

Mitteilung COM(2024) 62 vom 6. Februar 2024:
Auf dem Weg zu einem ehrgeizigen industriellen CO₂-Management in der EU

INDUSTRIELLES CO₂-MANAGEMENT

cepAnalyse Nr. 8/2024

LANGFASSUNG

A. WESENTLICHE INHALTE DES EU-VORHABENS	2
1 Hintergrund und Ziele	2
2 Bestehende EU-Regulierungen.....	2
3 Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO₂ (CCUS)	3
3.1 Abscheidung und Nutzung von CO ₂ (CCU).....	3
3.2 Abscheidung und Speicherung von CO ₂ (CCS)	4
4 Industrielle CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre	4
5 Transportinfrastruktur für einen CO₂-Binnenmarkt.....	5
6 Investitionen und Finanzierung	5
7 Einbeziehung der Öffentlichkeit	6
8 Grenzüberschreitende und internationale Zusammenarbeit.....	6
B. JURISTISCHER UND POLITISCHER KONTEXT	7
1 Stand der Gesetzgebung	7
2 Politische Einflussmöglichkeiten	7
C. BEWERTUNG.....	7
1 Ökonomische Folgenabschätzung	7
1.1 Maßnahmen zur CO ₂ -Abscheidung und Speicherung.....	7
1.2 Maßnahmen zur CO ₂ -Nutzung.....	9
1.3 Maßnahmen Aufbau einer CO ₂ -Transportinfrastruktur	10
1.4 Maßnahmen Förderung CO ₂ -Entnahmen (Negativemissionen).....	11
2 Juristische Bewertung	13
2.1 Kompetenz.....	13
2.2 Subsidiarität.....	13
D. FAZIT	13

A. Wesentliche Inhalte des EU-Vorhabens

1 Hintergrund und Ziele

- ▶ Die EU hat sich mit ihrem „Europäischen Klimagesetz“ [Verordnung (EU) 2021/1119; s. [cepAnalyse 3/2020](#)] verpflichtet, die Emissionen von Treibhausgasen (THG) bis 2050 im Saldo (d.h. netto) auf null (Klimaneutralität) sowie bis 2030 gegenüber 1990 um 55% zu senken (EU-2030-Klimaziel).
- ▶ Die Kommission schlägt vor, dass bis 2040 die THG-Emissionen um 90% gesenkt werden sollen (EU-2040-Klimaziel). Dabei hebt sie auch die Relevanz des industriellen CO₂-Managements hervor, um bis 2050 Klimaneutralität erreichen zu können [Mitteilung COM(2024) 63].
- ▶ Selbst wenn bis 2050 Klimaneutralität erreicht wird, wird es in einigen Sektoren technisch unmöglich oder extrem kostspielig sein, THG-Emissionen auf null zu senken. Zu diesen „schwer dekarbonisierbaren Sektoren“ gehören u.a. die Landwirtschaft, der Luftverkehr sowie verschiedene Industriezweige wie die Kalk- und Zementherstellung sowie die Abfallverbrennung.
- ▶ Das industrielle CO₂-Management umfasst [S. 4, 17 und 19]
 - die Abscheidung von schwer vermeidbarem CO₂ aus industriellen Prozessen, bevor es in die Atmosphäre emittiert wird, um es anschließend
 - als Rohstoff in der Industrie zu nutzen, z.B. zur Herstellung von synthetischen Brennstoffen, Chemikalien, Polymeren oder Mineralien (Carbon Capture and Utilization, CCU), oder
 - langfristig geologisch zu speichern (Carbon Capture and Storage, CCS);
 - die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre und dessen dauerhafte Speicherung, wobei
 - entweder CO₂ direkt aus der Atmosphäre entnommen wird (Direct Air Carbon Capture and Storage, DACCS) oder
 - indirekt entnommen wird über die Abscheidung von biogenem CO₂, das beim Einsatz von Biomasse als Rohstoff/Energiequelle in Kraftwerken und Industrieprozessen entsteht (Bio Energy Carbon Capture and Storage, BioCCS).
- ▶ Die Kommission schätzt, dass bis 2050 ca. 400 Mio. Tonnen (t) THG-Emissionen durch die Abscheidung von CO₂ ausgeglichen werden müssen. Diese sollen – neben natürlichen CO₂-Senken, wie Wälder oder Moore – durch industrielles CO₂-Management erreicht werden. [S. 17]
- ▶ Die „CO₂-Wertschöpfungskette“ besteht aus Emittenten, die CO₂ abscheiden, und Unternehmen, die CO₂ aus der Atmosphäre entnehmen, dem anschließenden CO₂-Transport und schließlich der CO₂-Nutzung als Rohstoff oder der dauerhaften geologischen CO₂-Speicherung, die Onshore (d.h. an Land) oder Offshore (d.h. im Meer) erfolgen kann [S. 10].
- ▶ Die Kommission will [S. 8–9]
 - bis spätestens 2030 eine jährliche industrielle CO₂-Speicherkapazität von 50 Mio. t CO₂ schaffen;
 - für abgeschiedenes CO₂ eine Transportinfrastruktur mittels Pipelines, Schiffen, Zügen und Lkws schaffen sowie deren Interoperabilität durch EU-einheitliche Vorschriften sicherstellen;
 - einen Binnenmarkt für das industrielle CO₂-Management schaffen, in dem CO₂ eine handelbare Ware wird, die zur geologischen Speicherung oder Nutzung verbracht wird, wobei ein Drittel des abgeschiedenen CO₂ als Rohstoff genutzt werden soll.

2 Bestehende EU-Regulierungen

- ▶ Genehmigungsverfahren und Infrastrukturzugang für die geologische CO₂-Speicherung sind durch die CCS-Richtlinie [2009/31/EG; s. [cepAnalyse 5/2014](#)] und der CO₂-Transport durch die TEN-E-Verordnung [(EU) 2022/869] geregelt.
- ▶ Das EU Emissionshandelssystem (EU-EHS I) [s. [cepAnalyse 5/2022](#)] ist ein „Cap & Trade“-System, das eine Obergrenze (Cap) für die maximal zulässigen THG-Emissionen der erfassten Sektoren – Energiesektor, energieintensive Industriezweige, innereuropäischer Luftverkehr und Schiffsverkehr – festlegt, indem es die Zahl der EU-EHS I-Zertifikate begrenzt.
 - Das EU-EHS I bietet neben der Vermeidung von THG-Emissionen auch einen Anreiz, CO₂ abzuscheiden und zu nutzen oder geologisch zu speichern, anstatt dieses auszustoßen. Für abgeschiedenes CO₂, das in einer geologischen Speicherstätte gemäß den Vorgaben der CCS-Richtlinie 2009/31/EG gespeichert wird, müssen keine Zertifikate abgegeben werden. Für abgeschiedenes CO₂, das als Rohstoff zur Herstellung von Produkten eingesetzt wird, müssen dann keine Zertifikate abgegeben werden, wenn das CO₂ als dauerhaft

chemisch im Produkt gebunden angesehen werden kann. Die konkreten Bedingungen, unter denen diese Annahme als erfüllt betrachtet wird, werden in einem delegierten Rechtsakt definiert.¹

- Durch die Einnahmen des EU-EHS I wird ein EU-Innovationsfonds finanziert, über den CO₂-arme Innovationen gefördert werden, worunter auch das industrielle CO₂-Management einschließlich CCU fällt [S. 6].
- Zudem wird im EU-EHS I – im Gegensatz zu den restlichen EU-weiten THG-Emissionen – das Cap bereits ca. 2039 auf null sinken². Folglich müssen ab dann in den Sektoren Energiewirtschaft, energieintensiver Industrie, innereuropäischem Luftverkehr und Schiffsverkehr alle verbleibenden THG-Emissionen durch negative Emissionen ausgeglichen werden.
- ▶ CCU und CCS werden durch die EU-Taxonomie-Verordnung [(EU) 2020/852, s. [ceplinput 14/2021](#)] als wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz klassifiziert, was ihnen den Zugang zu öffentlichem und privatem Kapital für nachhaltige Investitionen erleichtert.
- ▶ 2021 wurde das „CCUS-Forum“ als Plattform für den Dialog zwischen Interessensträgern eingerichtet. Es befasst sich z.B. mit der Schaffung der CO₂-Infrastruktur, der öffentlichen Wahrnehmung von industriellem CO₂-Management und mit Industriepartnerschaften.
- ▶ Die Kommission fordert in ihrer Mitteilung über nachhaltige Kohlenstoffkreisläufe [COM(2021) 800], dass bis 2030 [s. COM(2021) 800, S. 21]
 - mindestens 20% des in der Chemieindustrie verwendeten CO₂ aus nachhaltigen nicht-fossilen Quellen stammen soll;
 - jährlich 5 Mio. t CO₂ aus der Atmosphäre entnommen und dauerhaft gespeichert werden sollen.
- ▶ Rat und Europäisches Parlament haben am 19. Februar 2024 eine vorläufige politische Einigung über eine Verordnung zur Zertifizierung von CO₂-Entnahmen [Kommissionsvorschlag COM(2022) 672] erzielt, wodurch die Umweltverträglichkeit zertifizierter CO₂-Entnahmen sichergestellt werden soll.
- ▶ Die Netto-Null-Industrie-Verordnung [(EU) 2024/1735] regelt neben dem Ziel einer jährlichen Injektionskapazität von 50 Mio. t CO₂ bis 2030 auch die Unterstützung bei der Umsetzung durch regulatorische Maßnahmen, wie etwa Vorgaben zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren.
- ▶ Über die nationalen Energie- und Klimapläne (NEKP) [Energieunion-Governance-Verordnung (EU) 2018/1999; [ceplinput 2/2019](#)] müssen die Mitgliedstaaten der Kommission nachweisen, wie sie ihre europäischen Energie- und Klimaziele erreichen. 20 Mitgliedstaaten haben bislang über Maßnahmen für ein industrielles CO₂-Managements mit einer geplanten jährlichen Abscheidungskapazität von insgesamt 34,1 Mio. t CO₂ bis 2030 berichtet.

3 Abscheidung, Nutzung und Speicherung von CO₂ (CCUS)

- ▶ Durch die Abscheidung und Nutzung oder geologischen Speicherung von CO₂ (CCUS) sollen Emissionen, die durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen und durch Industrieprozesse entsteht, gar nicht erst in die Atmosphäre gelangen [S. 13].
- ▶ Ob sich die CO₂-Vermeidung oder -Abscheidung für Unternehmen v.a. in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren lohnt, hängt von den jeweiligen Kosten ab. Diese werden bestimmt [S. 13]
 - zum einen durch die Verfügbarkeit und den Kosten von Abscheidungstechnologien sowie Transport-, Speicher- und Nutzungsmöglichkeiten von CO₂ und
 - zum anderen durch die Nachfrage nach CO₂-armen oder -freien Produkten.

3.1 Abscheidung und Nutzung von CO₂ (CCU)

- ▶ Der jährliche Bedarf an Kohlenstoff als Ausgangsstoff in der Chemieindustrie zur Substitution fossiler Rohstoffe wird auf 125 Mio. t geschätzt, was 450 Mio. t CO₂-Äquivalenten entspricht [S. 21].
- ▶ CCU fördert laut Kommission die Unternehmenskooperationen benachbarter Unternehmen („industrielle Symbiose“), weshalb Infrastruktur dezentral umgesetzt werden soll. Industrielle CO₂-Emittenten sollen mit als CO₂-Abnehmer fungierenden lokalen Produktionsstätten in gemeinsamen Lieferketten verbunden werden, wodurch der Bedarf für eine überregionale CO₂-Transportinfrastruktur sinkt. [S. 19–20]

¹ European Commission (2024). Commission Delegated Regulation (EU) of 30.7.2024 supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the requirements for considering that greenhouse gases have become permanently chemically bound in a product.

² European Commission (2024), Impact Assessment Report SWD(2024) 62 of 6 February 2024 accompanying Communication COM(2024) 63 of 6 February 2024, Securing our Future – Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society, S. 24; Pahle, M. / Günther, C. / Osorio, S. / Quemin, S. (2023). [The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality](#), SSRN Electronic Journal.

- ▶ Der Zugang zu Wasserstoff ist eine notwendige Voraussetzung für den Einsatz von CCU-Technologien, weshalb eine Kopplung von CCU und Wasserstoffnetzen wichtig ist.
- ▶ Die Kommission plant, [S. 21–22]
 - bestehende strukturelle und regulatorische Hindernisse für den CCU-Einsatz zu ermitteln und zu beseitigen;
 - ein Bilanzierungssystem aufzubauen, das allen Akteuren entlang der CO₂-Wertschöpfungskette Anreize bietet, die unabhängig von den Maßnahmen der vor- und nachgelagerten Akteure sind;
 - aufbauend auf dem Bilanzierungssystem, einen „Rahmen für CCU“ zu schaffen, der die Nachverfolgung des Ursprungs, Transports und der Nutzung von „mehreren 100 Mio. t CO₂“ ermöglicht, wodurch Umweltintegrität sowie die Haftung für CO₂-Verlagerungen sichergestellt werden können;
 - gemeinsam mit der Industrie Strategien zu entwickeln, wie die Nachfrage nach abgeschiedenem CO₂ als Ausgangsstoff gesteigert werden kann;
 - CCU-Technologien unabhängig von ihrem technologischen Entwicklungsgrad zu unterstützen, z.B. über das Programm „Horizon Europe“ sowie den Europäischen Innovationsrat und den Innovationsfonds.

3.2 Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS)

- ▶ Die Kommission geht derzeit davon aus, dass im Jahr 2040 mindestens 250 Mio. t CO₂ im Europäischen Wirtschaftsraum (EWR) geologisch gespeichert werden müssen [S. 15].
- ▶ Derzeit laufen Antragsverfahren für Speichergenehmigungen in vier Mitgliedstaaten, die ab 2025 voraussichtlich eine Speicherkapazität von 15,2 Mio. t CO₂ jährlich ermöglichen [S. 14].
- ▶ Die Kommission will
 - bis 2026 auf EU-Ebene eine Plattform einrichten, die [S. 13]
 - CO₂-Speicherbedarf und -verfügbarkeit zeitlich und räumlich aufeinander abstimmt, indem sich Unternehmen, die CO₂ abscheiden, und Speicher- und Transportanbieter besser koordinieren können;
 - Informationen über die Infrastrukturplanung bietet, wovon insbesondere Unternehmen mit geringer Verhandlungsmacht profitieren sollen;
 - bis 2026 mit den geologischen Diensten im EWR einen EU-weiten Investitionsatlas erstellen, der potenzielle CO₂-Speicherstätten nach ihrem „Speicherbereitschaftsniveau“ einstuft und so ein digitales Inventar zur unterirdischen CO₂-Speicherung erstellen [S. 15];
 - Leitlinien für die Genehmigung von CO₂-Speichern entwickeln [S. 16].
- ▶ Die Mitgliedstaaten sollen [S. 14–15]
 - transparente Verfahren für Speichergenehmigungen einführen, damit ein frühzeitiger Kontakt zwischen Antragsstellern und den zuständigen Behörden ermöglicht wird;
 - ihren CO₂-Abscheidungsbedarf und ihr CO₂-Speicherpotenzial als Teil ihrer NEKP analysieren und Maßnahmen einführen, die die Schaffung einer CO₂-Wertschöpfungskette unterstützen;
 - im Rahmen der Netto-Null-Industrieverordnung CO₂-Abscheidungs- und -Transportinfrastrukturen sowie -Speicherstätten – auch grenzüberschreitend – unterstützen und ausreichend Investitionskapazitäten zur Verfügung stellen;
 - ihre geologischen Dienste bis 2025 mit Ressourcen ausstatten, damit diese angemessen zur Erstellung des Investitionsatlas beitragen können.

4 Industrielle CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre

- ▶ Die industrielle CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre wird derzeit nicht im EU-Klimarecht zur Erreichung des EU-2030-Klimaziels berücksichtigt, das durch die Unterziele des EU-EHS I, der Lastenteilungs-Verordnung [(EU) 2018/842; Effort-Sharing-Regulation] und der Verordnung über Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft [(EU) 2018/841; LULUCF] verwirklicht werden soll [S. 17].
- ▶ Während das EU-EHS I darauf ausgerichtet ist, CO₂-Emissionen zu reduzieren, bleiben negative CO₂-Emissionen unberücksichtigt, weswegen Investitionen zur CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre derzeit von staatlicher Unterstützung und freiwilligen CO₂-Märkten abhängen [S. 18].
- ▶ Die geschätzten zukünftigen Kosten [S. 18]
 - für die direkte CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre (DACCS) liegen bei 122 bis 539 Euro pro Tonne CO₂ und damit höher als die EU-EHS-I-Zertifikatspreise von derzeit deutlich unter 100 Euro;
 - für die indirekte CO₂-Entnahme über die Abscheidung von biogenem CO₂ (BioCCS) sind vergleichbar mit den Kosten von CCS-Technologien und liegen zwischen 52 und 134 Euro pro Tonne CO₂.

- ▶ Die Kommission will prüfen, wie durch bestehende oder neue EU-Rechtsvorschriften und Instrumente Anreize für die industrielle CO₂-Entnahme geschaffen werden können, z.B. durch Ziele für die CO₂-Entnahme, die zu dem geplanten EU-2040-Klimaziel beitragen [S. 18].
- ▶ Bis 2026 will die Kommission prüfen, wie die industrielle CO₂-Entnahme in das EU-EHS I integriert werden kann, wobei zugleich die Umweltverträglichkeit, insbesondere hinsichtlich der nachhaltigen Nutzung von Biomasse für BioCCS, gewahrt bleiben soll [S. 18].
 - Hierfür schlägt sie vor, dass CO₂-Entnahmen – entweder mit oder ohne Einschränkungen – z.B. zur Erfüllung der THG-Minderung im EU-EHS I eingesetzt werden können. Alternativ könnte ein „separater Erfüllungsmechanismus“, der direkt oder indirekt mit dem EU-EHS I verbunden ist, eingerichtet werden. [S. 18]
 - Allerdings ist die Preisdiskrepanz zwischen den EU-EHS-I-Zertifikaten und den Kosten der industriellen CO₂-Entnahme noch zu groß und folglich besteht kein ausreichender Anreiz, diese zu nutzen. Daher will die Kommission klären, wie die Mitgliedstaaten die Weiterentwicklung industrieller CO₂-Entnahme unterstützen können. [S. 18]

5 Transportinfrastruktur für einen CO₂-Binnenmarkt

- ▶ Der CO₂-Transport wird bereits heute kommerziell betrieben, allerdings sind die Mengen verglichen mit dem zukünftigen Bedarf sehr gering. Zudem gibt es für ein „funktionierendes, grenzüberschreitendes, freizugängliches Netz“ für den CO₂-Transport derzeit keine EU-Regulierung. [S. 10]
- ▶ Pipelines sind dabei die gängigste Transportoption, jedoch ist ihr Bau mit hohen Investitionskosten und einer langen Vorlaufzeit verbunden. Folglich wird bis 2030 die CO₂-Verschiffung eine wichtige Rolle spielen. Hierfür braucht es eine Flotte von Spezialschiffen. [S. 10]
- ▶ Der Ausbau der CO₂-Transportinfrastruktur wird gehemmt durch [S. 10–11]
 - die ungewisse Menge an künftig abgeschiedenem CO₂, die komplizierte Koordinierung zwischen den Akteuren der Wertschöpfungskette und langwierigen Genehmigungsverfahren sowie
 - die fehlende Interoperabilität beim grenzüberschreitenden Ausbau, wobei die CO₂-Transportinfrastruktur für CO₂-Ströme unterschiedlicher Herkunft (fossil, biogen, direkt aus der Atmosphäre), die über unterschiedliche Abscheidetechnologien gewonnen wurden, geeignet sein muss.
- ▶ Für kleinere CO₂-Emittenten und Anlagen, die nicht in der Nähe von CO₂-Speicherstätten liegen, besteht die Gefahr, dass diese vom Markt ausgeschlossen werden, was die Dekarbonisierung in der EU hemmen kann [S. 11].
- ▶ Die Kommission plant, [S. 11–12]
 - mit den europäischen Normungsgremien Mindeststandards für CO₂-Ströme zu erarbeiten, wobei Zusammensetzung, Reinheit, Druck und Temperatur berücksichtigt werden;
 - angesichts der unterschiedlichen Kosten für verschiedene CO₂-Reinheitsgrade Leitlinien für „zufällig anfallende Stoffe aus Quellen oder aus dem Abscheidungs- und Injektionsverfahren“ zu entwickeln, um ein Gleichgewicht zwischen Kosten und Risiken herzustellen;
 - gemeinsam mit dem CCUS-Forum EU-einheitliche Mechanismen für die Planung der CO₂-Transportinfrastruktur zu entwickeln, wobei die Möglichkeit der Umwidmung oder Wiederverwendung von bestehenden Infrastrukturen von Strom, Gas und Wasserstoff geprüft werden;
 - europäische Koordinatoren zu ernennen, die die frühzeitige Entwicklung von grenzüberschreitender CO₂-Transportinfrastruktur unterstützen, indem sie Hemmnisse untersuchen und ihre Erkenntnisse bei der Rechtssetzung einbringen.

6 Investitionen und Finanzierung

- ▶ Die gesamte CO₂-Transportinfrastruktur kann bis 2030 potenziell auf 7.300 km und bis 2040 19.000 km ausgebaut werden, was jeweils 12,2 Mrd. Euro bzw. 16 Mrd. Euro kostet [S. 10]. Die Kosten für die geplante CO₂-Speicherkapazität von jährlich 50 Mio. t bis 2030 belaufen sich auf ca. 3 Mrd. Euro [S. 23].
- ▶ Für CCS-Projekte bis 2030 besteht aktuell eine Finanzierungslücke von ca. 10 Mrd. Euro [S. 23].
- ▶ Der geschätzte wirtschaftliche Gesamtwert der gesamten CO₂-Wertschöpfungskette beträgt zwischen 45 und 100 Mrd. Euro [S. 24]
- ▶ Die Kommission weist darauf hin, dass CO₂-Großprojekte über den EU-EHS-Innovationsfonds gefördert werden können. Zudem können grenzüberschreitende Energie- und Infrastrukturprojekte über die Connecting Europe Facility (CEF) gefördert werden. [S. 24]
- ▶ Die Mitgliedstaaten können industrielle CO₂-Abscheidung unterstützen, indem sie [S. 24–25]
 - Gelder der Aufbau- und Resilienzfazilität nutzen;

- staatliche Beihilfen einführen, wobei diese für das industrielle CO₂-Management z.B. über die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen [2022/C 80/01] festgelegt werden;
- CO₂-Differenzverträge (Klimaschutzverträge) einführen, die die Lücke zwischen den tatsächlichen Kosten des Projekts zur CO₂-Abscheidung und einem wettbewerbsfähigen Referenzpreis mittels Subventionen schließen.
- ▶ Die Kommission schlägt vor zu prüfen, ob bestimmte CO₂-Abscheidungsanlagen technologisch bereits weit genug entwickelt sind, um keine projektbezogene Förderung mehr zu benötigen [S. 25–26].
- ▶ Stattdessen könnten über den Innovationsfonds EU-weit „Auktionen als Service“ („auctions-as-a-service“) eingeführt werden. Dies würde es EWR-Ländern ermöglichen, auf Basis eines EU-weiten Auktionsmechanismus Projekte in zu fördern. Die Gelder würden aus dem Budget der Mitgliedstaaten stammen, wobei die Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen eingehalten werden müssten. [S. 25–26]

7 Einbeziehung der Öffentlichkeit

- ▶ Die Kommission betont, dass es unerlässlich sei, dass die Mitgliedstaaten eine öffentliche Debatte über das industrielle CO₂-Management und dazugehörige Infrastrukturprojekte fördern [S. 27].
- ▶ Hierfür sollen „Behörden, Projektträger, Nichtregierungsorganisationen (NGO) und die Zivilgesellschaft“ über den gesamten Prozess der politischen Entscheidungsfindung, die Projektumsetzung und darüber hinaus einbezogen werden [S. 27].
- ▶ Die Kommission will [S. 27]
 - die öffentliche Debatte rund um das industrielle CO₂-Management u.a. über das CCUS-Forum anregen;
 - Daten und Erfahrungen, die über Projekte im Rahmen des Innovationsfonds und der transeuropäischen Energienetze gesammelt wurden, zur Verfügung stellen;
 - Die öffentliche Meinung über das industrielle CO₂-Management durch Eurobarometer-Umfragen beobachten.
- ▶ Die Mitgliedstaaten sollen [S. 27]
 - prüfen, wie Gemeinschaften, in denen CO₂-Management-Infrastrukturen aufgebaut werden, dafür entlohnt werden können;
 - die wirtschaftlichen Vorteile für CO₂-Management-Technologien der Öffentlichkeit erklären;
 - die Kosten sowie Sicherheits- und Umweltrisiken in die öffentliche Debatte miteinbeziehen und regulatorische Maßnahmen zur Bewältigung der Risiken aufzeigen;
 - das öffentliche Meinungsbild über das industrielle CO₂-Management durch Umfragen untersuchen.

8 Grenzüberschreitende und internationale Zusammenarbeit

- ▶ Innerhalb des EWR ist der grenzüberschreitende CO₂-Transport bereits möglich. Die erste kommerzielle Vereinbarung zur Verschiffung von in der EU erzeugtem CO₂ nach Norwegen wurde bereits unterzeichnet. [S. 29–30]
- ▶ In der EU erzeugtes CO₂ könnte außerhalb des EWR geologisch gespeichert werden, wenn die betreffenden Länder ein Emissionshandelssystem betreiben, welches mit dem EU-EHS I verknüpft wird [S. 30].
- ▶ Ohne Emissionshandelssystem müssten die potenziellen CO₂-Speicherstätten außerhalb des EWR sicherstellen, dass zur EU gleichwertige Bedingungen hinsichtlich der Sicherheit und Umweltverträglichkeit bestehen. Zudem darf laut Kommission die geologische CO₂-Speicherung nicht zur „Ausbeutesteigerung von Kohlenwasserstoffen“ – d.h. zur Förderung von Erdöl und Gas – genutzt werden. [S. 30].
- ▶ Die Kommission weist darauf hin, dass das Pariser Klimaabkommen von 2015 [s. [cepAnalyse 13/2016](#)] die Vertragsparteien zur Berichterstattung über CO₂-Entnahme durch das industrielle CO₂-Management verpflichtet. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass CO₂-Emissionen und -Entnahme jeweils nur einmal geltend gemacht werden dürfen, um Doppelzählungen zu vermeiden [S. 30].
- ▶ Die Kommission strebt eine beschleunigte internationale Zusammenarbeit an, um die Berichterstattung über das industrielle CO₂-Management in den Treibhausgasinventaren gemäß dem Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderung (UNFCCC) zu fördern. Wichtig sind internationale Wertschöpfungsketten, wenn z.B. CCU-basierte Brennstoffe importiert werden. [S. 30]
- ▶ Die Kommission will im Austausch mit Partnern weltweit ein gemeinsames Verständnis entwickeln, wie eine dauerhafte CO₂-Speicherung in geologischen Speicherstätten oder in Produkten erreicht werden kann.
- ▶ Zudem will die Kommission in der internationalen Zusammenarbeit darauf hinwirken, dass der zukünftige Fokus von Mechanismen der CO₂-Bepreisung auf der Senkung der CO₂-Emissionen liegt, CO₂-Entnahmen jedoch zum Ausgleich von Emissionen in schwer dekarbonisierbaren Sektoren möglich sind [S. 31].

B. Juristischer und politischer Kontext

1 Stand der Gesetzgebung

06.02.24 Annahme durch Kommission

2 Politische Einflussmöglichkeiten

Generaldirektionen: GD Energie

Bundesministerien: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (federführend)

Ausschüsse des Deutschen Bundestags: Klimaschutz und Energie (federführend)

C. Bewertung

Das Ziel der EU, bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität zu erreichen, erfordert den Zugriff auf eine Vielfalt an Technologieoptionen zur Senkung der Netto-THG-Emissionen. Dies umfasst auch Technologien zur Abscheidung und anschließenden geologischen Speicherung (CCS) bzw. Nutzung (CCU) von CO₂. Diese können schwer zu dekarbonisierende Industrieprozesse klimaneutral gestalten und über CO₂-Entnahmen aus der Atmosphäre verbleibende Restemissionen neutralisieren. Auf diese Weise kann industrielles CO₂-Management einen Beitrag zu Erreichung des EU-Klimaziels der Klimaneutralität bis 2050 leisten. Nicht zuletzt angesichts von Bedenken auch von Teilen der Öffentlichkeit insbesondere gegenüber der CCS-Technologie ist die Absicht der Kommission richtig, bei der Entwicklung des industriellen CO₂-Managements potentielle Sicherheits- und Umweltrisiken sorgfältig zu berücksichtigen und von Anfang an regulatorische Maßnahmen zu deren Bewältigung aufzuzeigen.

1 Ökonomische Folgenabschätzung

Aus ökonomischer Sicht stehen insbesondere hohe Kosten und das Fehlen einer Transport- und Speicherinfrastruktur dem Hochlauf der Technologien für industrielles CO₂-Management noch entgegen. Die Kommission will zu Recht, dass die EU durch die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für einen zukünftigen Binnenmarkt für abgeschiedenes CO₂ zur Beseitigung dieser Hemmnisse beiträgt. Die hierfür in ihrer Mitteilung dargelegten Erwägungen für spezifische Maßnahmen sind im Einzelnen wie folgt zu bewerten:

1.1 Maßnahmen zur CO₂-Abscheidung und Speicherung

Industrieunternehmen, die den Einsatz von CCS in neuen Anlagen oder als Nachrüstung erwägen, stehen vor einer Reihe wirtschaftlicher Herausforderungen. Die Erste ist die Langfristigkeit der Investition in ein CCS-System. Studien gehen in der Regel von einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 20-25 Jahren aus. Neben den hohen Anfangsinvestitionen für den Aufbau der notwendigen Infrastruktur fallen dauerhaft hohe Betriebskosten für Wartung und Energieverbrauch an.³ Dies führt zu einer langen Amortisationszeit der Systeme. Vor diesem Hintergrund stellt politisch bedingte Unsicherheit über die Höhe der zukünftigen Erlöse und Kosten ein wesentliches Investitionshindernis dar. Abdulla et al. (2021) haben eine Expertenbefragung zu den Hauptgründen für den Erfolg oder Misserfolg von CCS-Investitionsprojekten in den USA in den letzten Jahren durchgeführt. Sie identifizierten die Glaubwürdigkeit und Stabilität regulatorischer Anreize als einen entscheidenden Erfolgsfaktor – neben der Höhe der Kapitalkosten und der technologischen Reife.⁴ So birgt das Risiko zukünftiger Veränderungen in der Ambition und dem Fokus der Klimapolitik eine Lock-in-Gefahr für heutige Investitionen in CCS. Auf der Erlösseite besteht zudem Unsicherheit über die langfristige Entwicklung des CO₂-Preises im EU-EHS.

Hinzu kommt die Unsicherheit über die langfristige Zuverlässigkeit der Speicherung und die damit verbundenen Kostenrisiken. Die Höhe der Transport- und Speicherkosten hängt stark von der Geografie und der Struktur des jeweiligen Wirtschaftsraumes ab. Eine ausreichende Anzahl geeigneter geologischer Speicherstätten und eine möglichst breite Streuung an Emissionsquellen sind entscheidende Faktoren für kurze Transportwege und damit für niedrige Kosten im Leitungsbau und geringe Transportverluste. Regionen mit einer starken industriellen Basis

³ Boot-Handford, M. E., Abanades, J. C., Anthony, E. J., Blunt, M. J., Brandani, S., Mac Dowell, N. & Fennell, P. S. (2014). Carbon capture and storage update. *Energy & Environmental Science*, 7(1), 130-189.

⁴ Abdulla, A., Hanna, R., Schell, K. R., Babacan, O., & Victor, D. G. (2020). Explaining successful and failed investments in US carbon capture and storage using empirical and expert assessments. *Environmental Research Letters*, 16(1), 014036.

und in räumlicher Nähe zu geologisch für die Speicherung geeigneten Formationen (ehemalige Öl- und Gasförderstätten, Salzkavernen) sind daher beim Aufbau von CCS-Kapazitäten im Vorteil.⁵

Der Aufbau von Speicherkapazitäten erfordert ebenfalls risikoreiche Anfangsinvestitionen, insbesondere bei Greenfield Projekten mit ungewisser Nachfrage.⁶ Ein genereller Risikofaktor bei den vorliegenden Kostenschätzungen sind – neben den ökonomischen Faktoren – die unbekanntenen ökologischen Nebenwirkungen der Langzeitspeicherung und die daraus resultierenden Haftungsrisiken. Neben einem möglichen Austritt von CO₂ kann dies je nach Standort die Gefahr der Versauerung des Grundwassers und geologische Instabilitäten beinhalten.⁷ Auch die schwer kalkulierbare Dauer und die administrativen Kosten staatlicher Genehmigungsverfahren stellen ein Investitionshemmnis dar, zumal mit gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen zu rechnen ist.

Die gleichzeitige hohe Gewinnunsicherheit bei Abscheidung und Speicherung führt zu Koordinationsproblemen beim Aufbau von CO₂-Lieferketten. Mangels etablierter Märkte für abgeschiedenes CO₂ kann dieses Koordinationsproblem nicht über Knappheitspreise gelöst werden. Es hat daher den Charakter einer Koordinationsexternalität, vergleichbar mit den Herausforderungen beim Aufbau einer europäischen Wasserstoffwirtschaft.⁸ Eine Möglichkeit, mit dieser Koordinationsexternalität umzugehen, ist die gleichzeitige Planung und Entwicklung ganzer CO₂-Lieferketten im Rahmen integrierter Projekte. Solche Großprojekte werden derzeit in vielen EU-Mitgliedsstaaten initiiert, meist in Verbindung mit direkter staatlicher Förderung.⁹ Für die notwendige schnelle Skalierung der CCS-Kapazitäten sind solche Projekte unverzichtbar. Eine einseitige Ausrichtung der staatlichen Förderpolitik auf integrierte Projekte birgt jedoch auch Risiken. So kann ein Infrastrukturausbau, der auf die Bedürfnisse projektinterner CO₂-Produzenten und -Nutzer zugeschnitten ist (z.B. Größe und Lage von Speicherstätten), der Idee einer wettbewerbsneutralen und binnenmarktkompatiblen Open-Source-CO₂-Infrastruktur zuwiderlaufen. Im schlimmsten Fall kann dies zu Pfadabhängigkeiten in der Marktbildung führen, die die Realisierung kostengünstiger Lösungen für CO₂-Lieferketten in Europa behindern.

Die EU ist daher gefordert, marktorientierte Förderinstrumente zu implementieren, um die Folgen von Koordinationsproblemen auch für kleine und auf Abscheidung oder Speicherung beschränkte Investitionsprojekte abzufedern. Die von der Kommission angekündigte Einrichtung einer Plattform für den Austausch und die Aggregation von Daten zu Speicherkapazitäten und -bedarfen stellt einen ersten Schritt in diese Richtung dar. Sie könnte den Aufbau transparenter überregionaler Märkte für den Handel mit Speicherkapazitäten beschleunigen. Zusätzlich sollte die Kommission Möglichkeiten prüfen, eine solche Plattform über den reinen Informationsaustausch hinaus für die Marktkoordination zu nutzen. So könnte über die Plattform ein Auktionsmechanismus für Speicherkapazitäten initiiert werden, der stetig Marktpreissignale als Orientierungshilfe für die Schätzung zukünftiger Speicherkosten aussendet. Über die Definition transparenter Teilnahmeanforderungen und die standardisierte Behandlung von Vertragsrisiken (z.B. unzureichende Lieferung von CO₂, Umgang mit Carbon Leaks) könnte ein solcher Mechanismus zudem einen Beitrag zur Senkung risikobezogener Kapitalkosten leisten.

Um die Kosten im Zusammenhang mit nationalen Genehmigungsverfahren von Speichern zu senken, sollte die Kommission die Mitgliedstaaten auf eine einheitliche und die klimapolitische Bedeutung von CCS anerkennende Behandlung von Speicherprojekten einschwören. Die Entwicklung gemeinsamer Leitlinien für die Durchführung von Genehmigungsverfahren ist hierfür ein erster Schritt. Wichtig ist aber vor allem, dass die Kommission die EU-weite Umsetzung der im Zusammenhang mit CO₂-Speicherkapazitäten gesetzten Vorgaben für Genehmigungsverfahren in der Netto-Null-Industrie-Verordnung überwacht. Diese beinhalten eine Maximaldauer von 18 Monaten für alle erforderlichen Genehmigungen bei als strategische Projekte anerkannten Speicherprojekten sowie die Einrichtung zentraler administrativer Kontaktstellen (one-stop shops) für Projektträger. Die Kommission sollte mit den Mitgliedstaaten beraten, wie etwaige ressourcenbezogene Engpässe bei der Umsetzung dieser Vorgaben behoben werden können.

Ein langfristig wesentlicher Faktor für die Senkung von Investitionsrisiken ist schließlich Vertrauen in die Stabilität der Regulatorik, insbesondere der klimapolitischen Ziele und Instrumente auf europäischer wie nationaler Ebene. Dies betrifft in diesem Fall insbesondere die Zukunft des CO₂-Preises. Die neue Kommission ist gefordert, hier

⁵ Martin-Roberts, E., Scott, V., Flude, S., Johnson, G., Haszeldine, R. S., & Gilfillan, S. (2021). Carbon capture and storage at the end of a lost decade. *One Earth*, 4(11), 1569-1584.

⁶ CATF (2023). [Map of CO₂ sources and abatement costs](#). Clean Air Task Force.

⁷ Schmelz, W. J., Hochman, G., & Miller, K. G. (2020). Total cost of carbon capture and storage implemented at a regional scale: northeastern and midwestern United States. *Interface focus*, 10(5), 20190065.

⁸ Wolf, A. (2023). [A bank to boost renewable hydrogen](#). cepInput No.13/2023.

⁹ Wolf, A. (2024). [Paving the way for a European carbon market](#). cepInput No.1/2024.

Verlässlichkeit bei der künftigen Ausgestaltung des Emissionshandels und seinem finalen Enddatum auszustrahlen.

1.2 Maßnahmen zur CO₂-Nutzung

Die Nutzung von CO₂ als Rohstoff vermeidet nicht nur die mit der geologischen Speicherung verbundenen Einschränkungen und Langzeitrisiken, sondern kann auch zur Ressourcenschonung beitragen, indem fossile oder mineralische Rohstoffe in der Produktion ersetzt werden. Zwar entstehen durch den Einsatz von CO₂ zusätzliche Material- und Energiekosten, diese müssen jedoch den eingesparten Kosten konventioneller Produktionsverfahren gegenübergestellt werden. Entscheidend für die CO₂-Bilanz ist der Zeithorizont der Kohlenstoffbindung in den Produkten. Der Einsatz von CO₂ in Produkten, die sich durch eine lange durchschnittliche Lebensdauer oder einen hohen Grad an Wiederverwendbarkeit bzw. Recyclingfähigkeit auszeichnen, ist aus Sicht des Klimaschutzes am sinnvollsten. Auf diese Weise wird CO₂ im Durchschnitt für einen relativ langen Zeitraum der Atmosphäre entzogen. Die Klimawirkung kommt so der Emissionsvermeidung am nächsten.

Derzeit wird CO₂ vor allem in zwei Prozessen genutzt: bei der Herstellung von Harnstoff in der chemischen Industrie und in Verfahren der tertiären Ölgewinnung. Hinsichtlich des zukünftigen Nutzungspotenzials identifiziert die International Energy Agency (IEA) vier Produktkategorien: Kraftstoffe, Kunststoffe, Baustoffe und Düngemittel.¹⁰ Die Herstellung von CO₂-basierten Kraftstoffen erfordert in der Regel den zusätzlichen Einsatz von Wasserstoff. Beim derzeitigen Stand der Technik ist dies im Vergleich zu fossilen Alternativen kostenseitig noch nicht wettbewerbsfähig. Sofern der Wasserstoff nicht ausschließlich unter Einsatz von Grünstrom gewonnen wird, ist der Prozess als Ganzes auch nicht klimaneutral. In der chemischen Industrie ist neben der etablierten Harnstoffproduktion auch die Nutzung von CO₂ in der Kunststoffproduktion eine technisch gangbare Option. Einige der so hergestellten neuen Polymere weisen günstige Materialeigenschaften auf. Allerdings erfordert die hohe Stabilität von CO₂ einen hohen Energieeinsatz in der Reaktionskette, so dass der Kostenfaktor derzeit noch ein Hemmnis für die Markteinführung darstellt.¹¹

Die Nutzung von CO₂ zur Herstellung von Baustoffen ist aufgrund der langen Produktlebenszyklen aus Sicht des Klimaschutzes besonders attraktiv. Die dafür derzeit erforschten Technologien kommen ohne den kostentreibenden Einsatz von Wasserstoff aus. Gleichzeitig bieten sie besonders schwer zu dekarbonisierenden Sektoren die Möglichkeit, das abgeschiedene CO₂ unter Verwendung ihrer eigenen Abfallprodukte zu recyceln. So wird beispielsweise intensiv an der Mineralisierung von CO₂-Emissionen in der Stahlindustrie geforscht, bei der Stahlschlacke als Basis für die Herstellung von Baustoffen verwendet wird. Diese Technologie gilt bereits als marktreif und klimafreundlich.¹² In der Zement- und Betonindustrie wird der Einsatz von CO₂ zur Nachbehandlung von Beton auf Basis von Sekundärrohstoffen erprobt. Die Injektion in diesen Baustoff bietet das Potenzial einer besonders langfristigen Speicherung.¹³

Um die Realisierung dieser vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten zu incentivieren, sollte die EU zunächst eine einheitliche transparente Definition für die klimapolitische Anerkennung von CCU entwickeln. So definiert der in diesem Jahr verabschiedete Rahmen für die Zertifizierung von Kohlenstoffentnahmen eine zu erwartende Mindestspeicherdauer von 35 Jahren für die Zertifizierung der CO₂-Speicherung in Produkten.¹⁴ Als Beitrag zur Emissionsvermeidung wird CCU im EU-EHS hingegen nur anerkannt, wenn von einer Speicherdauer von mehreren Jahrhunderten ausgegangen werden kann.¹⁵ Eine einheitliche, im Monitoring möglichst einfach zu handelnde Definition würde die Investitionsunsicherheit senken und zugleich zukünftige Carbon Credit Märkte stärker mit dem EU-EHS synchronisieren.

Zudem sollte die EU bei der räumlichen Gestaltung zukünftiger CO₂-Lieferbeziehungen keine künstlichen Restriktionen setzen. Die von der Kommission geforderte Beschränkung auf die lokale Verwertung von abgeschiedenem

¹⁰ IEA (2019). [Putting CO₂ to use – creating value from emissions](#). International Energy Agency.

¹¹ Muthuraj, R., & Mekonnen, T. (2018). Recent progress in carbon dioxide (CO₂) as feedstock for sustainable materials development: Copolymers and polymer blends. *Polymer*, 145, 348-373.

¹² de Kleijne, K., Hanssen, S. V., van Dinteren, L., Huijbregts, M. A., van Zelm, R., & de Coninck, H. (2022). Limits to Paris compatibility of CO₂ capture and utilization. *One Earth*, 5(2), 168-185.

¹³ Liang, C., Pan, B., Ma, Z., He, Z., & Duan, Z. (2020). Utilization of CO₂ curing to enhance the properties of recycled aggregate and prepared concrete: A review. *Cement and concrete composites*, 105, 103446.

¹⁴ Council of the European Union (2024), Press release of 20 February 2024, [Climate action: Council and Parliament agree to establish an EU carbon removals certification framework](#).

¹⁵ European Commission (2024), Commission Delegated Regulation (EU) 2024/2620 of 30 July 2024 supplementing Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council as regards the requirements for considering that greenhouse gases have become permanently chemically bound in a product.

CO₂ stellt eine nicht zu rechtfertigende Einschränkung für den Aufbau eines CO₂-Binnenmarktes dar. Sie schränkt den Betrieb von CO₂-Abscheidungsanlagen für solche Unternehmen ein, die weder über ausreichend lokales Abnahmepotenzial noch über ausreichenden Zugang zu geologischen Speicherkapazitäten verfügen. Anstatt den notwendigen Infrastrukturausbau durch a priori Vorgaben einzuschränken, sollte die Kommission eine Kostenminimierung lieber über die grenzüberschreitende Koordinierung der Netzplanung auf Basis EU-weiter Bedarfe anstreben (siehe nachfolgend C.1.3).

1.3 Maßnahmen Aufbau einer CO₂-Transportinfrastruktur

Nennenswerte Mengen an CO₂ werden derzeit sowohl onshore als auch offshore fast ausschließlich in Form von Pipelines transportiert, der technisch ausgereiftesten Transportform. Pipelines werden wahrscheinlich auch in Zukunft den Transport über große Entfernungen dominieren, da sie erhebliche Größenvorteile bieten¹⁶. Für Europa spielen sie aufgrund der im Durchschnitt großen räumliche Distanz zwischen industriellen CO₂-Emittenten und geeigneten geologischen Speicherstätten eine besonders wichtige Rolle¹⁷. Gegenwärtige Großprojekte im Bereich des Aufbaus geologischer CO₂-Speicher in der Nordsee wie Porthos¹⁸ in den Niederlanden und Longship¹⁹ in Norwegen setzen auf Offshore-Pipelines als Transportmittel. Die zeitnahe Entwicklung eines EU-weiten Regulierungsrahmens für den Pipeline-Transport ist aus mehreren Gründen notwendig. Erstens handelt es sich beim netzgebundenen CO₂-Transport ähnlich wie beim Erdgas- und Stromtransport ökonomisch um ein natürliches Monopol. Um zu verhindern, dass zukünftig Betreiber von CO₂-Netzen ihre Monopolstellung in Form überhöhter Durchleitungsgebühren ausnutzen, bedarf es einer transparenten Regulierung der Höhe solcher Gebühren. Eine solche Tarifregulierung sollte für einen fairen Wettbewerb im Binnenmarkt auf EU-weit einheitlichen Prinzipien fußen. Das schafft zudem Planungssicherheit für Investoren und trägt so zu einem zügigen Aufbau von Pipeline-Kapazitäten bei.

Zweitens erfordert der Aufbau eines CO₂-Binnenmarktes die Definition verbindlicher technischer Standards, insbesondere im Hinblick auf die Eigenschaften (Temperatur, Druck, Reinheitsgrad) des transportierten CO₂. Die Vielfalt an existierenden CO₂-Abscheidungstechnologien²⁰ bringt Stoffströme unterschiedlicher Zusammensetzung hervor. Um hieraus reines, transportfähiges CO₂ zu gewinnen, sind im Anschluss kostenintensive Schritte der Reinigung und Komprimierung erforderlich. Transparente EU-weite Qualitätsstandards erleichtern das Transport-Management und vermeiden einen qualitätsmindernden Kostenwettbewerb. Die Kommission setzt somit in ihrem angekündigten Regulierungspaket die richtigen Schwerpunkte.

Unverzichtbar ist für einen echten CO₂-Binnenmarkt auch die angekündigte EU-weite Koordination der Netzplanung. Ein rein dezentraler, auf Basis einzelner Großprojekte basierender Pipelineaufbau birgt die Gefahr, dass Kapazitäten und Lage von Pipelines sich allein an den Interessen einzelner Großemittenten orientieren. Die Netzplanung sollte stattdessen die Breite an CO₂-Emittenten in den für CCS-Anwendungen zentralen Sektoren berücksichtigen. Dies ist zentrale Voraussetzung für eine umfassende Vermeidung von Prozessemissionen in schwer dekarbonisierbaren Sektoren (s.o. A.1) und die Schaffung von Wettbewerb in einem zukünftigen CO₂-Binnenmarkt. Dazu sollte die Kommission möglichst rasch die Entwicklung eines gemeinsamen Planungsmechanismus mit den Mitgliedstaaten anstoßen.

Zielbild der gemeinsamen Planung sollte ein diskriminierungsfreier und kostengünstiger grenzüberschreitender CO₂-Transport in der EU sein. Diskriminierungsfreiheit erfordert neben der Berücksichtigung der Vielfalt an Emittenten auch eine Anerkennung der verschiedenen CO₂-Verwertungsoptionen. Die Netzplanung sollte nicht ausschließlich an der Lage zukünftiger geologischer Speicherstätten orientiert sein, sondern auch künftige industrielle CCU-Bedarfe berücksichtigen. Hierzu sind verlässliche Prognoseinstrumente erforderlich. Die von der Kommission favorisierte prinzipielle Beschränkung von CCU auf lokale Lieferketten ist der falsche Weg, da er unter Umständen effiziente Verwertungswege ausschließt.

Um die Kosten des Pipeline-Aufbaus zu begrenzen, sind in der Planung mögliche Synergieeffekte mit dem bestehenden Erdgasnetz und dem zukünftigen Wasserstoffnetz mitzudenken. Das betrifft nicht nur die technischen Potenziale und regulatorischen Voraussetzungen einer Umwidmung von Erdgaspipelines für den CO₂-Transport.

¹⁶ Kearns, D., Liu, H., & Consoli, C. (2021). Technology readiness and costs of CCS. Global CCS Institute. March 2021.

¹⁷ Rosa, L., Sanchez, D. L., & Mazzotti, M. (2021). Assessment of carbon dioxide removal potential via BECCS in a carbon-neutral Europe. *Energy & Environmental Science*, 14(5), 3086-3097.

¹⁸ Porthos (2024). [CO₂ reduction through storage under the North Sea](#).

¹⁹ Northern Lights (2024). [About the longship project](#).

²⁰ Hong, W. Y. (2022). A techno-economic review on carbon capture, utilisation and storage systems for achieving a net-zero CO₂ emissions future. *Carbon Capture Science & Technology*, 3, 100044.

Auch der Nutzen einer räumlichen Synchronisierung mit dem Ausbau von Wasserstoff-Pipelines sollte in die Planung einfließen. Denn Wasserstoff und CO₂ könnten zukünftig verstärkt gemeinsam als Rohstoffe in der Herstellung synthetischer Kraftstoffe und anderer Wasserstoff-Derivate zum Einsatz kommen. Um auch kleinen CO₂-Emittenten die Umsetzung von CCS zu ermöglichen, muss das Transportsystem zudem multimodal angelegt sein. Neben einer leitungsgebundenen Pipeline-Infrastruktur bedarf es für kurze Distanzen flexibler Transportoptionen per Schiff, Bahn oder LKW, und eines fairen Wettbewerbs zwischen diesen Alternativen. Dazu sollten für alle Transportmodi verlässliche technische Standards definiert und aussichtsreiche Pilotprojekte gefördert werden.

1.4 Maßnahmen Förderung CO₂-Entnahmen (Negativemissionen)

Auch bei entschlossener Umsetzung technisch möglicher Dekarbonisierungsoptionen werden bis 2050 mit großer Wahrscheinlichkeit nicht sämtliche Bereiche der Gesellschaft klimaneutral sein. In einigen schwer dekarbonisieren Sektoren werden Restemissionen verbleiben. Um das Ziel der Klimaneutralität dennoch insgesamt bis 2050 zu erreichen, wird ein Ausgleich durch direkte oder indirekte CO₂-Entnahmen aus der Atmosphäre erforderlich sein. Hierfür steht prinzipiell eine Vielfalt an mehr oder weniger stark erprobten Technologieoptionen zur Verfügung. Die Kommission sieht neben naturbasierten Lösungen den Einsatz von zwei künstlichen Formen als notwendig an: die Direktentnahme von CO₂ aus der Luft (DACCS) und die Bindung von CO₂, das bei der industriellen Verbrennung oder Verarbeitung von Biomasse (BioCCS) entsteht. Dies ist konsistent zu den Ergebnissen der Langfristszenarien zur Emissionsreduktion, die die Kommission als Teil der Folgenabschätzung zu ihrem Vorschlag für ein Klimaziel 2040 veröffentlicht hat. Diese sehen bereits für die Zeit bis 2040 signifikante Beiträge dieser beiden Technologien zur Emissionsreduktion vor, insbesondere von DACCS.²¹

Dieser Technologiefokus der Kommission ist richtig, denn bei beiden Technologien handelt es sich um kontrollierte Prozesse, die eine verlässliche Bilanzierung und Überwachung von CO₂-Strömen ermöglichen. Zwei Faktoren stehen ihrem großflächigen Einsatz jedoch noch entgegen: ihr im Vergleich zu etablierten CO₂-Abscheidungstechnologien geringerer technologische Reifegrad und zu erwartende Ressourcenbeschränkungen. Der geringere Reifegrad äußert sich in gegenwärtig noch hohen Kosten. Dies gilt insbesondere für DACCS. Die Metaanalyse von Bednar et al. (2023) ermittelt für DACCS aktuelle Preisschätzungen von im Mittel 1.120 USD (ca. 1.018 Euro) pro Tonne CO₂, für BioCCS von 300 USD (ca. 270 Euro) pro Tonne CO₂.²² Damit liegen beide Technologien deutlich über dem gegenwärtigen Preisniveau im EU EHS-I.

Ein wesentlicher Kostenvorteil von BioCCS besteht darin, dass es auf einer Kombination bereits etablierter Technologien beruht: der Verbrennung oder Vergärung von Biomasse und der anschließenden Anwendung industrieller Technologien zur Kohlenstoffabscheidung. Der im Vergleich zu DACCS höhere technologische Reifegrad erleichtert die Skalierung und ermöglicht zugleich einen flexibleren Bau von Anlagen in Abhängigkeit von den individuellen Absatzmöglichkeiten für die gewonnene Bioenergie. Ein weiterer Vorteil dieses Konzepts ist die Tatsache, dass die erzeugte Bioenergie eine zweite direkte Einnahmequelle darstellt, die auch zur Diversifizierung des CO₂-Marktpreisrisikos genutzt werden kann. BioCCS-Anlagen sind Netto-Energielieferanten und tragen mit ihren Aktivitäten dazu bei, das Knappheitsproblem bei erneuerbaren Energien zu verringern. Bezieht man jedoch den Energieaufwand für den Anbau und die Ernte der Biomasse mit ein, verringert sich dieser Vorteil.²³ Auch sind dieser Form von Klimatechnologie beim Flächenverbrauch klare Grenzen gesetzt. Bei der Gewinnung von Bioenergie aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen kommt es auch zu einer Flächenkonkurrenz mit dem Nahrungsmittelsektor. Derzeit werden in Europa etwa 20% der Bioenergie (in Energieeinheiten) aus landwirtschaftlichen Quellen gewonnen. Der Branchenverband geht davon aus, dass dieser Anteil in Zukunft im Zusammenhang mit dem Wachstum des Bioenergiemarktes deutlich steigen wird.²⁴ Simulationen zeigen, dass ein erheblicher Ausbau von BioCCS-Kapazitäten zu starken Preiskorrelationen zwischen Kohlenstoff- und Agrarmärkten führen kann. Ein langfristiger Anstieg der CO₂-Preise könnte sich daher in steigenden Nahrungsmittelpreisen niederschlagen.²⁵

Im Fall von DACCS beziehen sich die Ressourcenbeschränkungen auf den hohen Energieverbrauch in der Filterung und Konzentration des CO₂, eine Folge der niedrigen CO₂-Konzentration in der Atmosphäre. Dies beeinträchtigt

²¹ Europäische Kommission (2024). Securing our future – Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society. Impact Assessment Report to the Communication – Part I. COM(2024) 63.

²² Bednar, J., Höglund, R., Möllersten, K., Obersteiner, M., & Eve, T. (2023). Role of removals in contributing to the long-term goals of the Paris Agreement. IVL Report C807.

²³ Creutzig, F., Breyer, C., Hilaire, J., Minx, J., Peters, G. P., & Socolow, R. (2019). The mutual dependence of negative emission technologies and energy systems. *Energy & Environmental Science*, 12(6), 1805-1817.

²⁴ Bioenergy Europe (2021). [Bioenergy Europe Statistical Report 2021 Biomass Supply](#).

²⁵ Muratori, M., Calvin, K., Wise, M., Kyle, P., & Edmonds, J. (2016). Global economic consequences of deploying bioenergy with carbon capture and storage (BECCS). *Environmental Research Letters*, 11(9), 095004.

nicht nur die ökonomische Tragfähigkeit der Technologie, sondern kann abhängig vom Strommix auch potenziell bedeutende Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz haben.²⁶ Auch die Verfügbarkeit von Sorptionsmitteln könnte Engpässen unterliegen. Diese werden energieintensiv hergestellt und fielen bisher oft als Nebenprodukte an. Eine durch DACCS ausgelöste starke Nachfragesteigerung könnte diese Rolle verändern und damit zu Marktverwerfungen und zu einem weiteren Anstieg des Energieeinsatzes in der Produktion dieser Chemikalien führen.²⁷

Zugleich bieten beide Technologien Aussichten auf zukünftig starke Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen durch Lerneffekte. Diese werden sich aber nicht von selbst einstellen, sondern ergeben sich erst aus Erfahrungswerten im Betrieb. Je früher daher der Einstieg in diese Technologien erfolgt, umso stärker ist der zu erwartende Kostenrückgang bis zum Jahr 2040. Ein zügiger Einstieg setzt klare Vermarktungsperspektiven für das abgeschiedene CO₂ voraus. Eine Perspektive könnte im Angebot von Carbon Credits auf Märkten für freiwillige Kohlenstoffkompensationen liegen. Aufgrund des Fehlens einheitlicher globaler Standards sind die derzeitigen Marktplattformen jedoch durch starke Preisschwankungen, geringe Transparenz und starke Fragmentierung gekennzeichnet,²⁸ was hohe Absatz- und Preisrisiken mit sich bringt. Eine andere Alternative wäre die Vermarktung des abgeschiedenen CO₂ als industrieller Rohstoff. Dabei steht CO₂ aus DACCS und BioCCS jedoch in Konkurrenz zu kostengünstiger über etablierte Abscheidungstechnologien gewonnenem CO₂.

Für einen zügigen Kapazitätsaufbau wird die Schaffung gezielter Investitionsanreize durch die Politik erforderlich sein. Ein solcher Eingriff ist auch wohlfahrtsökonomisch grundsätzlich zu rechtfertigen, da es sich bei den erhofften Lerneffekten zumindest teilweise um (positive) Externalitäten handelt. Optimierungserfolge einzelner Anlagenbetreiber führen zur Nachahmung durch die Konkurrenz. Die Beschleunigung von Lerneffekten durch staatliche Investitionsanreize trägt so zu Effizienzsteigerungen der gesamten Branche bei. „First-Mover“-Investoren würden für ihr schnelles Handeln belohnt. Wichtig ist aber, dass solche zusätzlichen Anreize bisherige politische Marktsignale, insbesondere die Lenkungswirkung des Zertifikatepreises im EU-EHS, nicht konterkarieren.

Die Überlegung der Kommission, Technologien der CO₂-Entnahme in das bestehende EU-EHS zu integrieren, ist daher richtig. Die Vereinigung von Technologien der CO₂-Vermeidung, der CO₂-Abscheidung und der industriellen CO₂-Entnahme unter dem Dach des Zertifikatehandels würde das Cap-and-Trade-System noch stärker an den übergeordneten langfristigen Netto-Emissionszielen ausrichten. Die noch größere Vielfalt an technologischen Optionen für die Erfüllung des Cap würde auch die Effizienz des EU-EHS zusätzlich erhöhen, d.h. seine Fähigkeit, über den Zertifikatehandel ein gegebenes (Netto-)Emissionsziel zu minimalen Kosten zu erreichen.

Eine Integration in das EU-EHS erfordert jedoch zunächst die Klärung praktischer Probleme. Das betrifft zum einen die Entwicklung verbindlicher Standards zu Bilanzierung und Überwachung von CO₂-Entnahmen. Die Kommission ist gefordert, schnellstmöglich einen Zertifizierungsrahmen für CO₂-Entnahmen zu erarbeiten, der eine verlässliche und den Erfordernissen der jeweiligen Technologien entsprechende Methodik bereitstellt. Zum anderen betrifft dies den Umgang mit dem gegenwärtigen Kostengefälle. Ohne begleitende Maßnahmen würde eine kurzfristige Integration von CO₂-Entnahme-Technologien in das EU-EHS kaum Förderwirkung entfalten. So würde etwa das Modell einer kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten an die Betreiber von CO₂-Entnahme-Anlagen für sich allein keine rentablen Geschäftsmodelle hervorbringen, da die Zertifikate nicht zu kostendeckenden Preisen veräußert werden könnten. Deshalb braucht es flankierende Unterstützung. Diese könnte etwa aus zeitlich begrenzten fixen Prämienzahlungen je Tonne entnommenes CO₂ an die Betreiber von CO₂-Entnahme-Anlagen bestehen. Alternativ käme als geeignetes Mittel sowohl zur Kostendeckung als auch zur Risikoabsicherung die Vereinbarung von CO₂-Differenzverträgen, d.h. Verträgen mit mittelfristig garantiertem CO₂-Preis, in Frage. Auf diese Weise würde der temporäre Kostenunterschied zu etablierten Technologien gedeckt und so der Impuls für langfristig kostensenkende Investitionen in CO₂-Entnahme-Technologien gesetzt.

Jede Form der Zusatzförderung sollte nur auf Basis wettbewerblicher Ausschreibungen zwischen Projekten gewährt werden, um nicht den Kostenwettbewerb zwischen Entnahmelösungen auszuhebeln. Damit ein solcher Wettbewerb auch fair ist, bedarf es einer technologisch differenzierten Bewertungsmethodik für CO₂-Entnahmen, die auch indirekte Emissionseffekte, z.B. bei BioCCS CO₂-Emissionen beim Anbau der Biomasse, im Sinne

²⁶ Terlouw, T., Treyer, K., Bauer, C., & Mazzotti, M. (2021). Life cycle assessment of direct air carbon capture and storage with low-carbon energy sources. *Environmental Science & Technology*, 55(16), 11397-11411.

²⁷ Realmonte, G., Drouet, L., Gambhir, A., Glynn, J., Hawkes, A., Köberle, A. C., & Tavoni, M. (2019). An inter-model assessment of the role of direct air capture in deep mitigation pathways. *Nature communications*, 10(1), 3277.

²⁸ Dawes, A., McGeady, C., Majkut, J. (2023). Voluntary carbon markets: A review of global initiatives and evolving models. CSIS Brief. Center for Strategic & International Studies.

einer echten Netto-Betrachtung berücksichtigt. Auch insofern fehlt es der Industrial Carbon Management Strategie noch an Klarheit.

2 Juristische Bewertung

2.1 Kompetenz

Unproblematisch. Die EU darf Maßnahmen zum Schutz des Klimas ergreifen [Art. 191 f. AEUV]. Zudem darf sie EU-weit einheitliche Anforderungen an abgeschiedenes CO₂ festlegen, um insoweit den freien Warenverkehr im EU-Binnenmarkt sicherzustellen und dessen Fragmentierung und Wettbewerbsverzerrungen durch einzelstaatliche Vorgaben zu verhindern [Art. 26 und 114 AEUV].

2.2 Subsidiarität

Unproblematisch. Klimaschutz ist nicht nur ein grenzüberschreitendes, sondern ein globales Problem, das einzelne Staaten nicht lösen können. Zudem ist die Festlegungen EU-weit einheitlicher Anforderungen an abgeschiedenes CO₂ zur Schaffung eines Binnenmarkts für industrielles CO₂-Management nur auf EU-Ebene möglich. Daher ist EU-Handeln gerechtfertigt.

D. Fazit

Der Einsatz von Technologien zur Abscheidung und anschließenden geologischen Speicherung (CCS) bzw. Nutzung (CCU) von CO₂ im Rahmen eines industriellen CO₂-Managements kann einen wichtigen Beitrag leisten, um das EU-Klimaziel der Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen. Sie können schwer zu dekarbonisierende Industrieprozesse klimaneutral gestalten und über CO₂-Entnahmen aus der Atmosphäre verbleibende Restemissionen neutralisieren.

Nicht zuletzt angesichts von Bedenken auch von Teilen der Öffentlichkeit insbesondere gegenüber der CCS-Technologie ist die Absicht der Kommission richtig, bei der Entwicklung des industriellen CO₂-Managements potentielle Sicherheits- und Umweltrisiken sorgfältig zu berücksichtigen und von Anfang an regulatorische Maßnahmen zu deren Bewältigung aufzuzeigen.

Aus ökonomischer Sicht stehen hohe Kosten und das Fehlen einer Transport- und Speicherinfrastruktur dem Hochlauf der Technologien für industrielles CO₂-Management noch entgegen. Daher will die Kommission zu Recht, dass die EU durch die Schaffung günstiger Rahmenbedingungen für einen zukünftigen Binnenmarkt für abgeschiedenes CO₂ zur Beseitigung dieser Hemmnisse beiträgt. Viele der in der Mitteilung gemachten Vorschläge zielen in die richtige Richtung. So kann die geplante zentrale Koordinationsplattform die beim Aufbau von CO₂-Lieferketten bestehenden Koordinationsprobleme effektiv mindern und so den Aufbau transparenter Märkte für den Handel mit Transport- und Speicherkapazitäten beschleunigen. Der angekündigte Aufbau eines transparenten und wissenschaftlich fundierten Bilanzierungssystem schafft die Grundlage für einen fairen Wettbewerb zwischen verschiedenen Verwertungsoptionen für abgeschiedenes CO₂. Auch die anvisierte EU-weite Koordination der Netzplanung ist eine zentrale Voraussetzung für einen zukünftigen CO₂-Binnenmarkt.

Zugleich ist die Strategie jedoch in einigen Punkten noch nicht voll ausgereift. So steht die erwähnte Beschränkung von CCU-Anwendungen auf die lokale Dimension der Marktentwicklung entgegen, da einige Industrieunternehmen so von einem ökonomisch rentablen Weg zur Senkung ihrer Emissionen abgeschnitten werden könnten. Zudem fehlt ein klares Konzept für die Förderung der langfristig besonders wichtig werdenden Technologien zur CO₂-Entnahme. Die angestrebte Integration in das EU-EHS kann hierfür aufgrund des großen Kostengefälles zu Vermeidungstechnologien kurzfristig (noch) nicht die richtige Lösung darstellen. Die Kommission sollte in dieser Hinsicht nachbessern und möglichst schnell neue intelligente Förderinstrumente entwerfen, die die Skalierung und den Marktaufbau für CO₂-Entnahmen unterstützen.