdessen sollen wirtschaftlich tragfähige Wertschöpfungsketten und entsprechende finanzielle Anreize für Investitionen in Technologien und Infrastrukturen geschaffen werden, sodass ein möglichst wettbewerblicher Markt für Kohlenstoff und „Carbon Capture“ entsteht, der ab 2040 integraler Bestandteil der EU-Wirtschaft wird. Auch die Szenarien des Impact Assessment messen dem „industriellen Kohlenstoffmanagement“ (CCS, CCU und CCS-basiertem CDR) in Ergänzung zu landbasiertem CDR eine über schwer vermeidbare Prozessemissionen hinausgehende Rolle bei.⁵⁰

Den Einsatz von CCS und CCU durch die Wahl staatlicher Förderschwerpunkte zu fokussieren, ist pragmatisch und zur EU-Ebene hin anschlussfähig.

Die **Eckpunkte zur CMS stellen klar, dass der Einsatz von CCS und CCU regulatorisch nicht sehr eng gefasst werden soll.** Explizit ausgeschlossen werden sollen allein Kohlekraftwerke über das KSpG.⁵¹ Im Sinne der Fokussierung auf schwer vermeidbare Emissionen **soll der Einsatz von CCS und CCU dennoch gelenkt werden,** indem die geplanten **staatlichen Förderinstrumente** (hier wird vor allem das Instrument der Klimaschutzverträge – carbon contracts for difference – genannt) nur auf Anwendungen gerichtet werden, die die Bundesregierung als besonders relevant erachtet. Dieses Vorgehen ist pragmatisch und zur EU-Ebene hin anschlussfähig.

Eine explizite, abschließende regulatorische Definition der Anwendungsfelder von CCS und CCU wäre aufgrund der Probleme, vermeidbare und schwer vermeidbare Emissionen präzise abzugrenzen, herausfordernd und fehleranfällig. Auch eine laufende Anpassung dieser Definition in Reaktion auf den weiteren technischen Fortschritt wäre aufwendig. Darüber hinaus bleibt **mit dem gewählten Vorgehen der nationale Regulierungsrahmen zur EU-Ebene hin anschlussfähig.**⁵² Seit dessen letzter Reform ist CCS bereits vollständig und CCU in Grundzügen in den Europäischen Emissionshandel (EU ETS) integriert: Für Emissionen, die mit CCS vermieden werden, müssen keine Zertifikate nachgewiesen werden. Für CCU gilt dies nur, soweit das aufgefangene CO₂ permanent chemisch in Produkten gebunden wird, wobei die genaue Definition permanenter Bindung durch die EU-Kommission noch aussteht. Insbesondere für CCS ergeben sich auf diese Weise bereits relevante finanzielle Anreize.⁵³ Über den EU ETS allein wird allerdings der Vermeidung der CO₂-Entstehung kein Vorrang eingeräumt.⁵⁴ Die Bundesregierung kann, wie in anderen Feldern der Energie- oder Klimapolitik auch, national eigene Schwerpunkte setzen. Sie sollte dabei aber die Anschlussfähigkeit zur europäischen Ebene gewährleisten und mögliche Verzerrungen und Wettbewerbsnachteile im Blick behalten, die sich etwa bei einem deutlich restriktiveren regulatorischen Umgang mit CCS in Deutschland im innereuropäischen Wettbewerb ergeben und letztlich zu ungewollten Verlagerungseffekten von

50 Eine Rolle spielt hierbei auch, dass das Impact Assessment in allen Szenarien von nur wenig ambitionierten Emissionsreduktionen im Bereich der Landwirtschaft ausgeht (vgl. „concept of emissions without additional mitigation in the agricultural sector“, Europäische Kommission 2024-3 Part 3/5, Appendix 8, S. 110). Ein Umstieg auf nachhaltigere Lebensstile, der insbesondere auch eine Veränderung der Ernährungsgewohnheiten beinhalten würde, in Verbindung mit einem Ausbau von Konzepten der Kreislaufwirtschaft könnten den Bedarf „industriellen Kohlenstoffmanagements“ in der EU deutlich reduzieren, vgl. Europäische Kommission 2024-3 Part 1/5, S. 40). Dies deckt sich mit Szenarienanalysen für Deutschland, vgl. Merfort et al. 2023.

51 Im Referentenentwurf zum KSpG dadurch umgesetzt, dass der Transport von CO₂ aus Kohlekraftwerken rechtlich für unzulässig erklärt wird.

52 Das European Scientific Advisory Board on Climate Change empfiehlt gleichwohl auch für die EU-Ebene einen stärker fokussierten Einsatz von CCS und CCU, vgl. ESABCC 2024, S. 50.

53 Vgl. ebd., S. 73.

54 Dies entspricht der Linie der EU-Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement. Die Kommission gibt dort die Entwicklung eines tragfähigen europäischen Binnenmarkts für aufgefangenes CO₂ ab spätestens 2040 als Ziel aus und stellt stark auf marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen und die Koordination über Preissignale ab.

Produktionsprozessen führen könnten. Indem die Bundesregierung mit Förderungen lediglich gezielt die Preissignale und finanziellen Anreize des EU ETS ergänzt, trägt sie dem Rechnung.

In der konkreten Umsetzung kann es in Deutschland zudem zu einer deutlich fokussierteren Anwendung von CCS und CCU kommen, als die eher diffuse Abgrenzung des Anwendungsbereichs der Technologien in den CMS-Eckpunkten zunächst vermuten lässt. **In den meisten Anwendungsfällen sind CCS und CCU aktuell nicht wettbewerbsfähig.**⁵⁵ Umso stärker dürfte die **Lenkungswirkung der ergänzenden staatlichen Förderung** ausfallen. Zugleich erscheint die Gefahr derzeit begrenzt, dass durch die Integration von CCS und CCU in den EU ETS notwendige Anreize zur Vermeidung der CO₂-Entstehung breit unterlaufen werden – **es ist wenig wahrscheinlich, dass CCS in großem Umfang in Bereichen eingesetzt wird, in denen es nicht gefördert wird.** Im Detail soll die Schwerpunktsetzung erst für die endgültige CMS ausgearbeitet werden. Sehr deutlich wird sie derzeit allein im Fall der Gaskraftwerke, bei denen CCS zwar zulässig sein, aber nicht staatlich gefördert werden soll. Unabhängig von der vermutlich nur sehr geringen Lenkungswirkung für Gaskraftwerke bleibt die Wirkung der expliziten Einbeziehung von Gaskraftwerken in der CMS auf die gesellschaftliche Akzeptanz von CCS und vor allem die Haltung der Umweltverbände gegenüber CCS zu bedenken, die einen Einsatz von CCS im Kraftwerksbereich bisher klar ablehnen.

Mittelfristig wird die Bundesregierung schon mit Blick auf begrenzte Haushaltsmittel nicht umhinkommen, den Einsatz von Förderinstrumenten zurückzufahren. Zudem ist der Einsatz staatlicher Förderinstrumente ergänzend zu den Anreizen, die bereits durch den EU ETS gesetzt werden, aktuell zwar durchaus begründbar und sinnvoll. Gründe wie insbesondere die Förderung von Technologieentwicklung und -Markthochlauf tragen jedoch nur übergangsweise. Die Lenkung der Anwendung von CCS und CCU stellt dabei nur einen Zusatzeffekt und keinen eigentlichen Grund für den Einsatz staatlicher Fördergelder dar. **Inwieweit mittelfristig ohne lenkende Fördermittel überhaupt noch zusätzliche regulatorische Priorisierungen bestimmter Anwendungen von CCS und CCU notwendig sind, um einen Vorrang der Vermeidung der CO₂-Entstehung abzusichern, ist allerdings offen.** In Verbund mit der staatlichen Förderung schaffen CO₂-Infrastrukturplanung und -ausbau in den nächsten Jahren eigene Pfadabhängigkeiten für den Einsatz von CCS und CCU in bestimmten Anwendungsgebieten, die die Gefahr reduzieren können, dass CCS (und CCU) zukünftig technisch verfügbare Alternativen zur Vermeidung der CO₂-Entstehung verdrängt. Maßgeblich ist zudem, wie schnell der Ausbau von erneuerbaren Energien und Wasserstoffinfrastrukturen gelingt. Je weiter fortgeschritten diese Voraussetzungen für alternative klimafreundliche Produktionsverfahren und Technologien sind, desto weniger attraktiv dürfte zukünftig von vorneherein der Rückgriff auf CCS für technisch vermeidbare Emissionen erscheinen. Der regulatorische Ansatz, den die CMS-Eckpunkte skizzieren, sollte daher als Zwischenschritt verstanden werden, der ermöglicht, jetzt erste Investitionsentscheidungen zu treffen, notwendige Strukturen aufzubauen und der Zeit verschafft, die Entwicklung europaweit konsistenter Rahmenbedingungen weiter voranzutreiben.

CDR benötigt rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen, sollte aber nur nach sorgfältiger Prüfung und Vorbereitung in den EU ETS integriert werden.

Die **Eckpunkte zur LNe** kündigen Vorschläge für eigene, zusätzliche **CDR-Ausbauziele in Deutschland** für 2035, 2040 und 2045 an, wie sie bereits die geplante Novelle des deutschen Klimaschutzgesetzes vorsieht. Zudem soll ein **neues deutsches Klimaziel für das Jahr 2060** festgelegt werden, um die zu diesem Zeitpunkt

⁵⁵ Vgl. Hepburn et al. 2019, Kearns et al. 2021 oder IEA 2021 für Informationen zu Vermeidungskosten von CCS und CCU für verschiedene Anwendungen. Ein Unterlaufen von Vermeidungsanreizen würde im Moment vor allem drohen, wenn landbasiertes CDR als vollwertiger Ersatz der Emissionsvermeidung zugelassen würde. Dies ist nicht Gegenstand der CMS und schon wegen der aktuell ungelösten großen Probleme der zuverlässigen Erfassung und Überwachung auch auf EU Ebene derzeit nicht in der Diskussion.

angestrebten **netto-negativen THG-Emissionen** zu konkretisieren. Die Eckpunkte betonen auch, dass für den Ausbau von CDR entsprechende ökonomische Anreize sowie Regelungen erforderlich sind, die für CDR und die Vermeidung der THG-Entstehung einen „konsistenten, ambitionierten und verlässlichen Rahmen“⁵⁶ schaffen. Im Einzelnen beschreiben sie aber noch keine konkreten regulatorischen Schritte, sondern eine umfangreiche und relevante Agenda zur Erarbeitung von Rahmenbedingungen, mit deren Hilfe ein „volkswirtschaftlich effizientes Maß an Negativemissionen“ erreicht werden soll.⁵⁷ Zwar lassen sie offen, nach was sich das Kriterium der volkswirtschaftlichen Effizienz bemessen sollte und wie dieses sich zum Grundsatz verhält, dass der Senkung der THG-Emissionen weiterhin oberste Priorität zukommen soll. Zu begrüßen ist aber, dass CDR nicht vorschnell in den EU ETS integriert werden soll, sondern zunächst grundlegende und wichtige Fragen in diesem Zusammenhang geklärt werden sollen. Es ist zudem richtig und wichtig, dass die weitere Ausarbeitung der LNe die Entwicklungen auf europäischer Ebene eng einbeziehen soll. Denn **grundlegende Entscheidungen zu Rahmenbedingungen für CDR hat die EU-Kommission im Zuge ihres Vorschlags zu einem EU-Klimaziel für 2040 und der Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement bereits angekündigt.**⁵⁸

In der deutschen und europäischen Klimapolitik lag der Fokus bisher auf der natur-, vor allem landbasierten CO₂-Entnahme, zum Beispiel durch (Wieder-)Aufforstung oder Anreicherung von Bodenkohlenstoff bei Umstellung landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken. Anders als CCS-basiertes CDR sind natürliche CO₂-Senken, wenngleich noch unvollständig,⁵⁹ bereits über die LULUCF-Säule separat in die europäische Klimaschutz-Governancearchitektur integriert. **Ein regulatorisches System, das die positiven Klimaschutzbeiträge von CDR gezielter entlohnt, fehlt hingegen.** Staatliche finanzielle Anreize für CDR existieren derzeit in Deutschland und der EU im Wesentlichen begrenzt auf Technologieförderung über den Innovation Fund und die öffentliche Förderung von Einzelmaßnahmen wie der Aufforstung im Bereich landbasierten CDRs. Gewisse finanzielle Anreize für CDR ergeben sich davon abgesehen über den freiwilligen, das heißt nicht staatlich regulierten, Kohlenstoffmarkt, dessen weitere Entwicklung aber unsicher ist und der die klimapolitisch notwendige Skalierung von CDR mitanstoßen, die Umsetzung der Klimaziele aber nicht durchsetzen kann.⁶⁰ **Ein volks- oder gesamtwirtschaftlich effizientes Maß an CDR ist grundsätzlich nicht leicht zu bestimmen,** da lange Zeithorizonte betrachtet werden müssen, unterschiedliche Risiken von CDR und Maßnahmen zur THG-Reduktion bewertet werden müssen und auch geklärt werden muss, in welchem Umfang im Inland Beiträge zur globalen Netto-CO₂-Entnahme geleistet werden sollen.⁶¹ Nicht abschließend geklärt ist auch, ob mit Integration von CDR in den EU ETS ein effizienter CDR-Ausbau zu erreichen ist.

Für eine **Integration in den EU ETS** müssten neue „CDR-Zertifikate“ als Alternative zu den bisherigen Emissionszertifikaten im EU ETS anerkannt werden.⁶² Dazu müssten **CO₂-Entnahmen zuverlässig und verursachergenau erfasst** werden können. Gerade für land-basierte biologische CDR-Methoden, aber auch für CCU sowie generell im Landwirtschafts- und LULUCF-Sektor ist dies aktuell nur sehr begrenzt (bei vertretbarem Aufwand) möglich.⁶³ Emittenten im EU ETS müssten dann entweder CDR- oder

⁵⁶ Vgl. BMWK 2024-2, S. 12.

⁵⁷ Vgl. BMWK 2024-2, S. 15.

⁵⁸ Vgl. Art. 30 Abs. 5 a Richtlinie 2003/87/EG (EU ETS-Richtlinie), der die EU Kommission auffordert, bis spätestens 31.07.2026 dem Parlament und Rat zu diesen Fragen und möglichen Regulierungsoptionen einen Prüfbericht und Vorschläge vorzulegen. Konkrete Zielsetzungen für CDR auf europäischer Ebene bestehen bislang lediglich für den LULUCF-Sektor: Für natürliche Senken setzt die LULUCF-Verordnung (EU) 2018/841 das gesamteuropäische Ziel einer Netto-Entnahme von 310 Megatonnen CO₂-Äquivalenten/Jahr für 2030 und bricht dieses auf die Mitgliedstaaten herunter.

⁵⁹ Nicht erfasst von der LULUCF-Verordnung sind bislang aber CDR-Methoden wie Pflanzenkohle oder beschleunigte Gesteinsverwitterung, vgl. Fridahl et al. 2023.

⁶⁰ Vgl. Borgmann et al. 2023 und Edenhofer et al. 2024.

⁶¹ Vgl. Edenhofer et al. 2024.

⁶² Vgl. Rickels et al. 2021.

⁶³ Vgl. Fuss et al. 2022.

Emissionszertifikate erwerben, was unmittelbar CDR-Kapazitäten (mit-)finanzieren würde. Die Begrenzung der Emissionsmenge im EU ETS würde sich so von einer absoluten Emissionsobergrenze hin zu einer Obergrenze zulässiger Netto-Emissionen wandeln. Mit dieser Verrechnung könnten Anstrengungen zur Emissionsvermeidung durch Negativemissionen unterlaufen werden, soweit diese wettbewerbsfähig sind. Gegenwärtig trifft dies allerdings im Wesentlichen allein auf die landbasierten biologischen Methoden wie die Aufforstung zu, bei denen schon die Monitoring-Probleme gegen eine EU ETS-Integration sprechen.⁶⁴ Problematisch ist diese Verrechnung vor allem, wenn es nicht gelingt, die Teilnehmer am Zertifikatehandel angemessen für die Kosten in Haftung zu nehmen, die entstehen, wenn angerechnetes, aus der Atmosphäre entnommenes CO₂ künftig doch wieder freigesetzt wird. Gesamtwirtschaftlich effiziente und konsistente Anreize ergeben sich bei EU ETS-Integration von CDR daher generell erst, wenn **Regelwerke die CO₂-Bepreisung ergänzen, die die Risiken von CDR wirksam kontrollieren und insbesondere die Gesellschaft nicht vollständig für wiederfreigesetztes CO₂ haften lassen**. Dies hängt wiederum maßgeblich von den Möglichkeiten des Monitorings ab.⁶⁵

Monitoring-Möglichkeiten und -Aufwand bestimmen insofern wesentlich die regulatorischen Gestaltungsmöglichkeiten, sind im Zeitverlauf aber veränderbar, beispielsweise durch Fortschritte in der Fernerkundung landbasierter CO₂-Senken. Ist das Monitoring nicht zuverlässig möglich oder eine Haftungsregelung nicht glaubwürdig umsetzbar, ist es sinnvoller, die Anreize für CDR und THG-Reduktion stärker zu trennen und auf eine Integration in den EU ETS zu verzichten. In jedem Fall gilt es zu vermeiden, dass eine schnelle Integration in den EU ETS die Glaubwürdigkeit des heute als Klimaschutzinstrument etablierten EU ETS gefährdet. Gegebenenfalls kann es auch sinnvoll sein, zumindest vorübergehend nur die CDR-Methoden zu integrieren, für die die Monitoring- und Haftungsfragen lösbar sind.⁶⁶ Parallel könnten dann gezielt Forschung und Entwicklung zu geeigneten Monitoring-Möglichkeiten intensiviert werden.⁶⁷

Wichtig für die Prüfung einer Integration von CDR in den EU ETS sind darüber hinaus zwei vor allem langfristige Herausforderungen, die richtigerweise in den Eckpunkten zur LNe auch bereits anklingen. Zum einen sind die **finanziellen Anreize für CDR, die der EU ETS schafft, zunächst begrenzt**: Die zertifikatepflichtigen Emittenten erwerben nur CDR-Zertifikate, soweit diese für den Ausgleich der (Rest-)Emissionen notwendig sind, um das durch den EU ETS gesetzte Netto-Emissionsziel zu erreichen. Für darüber hinaus gehende CO₂-Entnahmen, wie sie für Netto-negativ-THG-Emissionen erforderlich sind, besteht im EU ETS hingegen keine Nachfrage, soweit nicht zusätzliche Zertifikatepflichten für die verbleibenden Emittenten definiert würden (etwa auch bei einem negativen Emissionsziel im EU ETS) oder öffentliche Institutionen als Nachfrager auftreten.⁶⁸ Zum anderen birgt die **Abnahme handelbarer Zertifikate und der Zahl der Emittenten auf dem Weg in Richtung Klimaneutralität für das Instrument des Emissionshandels ohnehin Herausforderungen**.⁶⁹ Lässt ein

64 Auch für diese landbasierten biologischen CDR-Methoden werden wirksamere finanzielle Anreize benötigt werden, wenn diese, wie vorgesehen, weiter gestärkt werden sollen. Dazu könnten, etwa im Rahmen der gemeinsamen europäischen Agrarpolitik, maßnahmenbasierte Finanzierungsinstrumente, das heißt etwa die staatliche Förderung spezieller landwirtschaftlicher Bewirtschaftsmethoden, auf Basis durchschnittlicher (nicht individueller) Erfahrungswerte zur erzielten CO₂-Bindung, genutzt werden. Um die Fördereffizienz zu erhöhen, könnten zumindest implizite einheitliche CO₂-Preise zugrunde gelegt werden. Das geplante (freiwillige) europäische Zertifizierungssystem für CDR (inklusive „Carbon Farming“) bietet hierfür eine Grundlage, um eine einheitliche, standardisierte Bewertungsmaßstäbe anzulegen. Siehe vorläufig geeinigter Verordnungsentwurf über einen freiwilligen Zertifizierungsrahmen zur CO₂-Entnahme und Carbon Farming vom 08. März 2024: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7514-2024-INIT/en/pdf>.

65 Bei manchen Risiken stellt sich die Frage geeigneter Kontrollinstrumente nicht nur bei Anreizen für CDR oder CCU, sondern analog bei Anreizen für die Emissionsvermeidung, so etwa auch bei einer aus Nachhaltigkeitssicht kritischen hohen Nachfrage nach Land/Biomasse (zum Beispiel Nachhaltigkeitszertifizierungen, Bepreisung auch von Emissionen aus Landnutzungsänderungen).

66 Zumindes für die geologische CO₂-Speicherung und darauf aufbauende CDR-Methoden existiert mit der CCS-Richtlinie (und deren Zusammenspiel mit dem EU ETS) bereits ein detaillierter Rahmen, der Fragen der Haftung regelt.

67 Vgl. Fuss et al. 2022.

68 Vgl. etwa den Vorschlag einer Carbon-Zentralbank in Edenhofer et al. 2024, die eine solche Rolle einnehmen könnte. Als echter positiver (Netto-)Beitrag zum Klimaschutz als öffentlichem Gut wäre dieser (begrenzte) staatliche Finanzierungsbeitrag für CDR jedoch durchaus zu rechtfertigen. Alternativ könnten Verrechnungsschlüssel für CDR- gegenüber Emissionszertifikaten eingeführt werden, so dass etwa eine Tonne CO₂ als Restemission nur durch zwei Tonnen CO₂-Entnahme (oder vergleichbar) ausgeglichen werden kann.

69 Vgl. Pahle et al. 2023 und auch ESABCC 2024, S. 216f.

zunehmend ausgedünnter Zertifikatemarkt starke Preisschwankungen erwarten, kann dies den EU ETS als Leitinstrument beziehungsweise zentrale Säule einer klimapolitischen Governance-Architektur für die Zeit nach 2040 infragestellen. Die Integration von CDR vor diesem Hintergrund zu verfolgen, kann dann weniger sinnvoll sein, auch um die regulatorische Unsicherheit mehrfacher Wechsel in den Rahmenbedingungen zu begrenzen. Sie kann aber gerade auch angezeigt sein, um den Emissionshandel zu stabilisieren und ihn als Governance-System unter den Bedingungen einer klimaneutralen Wirtschaft fortzuentwickeln.⁷⁰

Für ein **eigenständiges CDR-Finanzierungssystem** könnte demgegenüber entweder ein Preis für die CO₂-Entnahme oder ein anvisiertes Mengenziel der CO₂-Entnahme festgesetzt werden, für das CDR-Anbieter um staatliche Förderung im Rahmen von Auktionsverfahren konkurrieren. Durch das Setzen separater Anreize wird einem Unterlaufen der Vermeidungsanstrengungen im EU ETS vorgebeugt, mögliche Schwierigkeiten des Monitorings bleiben in ihren Auswirkungen dann etwa auf den CDR-Bereich begrenzt. Zudem könnten sie direkt die angekündigten nationalen CDR-Ziele umsetzen helfen, was durch den EU ETS wegen der begrenzten Wettbewerbsfähigkeit von CDR allein nicht zu erwarten wäre.⁷¹ Eine Herausforderung liegt in der „richtigen“ Wahl von CDR-Preis oder -Mengenziel, sodass die übergeordneten Klimaziele tatsächlich und möglichst effizient erreicht werden. Eine weitere Herausforderung stellt zudem die geeignete Abgrenzung von EU ETS und separatem CDR-Finanzierungssystem im Hinblick auf CCU dar:⁷² CCU mit CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre überschneidet sich nicht nur in technischen Komponenten mit CDR, sondern könnte je nach Dauer der CO₂-Bindung entweder als Emissionsvermeidung unter den EU ETS oder als Negativemission unter das CDR-Finanzierungssystem fallen.

Wirtschaftliche Anreize für CCU müssen klar nach dessen Klimaschutzbeitrag differenzieren.

Ziel eines konsistenten Anreizsystems für CCU sollte es sein, zu einem Wechsel der Kohlenstoffquelle von fossilem hin zu nicht-fossilem CO₂ beizutragen und geschlossene produktbezogene Kohlenstoffkreisläufe zu etablieren. Da sich CCU in seinen technischen Komponenten und teilweise auch in seiner Funktion mit CCS und CDR überschneidet, sollten geeignete Rahmenbedingungen **eng mit denen für CCS und CDR abgestimmt sein und zugleich nach den jeweiligen Klimaschutzbeiträgen von CCU differenzieren.**

Eine zentrale Herausforderung dabei ist, dass **aufgefangenes CO₂ über eine Vielzahl von CCU-Prozessketten von dessen Quelle bis hin zum Lebensende der einzelnen CCU-Produkte mit möglicherweise anschließenden Recycling-Schritten nur schwer nachverfolgt** werden kann. Im EU ETS, in das CCU in Grundzügen integriert ist, soll deshalb nach kohlenstoffhaltigen Produkten mit permanenter und nicht-permanenter CO₂-Bindung unterschieden werden: CO₂, das aufgefangen und genutzt wird, ist im EU ETS nur dann nicht mehr zertifikatepflichtig, wenn es „permanent chemisch“ in einem Produkt gebunden wird. Dieser Ansatz ist zwar klimapolitisch konsequent, da CCU nur dann der Emissionsvermeidung und CCS gleichgestellt wird, wenn es tatsächlich langfristig CO₂ aus der Atmosphäre fernhält. Ein vollständiges, konsistentes Anreizsystem, das ausreichend starke und gleichzeitig differenzierte Anreize für CCU setzt, entsteht dadurch jedoch noch nicht.⁷³

Gegenwärtig besteht **für die Umstellung der Kohlenstoffquellen ein strukturelles Anreizproblem**, das auch die Unterscheidung von Produkten mit permanenter und nicht-permanenter Kohlenstoff-Bindung nicht löst.

⁷⁰ In diesem Zusammenhang ist auch zu prüfen, ob der EU ETS mit Hilfe neuer Institutionen wie einer Zentralbank stabilisiert werden könnte, die mit dem Management des Emissionsmengenziels betraut ist, aber auch für die (schrittweise) Integration von CDR eine Rolle spielen kann, vgl. auch Edenhofer et al. 2024.

⁷¹ Im Fall der EU ETS Integration haben eigene CDR-Ziele hingegen eine stärker indikative Funktion.

⁷² Vgl. ESABCC 2024 (S. 206).

⁷³ Die EU-Kommission selbst sieht in ihrer Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement die Notwendigkeit, weitere Maßnahmen zu entwickeln, vgl. Europäische Kommission 2024-2, S. 17.

Aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit ist die stoffliche Nutzung fossiler Ressourcen etwa in der Chemieindustrie von einer CO₂-Bepreisung generell ausgenommen. CCU-Verfahren, die Güter mit permanenter Bindung von fossilem CO₂ produzieren, werden so aktuell im EU ETS konventionellen Herstellungsverfahren lediglich gleichgestellt. CCU-Produkte mit nicht-permanenter Kohlenstoffbindung werden durch den Fortbestand der Zertifikatepflicht hingegen sogar schlechter gestellt als konventionelle Herstellungsverfahren, die fossile Ressourcen stofflich nutzen.⁷⁴ Darüber hinaus sind Zweifel angebracht, dass im Voraus tatsächlich sinnvoll für alle denkbaren CCU-Produkte und -Prozessketten die Bindungsdauer festgelegt und etwa (technisches oder chemisches) Recycling, das die Bindungsdauer auf Produktebene verlängert, sinnvoll einbezogen werden kann.

Geprüft werden sollten daher zumindest **für die Zeit nach 2030 weitergehende Regulierungsbeziehungsweise Bepreisungsansätze für CCU**, die sowohl mit der schwierigen Nachverfolgbarkeit von CO₂ entlang vielfältiger CCU-Prozessketten vereinbar sind als auch das strukturellere Anreizproblem bei der notwendigen Umstellung der Kohlenstoffquellen adressieren. Die Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement stellt dies für die Prüfung weiterer Reformen und Erweiterungen des EU ETS bis 2026 in Aussicht. Zwei Ansätze sind denkbar und werden auch in der EU Strategie kurz erwähnt:⁷⁵

1. Eine Möglichkeit ist, alle CO₂-Emissionen unabhängig von der Quelle des Kohlenstoffs zu bepreisen und zugleich alle CO₂-Entnahmen aus der Atmosphäre unabhängig davon zu entlohnen, wie lange das CO₂ gebunden bleibt. Ein solches „**geschlossenes Downstream-Bepreisungssystem**“ für CO₂-Emissionen und -Entnahmen müsste dann für CCU und CDR gleichermaßen gelten. Eine aufwendige Zertifizierung von CO₂-Bindungs- oder -Speicherdauern könnte entfallen. Durch die Entlohnung der CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre würden CCU-Produktionsverfahren auf Basis nicht-fossilen CO₂ gegenüber der Nutzung fossilen CO₂ oder fossiler Ressourcen bessergestellt.
2. Als zweite Möglichkeit könnte der Ansatzpunkt der Emissionsbepreisung hin zum Inverkehrbringen fossiler Ressourcen verschoben werden, wie heute im Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG). Dieser **Upstream-Ansatz** zielt direkt auf die Bepreisung von neu extrahiertem fossilen Kohlenstoff beziehungsweise neu geförderten fossilen Ressourcen, unabhängig von deren Verwendung und der möglichen CO₂-Bindungsdauer in Produkten. Eine Bepreisung der eigentlichen Emissionen entfällt. Herausfordernder gestaltet sich hierbei aber die Abstimmung mit der Entlohnung der CO₂-Entnahme. Diese müsste zwischen CDR und CCU bei weniger langfristiger CO₂-Speicherung differenzieren und würde so an dieser Stelle Zertifizierungen erfordern.

Die hier aufgezeigten Richtungen sind als **Impulse für eine Fortentwicklung heutiger Bepreisungssysteme zu verstehen** und müssen im Detail weiter geprüft werden, beispielsweise mit Blick auf Auswirkungen auf Wettbewerbseffekte oder mögliche internationale Verlagerungseffekte, insbesondere aber auch hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit zukünftigen CDR-Anreizen. **Genauer abzustimmen wären sie vor allem mit der angedachten Integration von Emissionen der Müllverbrennung in den EU ETS**, die die Kommission im Rahmen des Prüfungsauftrags zur möglichen Ausweitung des EU ETS bis 31. Juli 2026 betrachten soll.⁷⁶ Dieser Schritt könnte indirekt zu einer Bepreisung der stofflichen Nutzung fossiler Ressourcen führen. Das

⁷⁴ Als kurzlebiges, das heißt nicht-permanent bindendes kohlenstoffhaltiges Produkt gelten bereits heute synthetische Kraftstoffe beziehungsweise die sogenannten erneuerbaren Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (RFNBO, „renewable fuel of non-biological origin“). Auch bei diesen müssen zertifikatepflichtige Anlagen weiterhin Zertifikate nachweisen für CO₂, das zur Kraftstoffproduktion eingesetzt wird, das CO₂ wird also weiterhin an der Quelle bepreist. Übergangsweise bis spätestens 2040 können synthetische Kraftstoffe auf Basis von CO₂ aus fossilen Quellen aber auf die Nutzungsziele für erneuerbare Energien nach der Erneuerbaren Energien Richtlinie EU 2018/2001 angerechnet werden. Auf diese Weise ergibt sich eine gewisse Förderung der Nutzung dieser Kraftstoffe.

⁷⁵ Vgl. Europäische Kommission 2024-2, S. 17. Konkret soll die Kommission als Teil der Prüfung, ob technisches CDR sinnvoll in den EU ETS integriert werden kann, auch betrachten, wie finanzielle Anreize für CCU beziehungsweise insbesondere nicht-permanentes CCU geschaffen werden können.

⁷⁶ Vgl. Art. 30 Richtlinie 2003/87/EG.

strukturellere Anreizproblem bei der notwendigen Umstellung der Kohlenstoffquellen kann er allerdings nur lösen helfen, soweit in der Müllverbrennung zwischen fossilem und biogenem oder anderweitig aus der Atmosphäre gewonnenem Kohlenstoff unterschieden wird. Mit der Beibehaltung der Zertifikatepflicht für CO₂ im EU ETS, das abgeschieden und genutzt, aber nicht permanent in Produkten gebunden wird, würde fossiles CO₂ dann jedoch doppelt bepreist.⁷⁷ In Deutschland wurde die Müllverbrennung zum 01.01.2024 bereits in die Emissionsbepreisung des BEHG aufgenommen.

Spezifischere staatliche Förderinstrumente für CDR, CCS und CCU sind insbesondere in der frühen Entwicklungs- und Markthochlaufphase der noch neuen Technologien und Methoden sinnvoll.

Viele Technologien und Methoden des Kohlenstoffmanagements befinden sich in frühen Entwicklungsstadien und sind auch im Vergleich zur Vermeidung der THG-Entstehung (noch) nicht wettbewerbsfähig. In besonderem Maß gilt dies für die direkte CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre und darauf aufbauendes CCU oder CDR (DACCS). Die **Eckpunkte zur LNe** weisen auf den noch **hohen Bedarf an weiterer Forschung und Entwicklung** hin und kündigen für die LNe eine neue, breit angelegte **Forschungsagenda zu CDR** an. Mit Blick auf staatliche Förderinstrumente für CDR bleiben sie unkonkret. Die **Eckpunkte zur CMS sehen staatliche Förderinstrumente – konkret Klimaschutzverträge – für CCS und CCU in Ergänzung der finanziellen Anreize aus dem EU ETS vor**. Sie begründen diese nur knapp damit, dass die finanziellen Anreize aus dem EU ETS kurz- bis mittelfristig nicht ausreichen, um Investitionen und den notwendigen Markthochlauf der CCS-/CCU-Technologien anzustoßen.

„Zu niedrige“ CO₂-Zertifikatepreise allein stellen aus wissenschaftlicher Sicht noch keinen Grund dar, der zusätzliche staatliche Förderungen dauerhaft rechtfertigen würde. Eine ergänzende Förderung macht zunächst nur dann Sinn, wenn die geförderten Technologien das Potential haben, sich im regulatorischen Rahmen perspektivisch als wettbewerbsfähige Option von allein durchzusetzen. Bis dahin kann die staatliche Förderung helfen, Risiken und Unsicherheiten (zum Beispiel in Bezug auf die Entwicklung von CO₂-Zertifikatepreisen und den klimapolitischen Rahmenbedingungen insgesamt) einzugrenzen.

Darüber hinaus kann die staatliche Förderung nicht nur von Forschung und Entwicklung, sondern auch von der Anwendung neuer Technologien sinnvoll sein, um breiter und schneller wertvolle Erfahrungen für die Weiterentwicklung und Verbesserung der Technologien sammeln zu können. Diese Lerneffekte können teils erhebliche Kostensenkungspotenziale erschließen helfen. Allerdings kommen sie in der Regel, wie auch generell Erfolge in der technischen Entwicklung, nicht nur dem Akteur beziehungsweise Unternehmen zugute, das Kosten und Risiken zu tragen bereit ist. Ohne staatliche Förderung ist die Gefahr daher groß, dass private Unternehmen technologische Entwicklungen nicht weiter vorantreiben. Staatliche Förderinstrumente können dem gezielt entgegenwirken und dabei auch den Portfolio-Gedanken unterstützen, indem sie dafür sorgen, dass auch weniger etablierte und noch nicht wettbewerbsfähige Technologien und Methoden zum Einsatz gebracht werden. Die Eckpunkte zur CMS stellen auf diese Motive der Technologieförderung nicht ab, die allerdings auch keinen Dauereinsatz staatlicher Förderinstrumente rechtfertigen.

⁷⁷ In ihrer industriellen Kohlenstoffmanagementstrategie wirft die EU Kommission selbst die Frage auf, inwieweit die Downstream-Emissionsbepreisung durch Aufnahme der Müllverbrennung in den EU ETS Anreize für CCU mit nicht-permanenter CO₂-Bindung schafft, vgl. Europäische Kommission 2024-2, S. 17.

Für die Umsetzung der Förderung sehen die Eckpunkte **Klimaschutzverträge** vor, die gegenüber Preisrisiken absichern und Mehrkosten klimafreundlicher gegenüber konventioneller Technologien ausgleichen können. Zugleich kann die Förderung sinnvollerweise eng auf bestehende Investitionsanreize des EU ETS abgestimmt werden. Im Vergleich können **Grüne Leitmärkte** jedoch einen marktwirtschaftlicheren Förderansatz darstellen, zumindest für Technologien in fortgeschritteneren Entwicklungsstadien.⁷⁸ Konkret kämen Leitmärkte für CCU-Produkte infrage, die mit nicht-fossilem CO₂ produziert werden.

CCS an Gaskraftwerken nicht von vorneherein auszuschließen, hält Optionen offen, müsste aber energiewirtschaftlich und mit Blick auf die gesellschaftliche Resonanz umfassend eingeordnet werden.

Die Eckpunkte der CMS lassen **CCS an Gaskraftwerken** zu,⁷⁹ auch wenn diese mit fossilem Erdgas befeuert werden. Sie stehen damit zwar im Einklang mit der Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement der EU-Kommission.⁸⁰ Allerdings läuft diese Öffnung dem an anderer Stelle formulierten Grundsatz, CCS für schwer vermeidbare Emissionen einzusetzen, zuwider. Nicht zuletzt die deutschen Klimaneutralitätsszenarien (inklusive der vom BMWK beauftragten Langfristszenarien) schließen CCS im Energie- beziehungsweise Stromsektor aus und illustrieren, dass eine sichere Energieversorgung zukünftig auch ohne den Einsatz fossiler Kraftwerke mit CCS (und CCU) möglich ist. Die Eckpunkte weichen so auch deutlich von der bisherigen Linie in der gesellschaftlichen Diskussion um CCS und CCU in Deutschland ab. Sie bewerten dabei weder transparent die energiewirtschaftliche Notwendigkeit dieses Schritts, noch wägen sie sorgfältig die Risiken eines technologischen Lock-ins ab, die mit dem Einsatz von CCS an Gaskraftwerken verbunden sein könnten. Sie laufen so insbesondere Gefahr, den gesellschaftlichen Rückhalt für CCS und das Kohlenstoffmanagement insgesamt zu gefährden. Die vorsichtige Öffnung einiger Umweltverbände für den Einsatz von CCS ist etwa mit der klaren Kondition verknüpft, dass sich dieser auf schwer/nicht vermeidbare Emissionen außerhalb des Kraftwerksbereichs beschränkt.⁸¹

Wesentlich für die **energiewirtschaftliche Einordnung der Entscheidung wäre die systematische Gegenüberstellung von Gaskraftwerken mit CCS und dem möglichen Einsatz von blauem Wasserstoff in Wasserstoff-Kraftwerken**. Beide Pfade können die Transformation des Energiesystems (übergangsweise) erleichtern. Insbesondere können sie grundsätzlich dazu beitragen, absehbare Engpässe in der Versorgung mit grünem Wasserstoff gerade in der Einstiegsphase in eine Wasserstoffwirtschaft zu lindern. Aus diesem Grund sieht auch die deutsche Wasserstoffstrategie die Anwendung von blauem Wasserstoff bereits vor.⁸² In beiden Fällen wird fossiles Erdgas weiter energetisch genutzt sowie CO₂ abgeschieden und geologisch gespeichert. Bei blauem Wasserstoff erfolgt die Abtrennung des CO₂ lediglich an anderer Stelle in der Prozesskette und gegebenenfalls im Ausland.

Bislang lassen aber auch die nun vorliegenden Eckpunkte zur CMS offen, ob blauer Wasserstoff als Alternative zu Erdgaskraftwerken mit CCS gesehen wird und ob dieser in größerem Umfang in Deutschland produziert oder vor allem über Importe bereitgestellt werden soll. Diese Fehlstelle sollte in der finalen CMS in enger Wechselwirkung mit der Weiterentwicklung der nationalen Wasserstoffstrategie und der noch in Entwicklung befindlichen Wasserstoffimportstrategie geschlossen werden. Dabei gilt es zu klären, in

⁷⁸ Vgl. Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022.

⁷⁹ Vgl. BMWK 2024-1, S. 3.

⁸⁰ Alle Szenarien des zugehörigen Impact Assessments zum Klimaziel 2040 sehen den Einsatz von CCS im Stromsektor vor und schließen dabei auch Kohlekraftwerke nicht von der Anwendung von CCS/CCU aus, vgl. Europäische Kommission 2024-3 Part 1/5, Table 6.

⁸¹ Vgl. Germanwatch 2024.

⁸² Vgl. BMWK 2023, S. 4: Der Einsatz von blauem Wasserstoff soll nach der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie aus dem Jahr 2023 auf der Anwendungsseite sogar förderfähig sein.

welchem Umfang, wie lange und wo blauer Wasserstoff zum Einsatz kommen kann und was die mögliche inländische Herstellung blauen Wasserstoffs beitragen soll.

Für die systematische Gegenüberstellung dieser Alternativen wären eingehendere Analysen erforderlich, die unter anderem die folgenden Gesichtspunkte näher erörtern sollten:

Technische Voraussetzungen und Versorgungssicherheit: Erdgaskraftwerke mit CCS und Erzeugung von blauem Wasserstoff mit anschließender Verstromung in Wasserstoff- oder H₂-ready-Kraftwerken sind beide keine bereits etablierten Technologien. Aufgrund der noch fehlenden langjährigen Betriebserfahrung gibt es bei beiden Konzepten technologische Unsicherheiten. Um sich nicht zu sehr auf eine noch wenig erprobte Technologie zu verlassen, kann es sinnvoll sein, sich beide Optionen offen zu halten und weiter zu entwickeln. Geprüft werden müsste allerdings auch, inwieweit CCS-Gaskraftwerke nicht nur wirtschaftlich von ihrem Betriebsmodell her, sondern auch technisch mit den immer weiter ausgebauten, volatilen erneuerbaren Energien harmonisieren. So ist davon auszugehen, dass das Hinzufügen der CCS-Komponente die Flexibilität und Leistungsdynamik der Anlagen reduzieren kann.⁸³

Energetische Effizienz der Gesamtkette: Seit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine hat das Ziel, sich unabhängiger von Erdgas zu machen, an Bedeutung gewonnen. Die energetische Effizienz (erzeugte Kilowattstunde Strom pro eingesetzter Kilowattstunde Erdgas) für Erdgaskraftwerke mit CCS sollte daher mit der energetischen Effizienz der Gesamtkette von Erdgas über blauen Wasserstoff zur Verstromung im Wasserstoffkraftwerk verglichen werden. Die Effizienz beeinflusst viele weitere wichtige Kenngrößen wie die Treibhausgasemissionen, Vorkettenemissionen und Kosten.

Kostenstrukturen und Betriebsmodelle der Kraftwerke: Wasserstoff- beziehungsweise H₂-ready Kraftwerke werden aufgrund des teuren Brennstoffs und der damit vor allem durch die variablen Kosten dominierten Kostenstruktur als Spitzenlast- und reine Backup-Kraftwerke betrieben werden. Sie reagieren im Wesentlichen flexibel auf die volatile Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und dürften insgesamt nur eine geringe Zahl an Betriebsstunden erreichen. Gaskraftwerke mit CCS weisen demgegenüber eine andere Kostenstruktur auf. Die CCS-Komponente erhöht die Kapital- und Fixkosten der Gaskraftwerke.⁸⁴ Als Ausgangskomponente für die Herstellung blauen Wasserstoffs stellt Erdgas zudem den günstigeren Brennstoff dar. Mit hohen Fixkosten und niedrigeren variablen Kosten bestehen wenig Anreize, die Gaskraftwerke mit CCS als reine Spitzenlastkraftwerke zu betreiben. Ein wirtschaftlicher Betrieb dürfte nur bei höheren Auslastungen möglich sein.⁸⁵ In der Folge kann der (direkte) Erdgasverbrauch im Stromsystem gegenüber dem alternativen Pfad der Wasserstoffkraftwerke ansteigen. Ob dies die Abhängigkeit der deutschen Volkswirtschaft von Erdgas insgesamt erhöht, ist dabei jedoch nicht klar und hängt etwa von den Substitutionseffekten in der Industrie ab. Auch Auswirkungen auf die Ausbaudynamik der erneuerbaren Energien müssten näher geprüft werden.

Infrastrukturentwicklung: Sowohl ein Wasserstoff- als auch ein CO₂-Transportnetz müssen ohnehin errichtet werden. Im Detail unterscheiden sich beide Alternativen daher vor allem darin, wann welche Anlagen an welches Netz angeschlossen werden. Der Ausbau eines geeigneten Wasserstoffversorgungsnetzes für H₂-ready-Kraftwerke müsste dabei dem Ausbau des CO₂-

83 Vgl. Domenichini et al. 2013.

84 Ausgegangen werden kann in etwa von einer Verdoppelung der Kapitalkosten bei konventionellen Gaskraftwerken, vgl. IPCC 2022, Chapter 6.4.2.5.

85 Die ESYS-AG „Grundlastkraftwerke im dekarbonisierten europäischen Energiesystem“ modelliert unter anderem Szenarien, in denen Gaskraftwerke mit CCS zur Verfügung stehen und analysiert die Betriebsweise der Kraftwerke. Anlagen zur Erzeugung des blauen Wasserstoffs sind ebenfalls teuer/kapitalintensiv und benötigen eine entsprechend hohe Auslastung für einen wirtschaftlichen Betrieb. Da Wasserstoff deutlich besser als Strom speicherbar ist und sich die Nachfrage nach Wasserstoff nicht nur aus dem Stromsystem, sondern auch aus der Industrie speist, hätte dies keine unmittelbaren Implikationen für das Stromsystem.

Transportnetzes und dem Anschluss von Gaskraftwerken an dieses Transportnetz gegenübergestellt werden. Zu berücksichtigen wäre hier auch, ob Erdgas-Verteilnetze und insbesondere -Fernleitungen mittel- und langfristig bei einem rückläufigem Gasverbrauch im Wärmebereich wirtschaftlich betrieben werden können. Mit Blick auf die CO₂-Infrastrukturkosten deuten Studien auf gewisse Synergieeffekte hin, wenn CCS sowohl im Industrie- als auch im Energiesektor zum Einsatz kommt, da dann CO₂-Pipelines besser ausgenutzt werden können.⁸⁶ Ein solcher Synergieeffekt kann etwa entstehen, wenn nicht nur Prozessemissionen der chemischen Industrie durch CCS vermieden werden, sondern zugleich wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen am selben Standort ebenfalls an das CO₂-Transportnetz angeschlossen werden. Vergleichbare Synergieeffekte treten jedoch auch auf, wenn die Wasserstofftransportnetze sowohl für Industrie als auch Kraftwerke genutzt werden. Für die Versorgungsstrukturen wäre zudem zu beachten, dass Erdgas (LNG) flexibler und einfacher auch von weiter entfernten Quellen bezogen werden kann als (blauer) Wasserstoff, wenn dieser nicht in Deutschland hergestellt wird.⁸⁷

System-Kosten: Zu prüfen wäre, ob das Zulassen von CCS an Gaskraftwerken die Kosten des Energieversorgungssystems und der gesamten sektorübergreifenden Umstellungen hin zu Klimaneutralität reduzieren kann im Vergleich zu einem Pfad, der allein auf Wasserstoffkraftwerke und den Einsatz von blauem Wasserstoff im Energiesektor setzt. Eine Rolle kann hier spielen, dass statt des Neubaus von Wasserstoffkraftwerken bestehende Gaskraftwerke mit CCS nachgerüstet werden können. Relevant können zudem unterschiedliche Infrastrukturkosten sein. Über den Energiesektor hinaus können sich weitere Effekte auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten des Klimaschutzes dadurch ergeben, dass CCS-Gaskraftwerke die Angebotsknappheit bei Wasserstoff lindern und so dessen Verfügbarkeit für die Industrie verbessern können.⁸⁸ Die zuvor zitierten, bekannten Klimaneutralitätsstudien geben zu den (System-)Kosten keinen Aufschluss, da sie CCS – im Einklang mit der bisherigen gesellschaftlichen und politischen Linie – nicht für den Energiebereich vorsehen und auch keinen klaren Vergleich dieser unterschiedlichen Entwicklungspfade vornehmen. In anderen Szenarioanalysen, wie auch in allen Szenarien des Impact Assessments für das europäische Klimaziel 2040,⁸⁹ kommt CCS allerdings auch im Energiesektor an Gas- (oder auch Kohle-)Kraftwerken zum Einsatz. Für Deutschland zeigen die Analysen von Shu et al. 2023, dass über alle Sektoren hinweg eine größere Verfügbarkeit von CCS zu einer Senkung der Kosten der klimapolitischen Transformation beiträgt, ohne aber eindeutige Schlüsse auf die Bedeutung des Einsatzes von CCS im Stromsektor zuzulassen.⁹⁰ Für den europäischen Energiesektor weisen Holz et al. 2021 explizit kostendämpfende, wenngleich nicht substanzielle Effekte des Einsatzes von CCS aus.⁹¹ Analysen zu den Auswirkungen des russischen Angriffskriegs und der deutlichen Einschränkungen russischer Erdgaslieferungen deuten für das europäische Energiesystem darauf hin, dass in den nächsten Jahren übergangsweise die Bedeutung von CCS im Energiesektor eher zunehmen wird, zumindest soweit CCS auch für Kohlekraftwerke eingesetzt werden kann.⁹² Für die Gegenüberstellung von CCS-Gaskraftwerken und Wasserstoffkraftwerken mit blauem Wasserstoff ist zu beachten, dass die

⁸⁶ Vgl. Turgut et al. 2021 oder Holz et al. 2021.

⁸⁷ Deutschland verfügt als Reaktion auf den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine nun über gut ausgebaute LNG-Importstrukturen. Auch bei diesen ist geplant, sie auf den Import von klimaneutralem Wasserstoff (oder Derivaten) umzurüsten. Nach § 5 Abs. 2 LNG-Beschleunigungsgesetz dürfen sie längstens bis 2043 mit LNG betrieben werden.

⁸⁸ Dies kann dazu beitragen, dass in Industrieanwendungen weniger CCS zum Einsatz kommt. Ein möglicher Vorteil dabei ist, dass CCS etwa in der Stahlindustrie im Vergleich zu Kraftwerken nur geringere CO₂-Abscheideraten erzielen würde (vgl. Durakovic et al. 2024). Allerdings sind sowohl die Emissionen aus Kraftwerken als auch die Emissionen aus Stahlwerken vom EU ETS erfasst, das heißt geringere Capture-Raten in der Industrie würden nicht direkt zu höheren Gesamtemissionen, sondern zunächst allein zu einem Anstieg der Zertifikatspreise im ETS führen.

⁸⁹ Vgl. Europäische Kommission 2024-3 Part 1/5, Table 6; Abscheidung an fossilen Punktquellen: 26-41 Mt/Jahr CO₂ in 2040.

⁹⁰ Vgl. Shu et al. 2023.

⁹¹ In dieser Analyse ist CCS aber auch für den Einsatz an Kohlekraftwerken zugelassen.

⁹² Vgl. Durakovic et al. 2024, die etwa zeigen, dass es vor allem mittelfristig und damit in der Übergangsphase hin zu Klimaneutralität Unterschiede durch die Einschränkung russischer Gaslieferungen ergibt. So steigt die Menge abgeschiedenen und gespeicherten CO₂ früher an, das heißt der Ausbau von CCS wird forciert. Langfristig mit Blick auf die jährliche CO₂-Menge, die abgeschieden wird, und mit Blick auf die benötigte CO₂-Infrastruktur ergeben sich hingegen keine wesentlichen Unterschiede.

Wirtschaftlichkeit beider Alternativen direkt an der Preisentwicklung von Erdgas hängt. Preisanstiege bei Erdgas (LNG) verbessern insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit von grünem Wasserstoff, der in einem System mit Wasserstoffkraftwerken dann leichter wirtschaftlich eingesetzt werden könnte.

Treibhausgasemissionen und Wirkung des EU ETS: CCS-Gaskraftwerke fallen unter den EU ETS. Ihre wirtschaftlichen Betriebsanreize und Einsatzzeiten werden daher durch den CO₂-Preis im EU ETS begrenzt, der auf den Teil der entstehenden CO₂-Emissionen anfällt, die nicht durch CCS vermieden werden können.⁹³ Allerdings ist auch die Herstellung blauen Wasserstoffs in der EU vom EU ETS erfasst (und über den Grenzausgleichsmechanismus⁹⁴ auch der Import von Wasserstoff und darin enthaltene Emissionen). Hohe beziehungsweise ansteigende Zertifikatepreise wirken sich insofern auf die Wirtschaftlichkeit beider Alternativen aus. In welchem Fall steigende CO₂-Preise im EU ETS daher gegebenenfalls stärker die Betriebszeiten der Kraftwerke reduzieren, hängt daher nicht zuletzt an den Abscheideraten, die an Gaskraftwerken im Vergleich zur Wasserstoffproduktion erzielt werden können. Klar ist, dass steigende CO₂-Preise insbesondere die Wettbewerbsfähigkeit grünen Wasserstoffs verbessern.⁹⁵

Vorkettenemissionen: Relevant für die Umweltwirkungen (und die Wettbewerbsfähigkeit des grünen Wasserstoffs) sind nicht nur die direkten CO₂-Emissionen der Brennstoffnutzung, sondern auch die Vorketten-Emissionen. Die CO₂-Emissionen, die bei der Herstellung blauen Wasserstoffs im In- oder Ausland anfallen, sind wie bereits ausgeführt durch den EU ETS oder den CBAM erfasst. Dass sich die Bundesregierung, wie in den Eckpunkten zur CMS betont, für eine striktere Erfassung und Bepreisung der Vorketten- und insbesondere der Methanemissionen der Erdgasbereitstellung einsetzen möchte,⁹⁶ ist zu begrüßen.⁹⁷ Diese Vorkettenemissionen fallen aber sowohl bei Erdgas als auch bei blauem Wasserstoff an – es dürfte wesentlich von der konkreten Bezugsquelle des Brennstoffs abhängen, welche Alternative geringere Vorkettenemissionen aufweist.

Pfadabhängigkeiten: Gaskraftwerke werden schon wegen des hohen Kapital- und Investitionsbedarfs nur dann in Deutschland mit einer CCS-Komponente nachgerüstet oder neu gebaut, wenn sie hinreichend lange Betriebszeiten erwarten lassen. Um der Gefahr einer Pfadabhängigkeit zu begegnen, strebt die Bundesregierung an, dass Genehmigungen für CCS-Gaskraftwerke (und Gasleitungen) rechtssicher so erteilt werden, dass sie über das Jahr 2045 hinaus nicht mehr mit fossilen Energieträgern betrieben werden können.⁹⁸ Ein Betriebszeitraum bis 2045 erscheint, zumindest für völlig neu errichtete Kraftwerke und solche Gaskraftwerke, die allein mit fossilem Erdgas befeuert werden sollen, bereits eher kurz. Die notwendigen Anschlüsse an die CO₂-Transportinfrastruktur und deren entsprechende Auslegung auf Kraftwerksstandorte tragen weiter dazu bei, dass eine nur kurzfristige und vorübergehende Nutzung derartiger Kraftwerke nicht zu erwarten ist. Auch die Produktionsstätten für blauen Wasserstoff müssen aber für einen wirtschaftlichen Betrieb gewisse Zeit im Einsatz sein und erfordern ebenso eigene Anschlüsse an CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturen. Die weiteren Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesystem würden in diesem Fall aber schon auf ein zukünftiges wasserstoffbasiertes System vorbereitet, indem wasserstofffähige Kraftwerke gebaut werden und ein Wasserstoff-Transportnetz errichtet und genutzt werden kann. Auf den Energiesektor bezogen dürfte die Gefahr einer Pfadabhängigkeit bei CCS-Gaskraftwerken daher (etwas) höher einzuschätzen sein. Die Nachrüstbarkeit bestehender Gaskraftwerke mit CCS begrenzt diese nur eingeschränkt wegen der Investitionen, die auch in

93 Vgl. Holz et al. 2021, S. 11.

94 Vgl. Richtlinie (EU) 2023/956.

95 Vgl. George et al. 2022, die allerdings zu dem Schluss kommen, dass sehr hohe CO₂-Preise notwendig wären, um eine Umstellung von blauem auf grünen Wasserstoff anzustoßen.

96 Vgl. BMWK 2024-1, S. 5.

97 Vgl. ESABCC 2024, S. 51, der sich ebenfalls für die Bepreisung der Vorkettenemissionen ausspricht.

98 Vgl. BMWK 2024-1, S. 5.

diesem Fall allein für die CCS-Komponente und den Anschluss an die CO₂-Transportinfrastruktur getätigt werden müssen. Gesamtwirtschaftlich betrachtet sind aber auch mögliche Implikationen für andere Sektoren mit einzubeziehen. So könnten CCS-Gaskraftwerke angesichts knapper Wasserstoffverfügbarkeit die Transformation anderer Sektoren erleichtern.

In der Gesamtschau erscheint **weder ein genereller, (ordnungs-)politischer Ausschluss von CCS an fossil befeuerten Gaskraftwerken noch deren unbedingte Vorteilhaftigkeit für die Energieversorgung in Deutschland überzeugend begründbar**, ohne die oben genannten Punkte im Detail zu analysieren. Dies gilt zumindest, wenn der Einsatz blauen Wasserstoffs als Alternative zum Vergleich mit Erdgas-CCS-Kraftwerken herangezogen wird – was aufgrund der vermutlich zumindest in der Aufbauphase einer Wasserstoffwirtschaft noch begrenzten Verfügbarkeit grünen Wasserstoffs von vielen Akteuren antizipiert wird. Sollen CCS-Gaskraftwerke zukünftig tatsächlich eine Rolle im deutschen Energiesystem übernehmen, müssten sehr wahrscheinlich auch weitere Rahmenbedingungen angepasst werden. Aktuell sind die Anreize für Investitionen in diese Kraftwerke sehr begrenzt: Nicht nur sollen ihre Betriebszeiten mit fossilen Energieträgern rechtlich auf die Zeit bis 2045 begrenzt werden. CCS an Gaskraftwerken soll den Eckpunkten der CMS folgend auch explizit nicht gesondert staatlich gefördert werden. Auch die anstehenden Ausschreibungen für gesicherte Kraftwerksleistung im Rahmen der Kraftwerksstrategie sollen sich auf Gaskraftwerke beschränken, die zwischen 2035 und 2040 auf Wasserstoffbetrieb umstellen.⁹⁹ Mit Blick auf den weiteren politischen Prozess und die gesellschaftliche Akzeptanz stellt sich so die Frage, inwieweit allein das Offenhalten einer in der Praxis wahrscheinlich wenig bedeutenden Technologieoption es wert ist, den mühsam erarbeiteten größeren gesellschaftlichen Rückhalt für CCS und Kohlenstoffmanagement im Ganzen wieder zu gefährden. Die Gefahr ist durchaus groß, dass der Rückhalt relevanter Stakeholder aus der Umweltbewegung verloren geht, da der Einsatz von CCS im Kraftwerksbereich selbst für diejenigen Umweltverbände, die CCS unterstützen, ein Tabu darstellt. In der Konsequenz würden die Intensität der Diskussionen und die Widerstände zunehmen und zeitliche Verzögerungen in der Umsetzung wahrscheinlich werden.

Allerdings hat es bisher keinen umfassenden gesellschaftlichen Diskurs gegeben, in dem die beiden hier diskutierten, alternativen Pfade systematisch gegenübergestellt und die Vorteile aufgezeigt worden wären, wenigstens einen der beiden Pfade offenzuhalten. Denn auch die gesellschaftliche Akzeptanz des Einsatzes von blauem Wasserstoff in der Stromproduktion ist nach aktuellem Kenntnisstand eher ungewiss. Dies gilt sowohl bei der inländischen als auch bei der ausländischen Herstellung des Wasserstoffs, denn klar ist, dass das „CCS-Problem“ durch den Import blauen Wasserstoffs nur ins Ausland verlagert, aber nicht gelöst würde.

Die rechtlichen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für den Aufbau der CO₂-Transport-Infrastrukturen sollten zügig geschaffen werden.

Die unklare zukünftige Verfügbarkeit geeigneter Transport- und Speicherinfrastrukturen schuf bislang für Unternehmen und mögliche CCS/CCU-Projekte hohe Unsicherheit. Vor diesem Hintergrund ist es zu begrüßen, dass die Eckpunkte zur CMS und insbesondere die vorgeschlagene Novelle des KSpG bereits konkrete Maßnahmen vorschlagen, um **die bestehenden Rechtsunsicherheiten und regulatorische Hürden zu beseitigen und so den Aufbau einer (auch grenzüberschreitenden) Infrastruktur zu ermöglichen**. Die Änderungen des Rechtsrahmens sollen auch gemeinsame europäische Pipeline-Projekte ermöglichen sowie, durch die Ratifizierung einer entsprechenden Änderung des London-Protokolls, den CO₂-Transport zu CO₂-Speichern im EU-Ausland erlauben. Diese Vorschläge gilt es möglichst zügig umzusetzen. Offen sind

⁹⁹ Vgl. BMWK 2024-1, S. 3, sowie Bundesregierung 2024. Ob CCS-Gaskraftwerke in den zukünftigen Kapazitätsmechanismus integriert werden, der als Teil der Kraftwerksstrategie 2028 eingeführt werden soll, wird in den Eckpunkten allerdings nicht klar ausgeschlossen.

derzeit insbesondere noch konkretere Aussagen zum Aufbau der CO₂-Transportinfrastruktur und deren Finanzierung und Regulierung im Detail, die in der finalen CMS adressiert werden sollten.

Die Eckpunkte der CMS machen noch keine näheren Angaben zu Dimensionierung und Gestalt des Transportnetzes. Dies ist erst für die finale CMS zu erwarten. Sinnvollerweise sollte die Transportinfrastruktur **nicht nur auf die kurzfristig anfallenden Transportbedarfe ausgelegt werden**, sondern in der Planung möglichst Prognosen zukünftiger Transportbedarfe, unter Berücksichtigung CCS-basierter CDR, einbezogen werden. **Inwieweit dies durch die Trennung von CMS und LNe systematisch geschieht, ist bislang nicht abschließen zu beurteilen.** Sinnvoll erscheint zudem eine integrierte Netzplanung, das heißt eine Aufnahme von CO₂-Transportinfrastrukturen in gemeinsame Netzentwicklungspläne für Strom, Erdgas und Wasserstoff. Auf diese Weise können etwa Energie- und Wasserstoffbedarfe von CCU-Projekten frühzeitig in die Planung einbezogen werden. Schließlich muss die Anschlussfähigkeit an die europäischen Nachbarländer sichergestellt sein, etwa mit Blick auf den zukünftigen Transitransport von CO₂ aus Österreich in Richtung der CO₂-Speicher in der Nordsee.¹⁰⁰

Parallel befinden sich **aktuell bereits drei Projekte für CO₂-Transportnetze in Deutschland in der Planung.**¹⁰¹ Der Gasfernleitungsnetzbetreiber Open Grid Europe plant etwa (mit Tree Energy Solutions) im Westen Deutschlands ein Transportnetz von etwa 1.000 Kilometer Länge neu – vorhandene Pipelines zum Erdgastransport können nach gegenwärtigem Stand nicht genutzt werden – zu errichten, das jährlich über 18 Millionen Tonnen CO₂ transportieren kann.¹⁰² Für dieses sogenannte Startnetz läuft eine Marktabfrage, um den zukünftigen Transportbedarf dezentral auf Rückmeldung einzelner Unternehmen besser abschätzen zu können.¹⁰³ Das Projekt „CO₂peline“ soll Industrie- und Chemiezentren in der Grenzregion von Bayern und Österreich verbinden und übergangsweise CO₂-Zwischenspeicher erschließen, bevor dieses regionale Netz an das zukünftige Fernleitungs-Transportnetz angeschlossen wird.¹⁰⁴ Ein drittes Projekt („CapTransCO₂“) befindet sich in Mitteldeutschland in Planung.¹⁰⁵ Die CMS sollte ein übergreifenderes Zielbild der zukünftigen Transportinfrastruktur entwickeln, das bislang noch fehlt.¹⁰⁶

Wie bei der Entwicklung des Wasserstoffnetzes besteht beim Aufbau der CO₂-Transportinfrastruktur ein „Henne-Ei-Problem“ zwischen dem Infrastrukturaufbau und der Nachfrage nach CO₂-Transportkapazitäten durch Unternehmen, die selbst nur in neue (kapitalintensive) Anlagen zur CO₂-Abscheidung investieren, wenn sie Planungssicherheit über den Anschluss an Transportwege haben. Dieses **Koordinierungsproblem kann nicht allein durch Marktmechanismen oder die Preissignale aus dem EU ETS** gelöst werden, sondern erfordert eine gewisse staatliche Koordinierung.¹⁰⁷ Es ist daher zu begrüßen, wenn die CMS weitere Klärungen zur zukünftigen Verfügbarkeit der Transportinfrastruktur vornimmt und so für Unternehmen höhere Investitionssicherheit schafft. Weiter auszuarbeiten sind dabei noch Details der Regulierung der Infrastruktur und eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den Transportnetzen. Die Eckpunkte stellen diesbezüglich nur klar, dass die CO₂-Pipelines in privater Trägerschaft errichtet und betrieben werden sollen. **Inwieweit sich der Staat hierbei beteiligen wird, bleibt offen, ist jedoch kaum zu umgehen**, wenn

100 Vgl. VDZ 2024, S. 10, nach dessen Schätzungen sich dieser Transitransport ab 2035 auf 15-20 Millionen Tonnen CO₂ jährlich beläuft.

101 Vgl. Bundesregierung 2022; VDZ 2024, S. 35 f.

102 Vgl. Zukunft Gas e.V. (<https://gas.info/carbon-management/co2-netz>).

103 Vgl. OGE (<https://oge.net/de/co2/co2-netz>).

104 Vgl. bayernets (<https://www.co2peline.com/>).

105 Vgl. Hypower Mitteldeutschland (<https://hypower-mitteldeutschland.com/projekte/captransco2/>).

106 Der Verein der deutschen Zementwerke geht etwa in einer aktuellen Studie zum zukünftigen CO₂-Transportnetz davon aus, dass dieses in Deutschland eine Länge von 4.800 Kilometer erreichen wird, verbunden mit einem Investitionsbedarf von etwa 14 Milliarden Euro (VDZ 2024, S. 37).

107 Vgl. Wolf 2024, S. 26 f. Eine Möglichkeit besteht in der integrierten Entwicklung von Projekten, die die gesamte Wertschöpfungskette von Abscheidung, Transport bis hin zur Nutzung/Speicherung umfassen. Dieses Vorgehen kann allerdings im Konflikt zu einer möglichst vielen verschiedenen Projekten offenstehenden Transportinfrastruktur stehen. Inwieweit die angedachten staatlichen Förderungen auf die Infrastrukturentwicklung abgestimmt werden, bleibt in den Eckpunkten zur CMS bislang aber offen.

die Pipelines schon heute für zukünftig ansteigende Transportbedarfe ausreichend dimensioniert gebaut werden sollen. Denn private Infrastrukturbetreiber haben bei anfänglich geringer (und unsicherer) Auslastung nur geringe Anreize, entsprechende Leitungen zu errichten, oder müssten von den frühen Nutzern der Transportkapazitäten sehr hohe Nutzungsgebühren verlangen. Analog zur Frage der Finanzierung der Wasserstoffinfrastruktur muss daher auch hier eine **geeignete Verteilung der Kosten zwischen frühen und erst später hinzukommenden Nutzern der Transportinfrastruktur** gefunden werden, für die zumindest eine staatliche Zwischenfinanzierung notwendig werden kann. Das im Wasserstoff-Bereich vorgesehene Modell eines Amortisationskontos könnte etwa auf die CO₂-Transportinfrastruktur übertragen werden, um die Nutzungsgebühren anfänglich „zu groß“ dimensionierter Pipelines für frühe Nutzer zu begrenzen und mögliche Defizite durch den Staat zwischenzufinanzieren.¹⁰⁸

In ihrer Strategie zum industriellen Kohlenstoffmanagement¹⁰⁹ kündigt die EU-Kommission ein zukünftiges Regulierungspaket für den CO₂-Transport an. Noch 2024 soll zudem die Arbeit an einem Koordinierungsmechanismus für die EU-weite Infrastrukturplanung und die notwendige Kooperation zwischen den Mitgliedstaaten starten. Regulierungsunklarheiten, etwa mit Blick auf die Haftung für Leckagen während des (nicht-leitungsgebundenen) CO₂-Transports, sollen zeitnah behoben und gemeinsame Minimalstandards für die Reinheit von CO₂-Strömen festgelegt werden, die einen leichteren grenzüberschreitenden Transport von CO₂ und dessen Nutzung ermöglichen. Mit Blick auf das vorgeschlagene EU-Klimaziel für 2040 könnte ein europäisches CO₂-Transportnetz unter Einbindung verschiedener Transportmodi (Pipeline, Schiff, LKW, Zug) bereits 2030 eine Länge von rund 7.000 Kilometer erreichen und bis 2050 auf bis zu 19.000 Kilometer anwachsen.¹¹⁰

Die CMS-Eckpunkte formulieren eine pragmatische Herangehensweise für den Einstieg in die geologische Speicherung von CO₂.

Die Offshore-Speicherung von CO₂ innerhalb der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), ausgenommen bestehende Meeresschutzgebiete, soll ebenso zugelassen werden wie die Anbindung an ausländische Speicherprojekte. Die CMS-Eckpunkte verweisen zur Begründung, warum auch deutsche Speicherstätten erschlossen werden sollen, zu Recht unter anderem auf die Verantwortung für im Inland entstehendes CO₂. Rein fachlich wäre **nicht begründbar, bei gleichen Sicherheits- und ökologischen Standards eine Offshore-Speicherung in der Nordsee in der deutschen AWZ auszuschließen**, zugleich aber den Export von CO₂ zur Speicherung in andere Nordsee-Anrainerstaaten zu planen. Die Onshore-Speicherung in Deutschland bleibt hingegen grundsätzlich weiter ausgeschlossen. Dies ist durch die vehemente gesellschaftliche Ablehnung in Deutschland zu erklären. Mit Blick auf die benötigten Speicherpotenziale könnte Deutschland auf die Onshore-Speicherung wohl auch zukünftig verzichten. Dennoch sollten die **Möglichkeiten der Onshore-Speicherung zumindest weiter erkundet werden**, um die Datenbasis für die Bewertung des Für und Wider der Onshore-Speicherung, unter anderem unter Berücksichtigung von Kosten und Transportwegen, zu verbessern. Vorliegende Abschätzungen sind nicht vollständig und bereits einige Jahre alt. Zusätzliche räumlich nähere Speicher könnten Kosten, Transportwege und letztlich auch Umweltbelastungen reduzieren helfen. Die Eckpunkte zur CMS schlagen eine Opt-In-Regelung vor, von der einzelne Bundesländer Gebrauch machen können, um doch Onshore-Speicherstätten zu entwickeln. Für die

¹⁰⁸ Vgl. Fraunhofer IEG et al. 2024 für das Konzept des Amortisationskontos bei der Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes.

¹⁰⁹ Vgl. Europäische Kommission 2024-2, S. 8.

¹¹⁰ Vgl. Joint Research Centre 2024. Notwendig wären dazu erhebliche Investitionen von 6,5-12,2 Milliarden Euro bis 2030 beziehungsweise 9,3-23,1 Milliarden Euro bis 2050.

Aufnahme einer solchen Klausel spricht auch, dass auf neue Erkenntnisse und eine gegebenenfalls zunehmende Akzeptanz der Technologie schnell reagiert werden könnte.

Nach heutigem Kenntnisstand sind in Deutschland, den europäischen Nachbarländern sowie unter der Norwegischen See und der Nordsee **durchaus großvolumige CO₂-Speicherstätten an Land und unter dem Meeresboden verfügbar**.¹¹¹ Diese Speicherstätten genügen für die etwa in den deutschen Klimaschutzszenarien ausgewiesenen Speicherbedarfe. Gleiches gilt für die Speicherbedarfe in europäischen Szenarien, etwa der Szenarien zum Vorschlag des 2040er Klimaziels der EU-Kommission. Soweit Emissionen ambitioniert in ihrer Entstehung reduziert werden, stellen die absolut verfügbaren Potenziale geologischer Speicher damit keine unmittelbar bindende Restriktion für den Einsatz von CCS und CCS-basiertem CDR dar.¹¹² Größere Restriktionen ergeben sich kurz- und mittelfristig vielmehr durch die **notwendigen Vorlaufzeiten zur Erschließung der Speicher**, die die jährlichen und bis zum Beispiel 2050 kumulativ erzielbaren Speichermengen beschränken.¹¹³ Wie mit der langfristig möglichen, absoluten physischen Knappheit geologischer Speicher (und notwendiger Knappheitssignale oder anfallender ökonomischer Knappheitsrenten) insbesondere regulatorisch umgegangen werden sollte, ist gleichwohl eine noch offene (Forschungs-)Frage.

Die bisherige vehemente gesellschaftliche Ablehnung von CCS in Deutschland richtete sich größtenteils gegen die Einrichtung von Speicherstätten an Land. Teile der Bevölkerung befürchten, dass von den Speicherstätten Gefahren für Natur und die menschliche Gesundheit ausgehen, wenn salzhaltiges Grundwasser verdrängt wird (und andere Wasservorkommen verunreinigt werden) oder CO₂ entweicht und es dabei etwa zu einer Absenkung der bodennahen Sauerstoffkonzentration kommt.¹¹⁴ Auch wenn nach **Einschätzung von Fachleuten eine sichere Speicherung möglich ist und die Risiken bei Weitem überschätzt werden, kann fehlende Akzeptanz eine schwer zu überwindende Hürde** für den Einstieg in das Kohlenstoffmanagement darstellen. Die Entscheidung der CMS-Eckpunkte, auf Speicherstätten auf dem Festland zu verzichten und so Konflikte mit Anwohnenden zu vermeiden, erscheint vor diesem Hintergrund kurzfristig pragmatisch und sinnvoll. Das Erschließen zumindest der deutschen Offshore-Speicher legen nicht nur Überlegungen der angemessenen Verantwortungsübernahme und der Umsetzung des Verursacherprinzips nahe. Konkret können **kürzere Transportwege bei räumlich näherer Einspeicherung sowohl Kosten als tendenziell auch Umweltbelastungen reduzieren**. Für einen schnellen Einstieg in das Kohlenstoffmanagement erscheint die **vorgesehene Anbindung an Speicherstätten im europäischen Ausland jedoch unerlässlich**, da deren Erschließung bereits weiter fortgeschritten ist und zeitnah eine Nutzung von Speicherkapazitäten ermöglicht.

111 Insgesamt kann nach derzeitigem Kenntnisstand von Speicherpotenzialen von mindestens 150 Gigatonnen CO₂ auf europäischer Ebene ausgegangen werden, vgl. Bundesregierung 2022, S. 39 und acatech 2018, S. 34. Für Deutschland lassen Schätzungen der Speicher-Potenziale On- und Offshore von 6,3-12,8 Gigatonnen CO₂ erwarten, wobei die geologisch infrage kommenden Gebiete noch nicht vollständig erkundet wurden (vgl. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe). Die Offshore-Speicherpotenziale in der Nordsee (inklusive des sogenannten Entenschnabels) werden für Deutschland auf 2,9 Gigatonnen CO₂ geschätzt, vgl. acatech 2018, S. 33.

112 Dies würde nicht gelten, wenn Deutschland und Europa statt auf die Vermeidung der Emissionsentstehung vor allem auf die Abscheidung und Speicherung von CO₂-Emissionen setzen würden.

113 Schätzungen gehen etwa davon aus, dass das europäische Einspeichervolumen im Jahr 2050 maximal 425 Megatonnen CO₂ pro Jahr erreichen wird. Absolut könnten bis 2050 gut 57 Gigatonnen CO₂-Speicherpotenziale erschlossen sein, vgl. ESABCC 2023, S. 78 f.

114 Vgl. UBA 2023.

4 Fazit und Ausblick

Ohne CCS, CCU und CDR ist schon Klimaneutralität nach heutigem Stand kaum mehr realistisch erreichbar, ganz abgesehen von langfristig netto-negativen THG-Emissionen. Dass die geplante CMS den Einstieg in das Kohlenstoffmanagement ermöglichen soll, ist daher ebenso zu begrüßen wie die weitergehende Initiative der Bundesregierung für die LNe.

Die **Eckpunkte zur CMS bauen auf einem vergleichsweise breit angelegten Stakeholderprozess auf**, in dem unterschiedliche Positionen zur Notwendigkeit des Kohlenstoffmanagements und technischer Speicherverfahren erörtert wurden. Gesellschaftlich fehlt es dennoch immer an ausreichender Information und Verständigung zum Kohlenstoffmanagement, zu Handlungsnotwendigkeiten und zu den unterschiedlichen Risiken, die gegeneinander abzuwägen sind. Der Beteiligungsprozess zur CMS konnte dem bisher nur begrenzt gerecht werden. **Für die LNe hat ein vergleichbarer Beteiligungsprozess noch nicht stattgefunden, die Eckpunkte kündigen diesen aber bereits an.**

Noch breitere und ausführlichere Verständigungsprozesse wären angesichts der gesellschaftlichen Vorbehalte gegenüber dem Kohlenstoffmanagement und gerade der CCS-Technologie wünschenswert. Doch erste **Entscheidungen für den Einstieg in das Kohlenstoffmanagement weiter aufzuschieben, erscheint heute nicht mehr zielführend.** Zu groß ist der **Handlungsdruck** in Deutschland angesichts der verbleibenden Zeit bis zum Jahr 2045, den langen Vorlaufzeiten für den Aufbau von Infrastrukturen und Technologien und der notwendigen Planungssicherheit für Standortentscheidungen von Unternehmen. Technologien, die nicht sehr zeitnah entwickelt und zur Einsatzreife gebracht werden, werden voraussichtlich keinen nennenswerten Beitrag zum Erreichen der Klimaneutralität im Jahr 2045 leisten können. **Deshalb ist es richtig, jetzt den regulatorischen Rahmen für den Aufbau der CO₂-Transportinfrastruktur und der geologischen Speicherung sowie wirtschaftliche Anreize für den Einsatz von CCS, CCU und CDR zu schaffen.** Ist der Einstieg einmal geschafft, können und müssen die **regulatorischen Rahmenbedingungen kontinuierlich weiterentwickelt** und auch an den technischen Fortschritt angepasst werden. So könnte es in einigen Jahren in Anwendungsfeldern, in denen heute CCS alternativlos erscheint, durchaus andere Vermeidungsmöglichkeiten geben.

In den letzten Jahren hat sich **unter Fachleuten aus Wissenschaft, Wirtschaft, Politik und Zivilgesellschaft ein weitgehender Konsens herausgebildet, dass CCS in bestimmten Einsatzfeldern notwendig ist. Der Umfang, in dem CCS zugelassen werden soll, geht in den Eckpunkten zur CMS allerdings über diese Einsatzfelder hinaus.** In Klimaneutralitätsszenarien für Deutschland wurde CCS bisher auf „schwer vermeidbare“ Emissionen beschränkt, dies spiegelte sich auch in der gesellschaftlichen und politischen Debatte wider. Der Begriff „schwer vermeidbare Emissionen“ wird in den Eckpunkten zur CMS (und zur LNe) zwar ebenfalls zugrunde gelegt. Beide Eckpunktetexte sind in der Verwendung des Begriffs aber unscharf und nicht konsequent. In der praktischen Umsetzung dürfte dies – aufgrund begrenzter Wettbewerbsfähigkeit von CCS (und CDR) sowie der weiteren Lenkungsmöglichkeiten über Förderschwerpunkte und Infrastrukturplanung – weniger problematisch sein als mit Blick auf den notwendigen gesellschaftlichen Rückhalt. Dies zeigt sich nicht zuletzt an der aufkommenden Diskussion um den Einsatz von CCS an Gaskraftwerken, der auch für Umweltverbände, die CCS aufgeschlossen gegenüberstehen, ein Tabu darstellt.

Gerade bei Anwendungsfeldern, in denen es technische Alternativen zu CCS gibt – unter anderem bei den angesprochenen CCS-Gaskraftwerken – wäre es wichtig für die gesellschaftliche Diskussion, die Entscheidungsgrundlage zumindest transparent zu machen und die Entscheidung gut zu begründen respektive in der Fortentwicklung der CMS gegebenenfalls zu revidieren. Hier besteht großer Nachholbedarf, um Vertrauen und einen breiten Rückhalt für die konkreten Umsetzungsschritte zu erreichen. Denn es wird die breite Unterstützung aus Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft brauchen, um die notwendigen Schritte mit hinreichender Geschwindigkeit umsetzen zu können. Gerade weil die energiewirtschaftlichen Vorzüge von Gaskraftwerken mit CCS im Vergleich zu Wasserstoffkraftwerken und dem Einsatz blauen Wasserstoffs nicht eindeutig sind und CCS-Gaskraftwerke im deutschen Energiesystem nicht zuletzt wegen des expliziten Ausschlusses staatlicher Förderungen voraussichtlich nicht in größerem Umfang errichtet werden, hätte es im politischen Prozess durchaus vorteilhaft sein können, auf die Technologieoffenheit in diesem Bereich zu verzichten.

Auf Grundlage der Eckpunktepapiere ist nicht zu beurteilen, inwieweit CMS und LNe aufeinander abgestimmt sind. In den finalen Strategien und den weiteren Schritten zu deren Erarbeitung sollte darauf in jedem Fall besonderes Augenmerk gelegt werden. Wesentlich wird sein, dass diese getrennten Strategien am Ende einen **übergreifenden und in sich konsistenten Rahmen für das Kohlenstoffmanagement** aufspannen, der den Überschneidungen zwischen CCS, CCU und CDR durch technologische Komponenten, Infrastrukturvoraussetzungen sowie durch wechselseitige Abhängigkeiten in ihren Beiträgen zur Umsetzung der Klimaschutzziele gerecht wird.

Literatur

acatech 2018

acatech (Hrsg.): CCU und CCS – Bausteine für den Klimaschutz in der Industrie, München: Herbert Utz Verlag 2018.

Amann / Hartmann 2022

Amann, T./Hartmann, J.: „Carbon Accounting for Enhanced Weathering“. In: *Frontiers in Climate*, 4, 2022.

Bayernets

bayernets GmbH: *CO₂pipeline - Carbon Dioxide Transport*. URL: <https://www.co2pipeline.com/> [Stand: 27.03.2024].

BMWK 2023

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*, Berlin, 2023.

BMWK 2024-1

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Eckpunkte der Bundesregierung für eine Carbon Management Strategie, 2024.

BMWK 2024-2

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: Langfriststrategie Negativemissionen zum Umgang mit unvermeidbaren Restemissionen (LNe) - Eckpunkte, 2024.

Borgmann et al. 2023

Borgmann, M./Gierds, J./Fischedick, M./Henning, H.-M./Matthies, E./Pittel, K./Renn, J./Sauer, D. U./Spiecker genannt Döhmann, I.: *Was ist der freiwillige Kohlenstoffmarkt - und welchen Beitrag leistet er für den Klimaschutz?* (Impuls), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2023, URL: https://doi.org/10.48669/ESYS_2023-7 [Stand: 12.04.2024].

Budinis et al. 2018

Budinis, S./Krevor, S./Dowell, N. M./Brandon, N./Hawkes, A.: „An assessment of CCS costs, barriers and potential“. In: *Energy Strategy Reviews*, 22, 2018, S. 61–81.

Bui et al. 2018

Bui, M./Adjiman, C. S./Bardow, A./Anthony, E. J./Boston, A./Brown, S./Fennell, P. S./Fuss, S./Galindo, A./Hackett, L. A./Hallett, J. P./Herzog, H. J./Jackson, G./Kemper, J./Krevor, S./Maitland, G. C./Matuszewski, M./Metcalfe, I. S./Petit, C./Puxty, G./Reimer, J./Reiner, D. M./Rubin, E. S./Scott, S. A./Shah, N./Smit, B./Trusler, J. P. M./Webley, P./Wilcox, J./Mac Dowell, N.: „Carbon capture and storage (CCS): the way forward“. In: *Energy & Environmental Science*, 11, 5, 2018, S. 1062–1176.

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: *Wo gibt es Speicherkapazitäten?* URL: https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung_tieferer_Untergrund_CO2Speicherung/CO2Speicherung/FAQ/faq_inhalt.html?nn=1547466#speichermoeglichkeiten [Stand: 27.03.2024].

Bundesregierung 2022

Bundesregierung: Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), 2022.

Bundesregierung 2024

Bundesregierung: „Für eine klimafreundliche und sichere Energieversorgung - Kraftwerksstrategie für wasserstofffähige Kraftwerke“ (Pressemitteilung vom 05.02.2024). URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868> [Stand: 27.03.2024].

Deutsche Umwelthilfe 2024

Deutsche Umwelthilfe: „CCS: Breites Umweltbündnis warnt vor gefährlichem Irrweg“ (Pressemitteilung vom 30.01.2024). URL: <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/ccs-breites-umweltbuenndnis-warnt-vor-gefaehrlichem-irrweg/> [Stand: 27.03.2024].

Domenichini et al. 2013

Domenichini, R./Mancuso, L./Ferrari, N./Davison, J.: „Operating Flexibility of Power Plants with Carbon Capture and Storage (CCS)“. In: *Energy Procedia*, 37, 2013, S. 2727–2737.

Durakovic et al. 2024

Durakovic, G./Zhang, H./Knudsen, B. R./Tomasgard, A./Del Granado, P. C.: „Decarbonizing the European energy system in the absence of Russian gas: Hydrogen uptake and carbon capture developments in the power, heat and industry sectors“. In: *Journal of Cleaner Production*, 435, 2024, 140473.

Edenhofer et al. 2024

Edenhofer, O./Franks, M./Kalkuhl, M./Runge-Metzger, A.: „On the Governance of Carbon Dioxide Removal – A Public Economics Perspective“. In: *FinanzArchiv*, 80, 1, 2024, S. 70–110.

Erlach et al. 2022

Erlach, B./Fuss, S./Geden, O./Glotzbach, U./Henning, H.-M./Renn, J./Rens, S./Sauer, D. U./Christoph M., S./Spiecker genannt Döhmann, I./Stemmler, C./Stephanos, C./Strefler, J./Pittel, K.: *Was sind negative Emissionen, und warum brauchen wir sie?* (Kurz erklärt!), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2022. URL: https://doi.org/10.48669/ESYS_2022-2 [Stand: 12.04.2024].

ESABCC 2023

European Scientific Advisory Board on Climate Change: Scientific Advice for The Determination of an EU-Wide 2040 Climate Target and a Greenhouse Gas Budget for 2030–2050, 2023.

ESABCC 2024

European Scientific Advisory Board on Climate Change: *Towards EU climate neutrality*, 2024.

Europäische Kommission 2024-1

Europäische Kommission: *Securing our future* (Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions COM(2024) 63 final), 2024.

Europäische Kommission 2024-2

Europäische Kommission: *Towards an ambitious Industrial Carbon Management for the EU* (Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions COM(2024) 62 final), 2024.

Europäische Kommission 2024-3

Europäische Kommission: *Impact Assessment Report - Securing our future* (Commission Staff Working Document SWD(2024) 63 final), 2024.

Fraunhofer IEG et al. 2024

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung/ConGas Consulting/Consentec GmbH: *Gutachten zur Validierung eines Konzepts zur privatwirtschaftlichen Finanzierung des Aufbaus eines Wasserstoff-Kernnetzes bei subsidiärer staatlicher Absicherung*, Karlsruhe, Berlin, Aachen, Cottbus, 2024.

Fridahl et al. 2023

Fridahl, M./Schenuit, F./Lundberg, L./Möllersten, K./Böttcher, M./Rickels, W./Hansson, A.: „Novel carbon dioxide removals techniques must be integrated into the European Union’s climate policies“. In: *Communications Earth & Environment*, 4, 1, 2023, S. 459.

Fuss et al. 2022

Fuss, S./Gruner, F./Hilaire, J./Kalkuhl, M./Knapp, J./Lamb, W./Merfort, A./Meyer, H./Minx, J. C./Strefler, J.: *CO₂-Entnahmen: Notwendigkeit und Regulierungsoptionen*, Berlin, 2022.

George et al. 2022

George, J. F./Müller, V. P./Winkler, J./Ragwitz, M.: „Is blue hydrogen a bridging technology? - The limits of a CO₂ price and the role of state-induced price components for green hydrogen production in Germany“. In: *Energy Policy*, 167, 2022, S. 113072.

Germanwatch 2024

Germanwatch: „Bundesregierung muss bei CO₂-Abscheidung auf Pfad der Vernunft zurückkehren“ (Pressemitteilung vom 26.04.2024). URL: <https://www.germanwatch.org/de/90427> [Stand: 08.04.2024].

Greenpeace 2024

Greenpeace: Greenpeace Stellungnahme zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) und zur Carbon Management-Strategie (CMS), 2024.

Hepburn et al. 2019

Hepburn, C./Adlen, E./Beddington, J./Carter, E. A./Fuss, S./MacDowell, N./Minx, J. C./Smith, P./Williams, C. K.: „The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal“. In: *Nature*, 575, 7781, 2019, S. 87–97.

Holz et al. 2021

Holz, F./Scherwath, T./Del Crespo Granado, P./Skar, C./Olmos, L./Ploussard, Q./Ramos, A./Herbst, A.: „A 2050 perspective on the role for carbon capture and storage in the European power system and industry sector“. In: *Energy Economics*, 104, 2021, S. 105631.

Hypower Mitteldeutschland

Hypower Wasserstoffregion Mitteldeutschland: *Projekt CapTransCO₂*. URL: <https://hypower-mitteldeutschland.com/projekte/captransco2/> [Stand: 27.03.2024].

IEA 2021

International Energy Agency: *Is carbon capture too expensive?*, 2021. URL: <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive> [Stand: 27.03.2024].

IPCC 2022

IPCC (Hrsg.): *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, UK-New York, NY, USA: Cambridge University Press2022.

Joint Research Centre 2024

Joint Research Centre: *Shaping the future CO₂ transport network for Europe*: Publications Office2024.

Kearns et al. 2021

Kearns, D./Liu, H./Consoli, C.: *Technology Readiness and Costs of CCS*, 2021.

Leopoldina 2024

Edenhofer, O./Grimm, V./Haug, G./Marotzke, J./Marquardt, W./Schlögl, R./Schüth, F./Wagner, U.: *Schlüsselemente des Kohlenstoffmanagements*, 2024. URL: <https://www.leopoldina.org/publikationen/detailansicht/publication/schluesselemente-des-kohlenstoffmanagements-2024/> [Stand: 12.04.2024].

Madhu et al. 2021

Madhu, K./Pauliuk, S./Dhathri, S./Creutzig, F.: „Understanding environmental trade-offs and resource demand of direct air capture technologies through comparative life-cycle assessment“. In: *Nature Energy*, 6, 11, 2021, S. 1035–1044.

MCC 2021

Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (MCC) gGmbH: *Wissensstand zu CO₂-Entnahmen*, 2021.

Merfort et al. 2023

Merfort, A./Stevanović, M./Strefler, J.: *Energiewende auf Netto-Null: Passen Angebot und Nachfrage nach CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre zusammen?*, Potsdam, 2023.

OGE

Open Grid Europe GmbH: *Unser CO₂-Transportnetz startet*. URL: <https://oge.net/de/co2/co2-netz> [Stand: 27.03.2024].

Pahle et al. 2023

Pahle, M./Günther, C./Osorio, S./Quemin, S.: „The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality“. In: *SSRN Electronic Journal*, 2023.

Qiu et al. 2022

Qiu, Y./Lamers, P./Daioglou, V./McQueen, N./Boer, H.-S. de/Harmsen, M./Wilcox, J./Bardow, A./Suh, S.: „Environmental trade-offs of direct air capture technologies in climate change mitigation toward 2100“. In: *Nature Communications*, 13, 2022, 3635.

Ragwitz et al. 2023

Ragwitz, M./Weidlich, A./Biermann, D./Brandes, J./Brown, T./Burghardt, C./Dütschke, E./Erlach, B./Fischedick, M./Fuss, S./Geden, O./Gierds, J./Herrmann, U./Jochem, P./Kost, C./Luderer, G./Neuhoff, K./Schäfer, M./Wagemann, K./Wiese, F./Winkler, J./Zachmann, B./Zheng, L.: *Szenarien für ein klimaneutrales Deutschland*, (Analyse), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2023, URL: https://doi.org/10.48669/ESYS_2023-3 [Stand: 12.04.2024].

Rickels et al. 2021

Rickels, W./Proelß, A./Geden, O./Burhenne, J./Fridahl, M.: „Integrating Carbon Dioxide Removal Into European Emissions Trading“. In: *Frontiers in Climate*, 3, 2021.

Schleussner et al. 2023

Schleussner, C.-F./Ganti, G./Lejeune, Q./Zhu, B./Pfleiderer, P./Prütz, R./Ciais, P./Frölicher, T. L./Fuss, S./Gasser, T./Giddens, M. J./Kropf, C. M./Lamboll, R./Koller, R. M./Maussion, F./Mccaughey, J. W./Meinshausen, M./Mengel, M./Nicholls, Z./Quilcaille, Y./Sanderson, B./Seneviratne, S./Sillmann, J./Smith, C. J./Theokritoff, E./Warren, R./Rogel, J./Lacroix, F./Price, J./Steinert, N.: *Overconfidence in climate overshoot*2023.

Shu et al. 2023

Shu, D. Y./Deutz, S./Winter, B. A./Baumgärtner, N./Leenders, L./Bardow, A.: „The role of carbon capture and storage to achieve net-zero energy systems: Trade-offs between economics and the environment“. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 178, 2023, 113246.

Smith et al. 2023

Smith, S. M./Geden, O./Nemet, G. F./Giddens, M. J./Lamb, W. F./Powis, C./Bellamy, R./Callaghan, M. W./Cowie, A./Cox, E./Fuss, S./Gasser, T./Grassi, G./Greene, J./Lück, S./Mohan, A./Müller-Hansen, F./Peters, G. P./Pratama, Y./Repke, T./Riahi, K./Schenuit, F./Steinhauser, J./Strefler, J./Valenzuela, J. M./Minx, J. C.: *The State of Carbon Dioxide Removal - 1st Edition*, 2023.

Turgut et al. 2021

Turgut, O./Bjerketvedt, V. S./Tomasgard, A./Roussanaly, S.: „An integrated analysis of carbon capture and storage strategies for power and industry in Europe“. In: *Journal of Cleaner Production*, 329, 2021, 129427.

UBA 2019

Umweltbundesamt: *Wege in eine ressourcenschonende Treibhausgasneutralität (36/2019)*, Dessau-Roßlau, 2019.

UBA 2023

Umweltbundesamt: *Carbon Capture and Storage - Diskussionsbeitrag zur Integration in die nationalen Klimaschutzstrategien*, 2023.

UBA 2024

Umweltbundesamt: *Emissionsübersichten KSG-Sektoren 1990-2023*. (Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2023 nach KSG, 2024. URL: https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.umweltbundesamt.de%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fmedien%2F361%2Fdokumente%2F2024_03_13_em_entwicklung_in_d_ksg-sektoren_thg_v1.0.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK [Stand: 27.03.2024].

VDZ 2024

Verein Deutscher Zementwerke e.V.: *Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland - Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung*, Düsseldorf, 2024.

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2022

Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge*, Berlin, 2022.

Wolf 2024

Wolf, A.: *Paving the Way for a European Carbon Market* (cepInput No. 1 | 2024), Freiburg, 2024.

WWF 2024

WWF: *„Bundesregierung sagt Ja zu fossilen Lock-ins“* (Pressemitteilung vom 26.02.2024). URL: <https://www.wwf.de/2024/februar/pressestatement-zur-carbon-management-strategie> [Stand: 08.04.2024].

Zukunft Gas e.V.

Zukunft Gas e.V.: *Infrastruktur für den Transport von CO₂*. URL: <https://gas.info/carbon-management/co2-netz> [Stand: 27.03.2024].

Empfohlene Zitierweise

Pfeiffer, Johannes/Erlach, Berit/Fischedick, Manfred/Fuss, Sabine/Geden, Oliver/Löschel, Andreas/Pittel, Karen/Ragwitz, Mario/Stephanos, Cyril/Weidlich, Anke: „Kohlenstoffmanagement integriert denken: Anforderungen an eine Gesamtstrategie aus CCS, CCU und CDR“ (Impuls), Schriftenreihe „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS), 2024, https://doi.org/10.48669/esys_2024-5.

Autor*innen

Dr. Johannes Pfeiffer (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Dr. Berit Erlach (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Prof. Dr.-Ing. Manfred Fischedick (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH), Prof. Dr. Sabine Fuss (Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change - MCC), Dr. Oliver Geden (Stiftung Wissenschaft und Politik - SWP), Prof. Dr. Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum), Prof. Dr. Karen Pittel (ifo Institut), Dr. Mario Ragwitz (Fraunhofer IEG - Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG), Dr. Cyril Stephanos (ESYS-Koordinierungsstelle | acatech), Prof. Dr. Anke Weidlich (Uni Freiburg Institut für Nachhaltige Technische Systeme - INATECH)

Weitere Mitwirkende

Christiane Abele (ESYS Koordinierungsstelle | acatech, Tim Brändel (ESYS Koordinierungsstelle | acatech, Jörn Gierds (ESYS Koordinierungsstelle | acatech), Anja Lapac (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Redaktion

Claire Stark (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Produktionskoordination und Satz

Annika Seiler (ESYS Koordinierungsstelle | acatech)

Grafikdesign

Figures GmbH

Reihenherausgeber

acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V. (Federführung)
Koordinierungsstelle München, Karolinenplatz 4, 80333 München | www.acatech.de

Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V.
– Nationale Akademie der Wissenschaften –
Jägerberg 1, 06108 Halle (Saale) | www.leopoldina.org

Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V.
Geschwister-Scholl-Straße 2, 55131 Mainz | www.akademienunion.de

DOI

https://doi.org/10.48669/esys_2024-5

Projektlaufzeit

03/2016 bis 06/2024

Finanzierung

Das Projekt wird vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (Förderkennzeichen 03EDZ2016) gefördert.

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Das Akademienprojekt „Energiesysteme der Zukunft“

Mit der Initiative „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS) geben acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften Impulse für die Debatte über Herausforderungen und Chancen der Energiewende in Deutschland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten rund 160 Expertinnen und Experten Handlungsoptionen für den Weg zu einer umweltverträglichen, sicheren und bezahlbaren Energieversorgung.

Kontakt:

Dr. Cyril Stephanos

Leiter der Koordinierungsstelle „Energiesysteme der Zukunft“

Georgenstraße 25, 10117 Berlin

Tel.: +49 30 206 30 96 - 0

E-Mail: stephanos@acatech.de

web: energiesysteme-zukunft.de

Die Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und die Union der deutschen Akademien der Wissenschaften unterstützen Politik und Gesellschaft unabhängig und wissenschaftsbasiert bei der Beantwortung von Zukunftsfragen zu aktuellen Themen. Die Akademiemitglieder und weitere Experten sind hervorragende Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus dem In- und Ausland. In interdisziplinären Arbeitsgruppen erarbeiten sie Stellungnahmen, die nach externer Begutachtung vom Ständigen Ausschuss der Nationalen Akademie der Wissenschaften Leopoldina verabschiedet und anschließend in der *Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung* veröffentlicht werden.

**Deutsche Akademie der
Naturforscher
Leopoldina e. V.
Nationale Akademie der
Wissenschaften**
Jägerberg 1
06108 Halle (Saale)
Tel.: 0345 47239-867
Fax: 0345 47239-839
E-Mail: politikberatung@leopoldina.org
Berliner Büro:
Reinhardtstraße 14
10117 Berlin

**acatech – Deutsche Akademie
der Technikwissenschaften e. V.**
Geschäftsstelle München:
Karolinenplatz 4
80333 München
Tel.: 089 520309-0
Fax: 089 520309-9
E-Mail: info@acatech.de
Hauptstadtbüro:
Georgenstraße 25
10117 Berlin

**Union der deutschen Akademien
der Wissenschaften e. V.**
Geschwister-Scholl-Straße 2
55131 Mainz
Tel.: 06131 218528-10
Fax: 06131 218528-11
E-Mail: info@akademienunion.de
Berliner Büro:
Jägerstraße 22/23
10117 Berlin