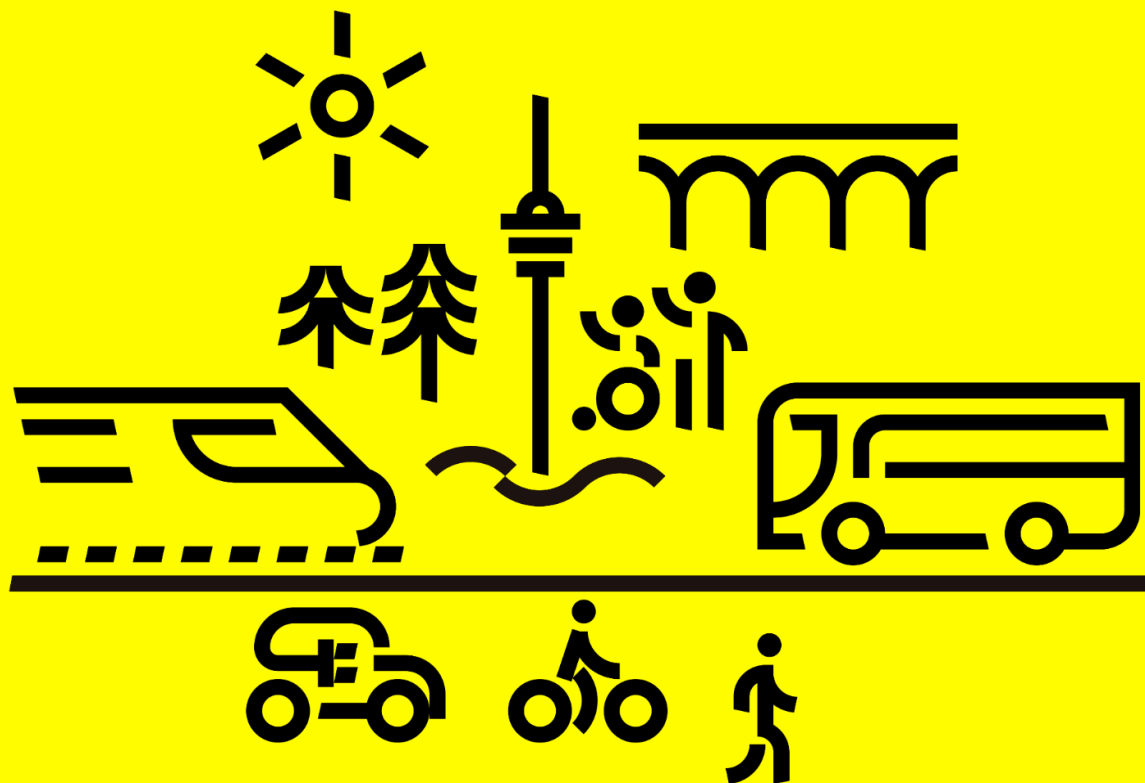




Bilanzieller Ausgleich von CO₂ aus unvermeidbaren Quellen

Entwicklung eines europaweiten Systems zum bilanziellen Ausgleich von CO₂ aus Zementwerksabgasen mit CO₂ aus biogenen Stoffströmen und Direct Air Capture schwerpunktmäßig für die Produktion von Sustainable Aviation Fuel





**Baden-Württemberg
Ministerium für Verkehr**

Impressum

Gefördert durch:



**Baden-Württemberg
Ministerium für Verkehr**

Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg (VM)
Dorotheenstraße 8
70173 Stuttgart



Baustoff leben

SCHWENK Zement GmbH & Co. KG
Hindenburgring 15
89077 Ulm

Bearbeiter:



Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart

Autorinnen und Autoren: Marcel Klingler, Andreas Püttner, Maike Schmidt, Patrick Wolf

Ausgangspunkt der vorliegenden Studie war das Projekt „Durchführbarkeitsstudie PtL-Kerosin“, das unter Federführung des Flughafens Stuttgart in Kooperation von Schwenk Zement und SkyNRG im Rahmen der Roadmap reFuels für Baden-Württemberg durch das Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg gefördert wurde. Da sich die ursprünglich beabsichtigte Nutzung des aus der Zementproduktion abgeschiedenen CO₂ für die Produktion von Sustainable Aviation Fuels (SAF) - auch bedingt durch die geltende EU-Regulatorik - nicht wirtschaftlich darstellen ließ, stellten die Projektbeteiligten einen Änderungsantrag. In dessen Rahmen wurden verschiedene Studien beauftragt, deren Ergebnisse dazu beitragen sollen, die SAF-Produktion aus Zement-CO₂ als Option auch in Baden-Württemberg erschließbar zu halten. Hierzu sollen sie insbesondere Hinweise zur erforderlichen Anpassung der Regulatorik auf Bundes- und EU-Ebene liefern.

Stand: November 2025



Inhaltsverzeichnis

1.	Management Summary	5
2.	Kurzfassung	8
3.	Einführung.....	20
4.	Analyse der Rechtsgrundlagen	22
4.1.	Energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Rahmen	22
4.2.	Status Quo Bilanzierungssystem in der EU und in Deutschland	28
4.3.	Auswertung der verschiedenen Ansätze anhand eines Kriterienrasters	35
4.4.	Ableitung von Anforderungen für ein zukünftiges CO ₂ -System für einen bilanziellen Ausgleich	38
5.	Analyse von CCU-Verfahren hinsichtlich CO₂-Speicher dauern und Klimanutzen	40
5.1.	Die aktuelle Rolle von Carbon Capture and Utilization in Carbon Management und Klimaschutz	40
5.2.	CCU als temporärer CO ₂ -Speicher?.....	41
5.3.	Maximale Ausschöpfung des Klimanutzens von Carbon Capture and Utilization	50
6.	Vergleich von Nutzungs- und Speicherpfaden	53
6.1.	Darstellung der untersuchten Pfade	53
6.2.	Carbon Capture.....	54
6.3.	CO ₂ -Transport und Speicherung.....	58
6.4.	DACCS und BECCS	63
6.5.	Vergleich der Nutzungs- und Speicherpfade.....	66
7.	Abschätzung des Industrie-Kohlenstoffbedarfs	72
7.1.	Überblick über potenzielle CO ₂ -Anwendungsbereiche und CCU-Pfade	72
7.2.	Abschätzung CO ₂ Bedarfsbandbreiten und -potenziale.....	75
7.3.	Zusammenfassung und Einschätzung	80



8.	Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungssystems	82
8.1.	Option 1: Verantwortung des Erstemittenten.....	83
8.2.	Option 2: Verantwortung des Letztemittenten.....	96
8.3.	Bewertung der beiden Ausgestaltungsoptionen	103
9.	Handlungsempfehlungen	106
9.1.	Verfeinerung des Bilanzierungsansatzes mit dem Ziel der Implementierung und praktischen Umsetzung	106
9.2.	Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens insbesondere auf EU-Ebene.....	107
9.3.	Flankierende Förderung der für die Umsetzung von CCU erforderlichen Technologien und Setzung von Investitionsanreizen.....	109
9.4.	Aktive Erschließung des Gestaltungspotenzials der Industrie	111
	Referenzen	113
	Abbildungsverzeichnis.....	121
	Tabellenverzeichnis	124
	Abkürzungsverzeichnis	125



1. Management Summary

Derzeitiger Rechtsrahmen – Verhinderung statt Ermöglichung

Derzeit behindern insbesondere die Delegierten Rechtsakte zur Renewable Energy Directive (RED) III auf Ebene der EU die Produktion von strombasiertem SAF mehr als sie deren Markteinführung unterstützen. Das Erreichen der angestrebten Beimischungsquoten - vor allem für strombasierte SAF - erscheint unmittelbar gefährdet, da mit industriell prozessbedingtem CO₂ produzierte Kraftstoffe nach 2040 nicht mehr als Renewable Fuel of Non-Biological Origin (RFNBO) anerkannt werden und somit ab dann weder zur Erfüllung der Quoten beitragen noch gesicherte Absatzwege haben werden. Diese Konstellation erlaubt keine Investitionsentscheidungen für die CO₂-Abscheidung zur Produktion von SAF oder anderen Produkten, weil die Zeitspanne für eine Amortisation der Investition zu kurz und die Risiken insgesamt unkalkulierbar hoch sind. Damit drohen die industriellen, unvermeidbaren CO₂-Quellen für die Produktion von SAF oder generell für reFuels vollständig auszufallen, womit kein Zugang mehr zu ausreichend großen und kostengünstigen CO₂-Quellen bestünde. Gleichzeitig steht die Zementindustrie – ebenso wie alle anderen Branchen mit unvermeidbaren, prozessbedingten CO₂-Emissionen – unter erheblichem Druck. Wenn das abgeschiedene CO₂ nicht genutzt werden kann, bleiben lediglich der Transport und die anschließende dauerhafte geologische Speicherung als Option – so sieht es der Reduktionspfad des Europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS 1) vor. Emissionszertifikate werden nur noch bis 2038 ausgegeben, danach müssen die Prozesse treibhausgasneutral sein oder die Produktion muss eingestellt werden. Jedoch fehlen für Transport und Speicherung bislang sowohl die Infrastrukturen als auch Lagerstätten. Ob diese bis 2038 fertiggestellt werden können, ist ebenfalls offen.

Ohne Erschließung von Punktquellen kein Markthochlauf für reFuels – Was sind die Optionen?

Der Fokus der vorliegenden Studie liegt darauf, Möglichkeiten für eine langfristige Nutzung von CO₂-Punktquellen aus industriellen unvermeidbaren Emissionen zu eruieren und gleichzeitig die Treibhausgasneutralität der Gesamtkette sicherzustellen, um auch den Klimaschutzanforderungen gerecht zu werden. Ohne neue Ansätze in der Regulatorik werden CO₂-Punktquellen nicht für die Produktion von reFuels genutzt werden können, was deren Markthochlauf deutlich verzögern und erschweren wird. Damit droht ein Schlüsselement für den Klimaschutz in den Segmenten des Verkehrssektors, die nicht elektrifiziert werden können, auszufallen, während gleichzeitig eine Nutzung des CO₂ aus Punktquellen für die Kraftstoffproduktion weitgehend unabhängig vom Aufbau einer nationalen CO₂-Transportinfrastruktur umgesetzt werden könnte. Eine Lösung könnte in der Einführung eines EU-weiten CO₂-Bilanzierungssystems liegen, das auf der Regelung im EU-ETS 1 aufbaut, dass für abgeschiedenes und nachweislich gespeichertes CO₂ keine CO₂-Emissionszertifikate eingereicht werden müssen. Gleichzeitig nutzt das Bilanzierungssystem die EU-CCS-Richtlinie, die vorsieht, dass Betreiber von CO₂-Speichern erfassen müssen, wie viel CO₂ wann und aus welcher Quelle eingespeichert wurde. Der Ansatz des bilanziellen Ausgleichs geht davon aus, dass zwar bilanziell die aus unvermeidbaren Quellen stammenden CO₂-Emissionen nachweislich geologisch gespeichert werden müssen, um eine weitere Anreicherung in der Atmosphäre zu vermeiden. Es wird jedoch



kein Nachweis verlangt, dass exakt die Emissionen aus der jeweiligen Punktquelle im Speicher eingelagert werden. Dies eröffnet die Möglichkeit, die Abscheidung und Nutzung von CO₂ aus unvermeidbaren Quellen mit der Abscheidung und geologischen Speicherung von CO₂ aus der Atmosphäre (DACCS) oder aus Biomasse (BECCS) zu verknüpfen – also mit technischen Verfahren zur Erzeugung von negativen Emissionen. Der bilanzielle Ausgleich von unvermeidbaren CO₂-Emissionen, die über Carbon Capture and Utilization (CCU) temporär in Produkten gebunden werden, nutzt somit gezielt die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ aus der Atmosphäre über DAC oder Biomasse, um den Gesamtprozess treibhausgasneutral zu gestalten und so eine dauerhafte Nutzung des CO₂ aus Punktquellen zu ermöglichen - auch in einem vollständig treibhausgasneutralen Energie- und Wirtschaftssystem und damit über die aktuell gesetzlich vorgegebene Zeitspanne bis 2040 hinaus.

Ökonomische Bewertung der Alternative CCU mit bilanziellem Ausgleich

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde ein Kostenvergleich verschiedener CO₂-Pfade von der CO₂-Speicherung bis hin zum Einsatz von CCU inklusive eines bilanziellen Ausgleichs durchgeführt. In einer rein kostenorientierten Vergleichsrechnung, die die Erlöspotenziale aus CO₂-basierten Produkten nicht mit einbezieht, erscheint die reine CO₂-Entsorgung per Speicherung zunächst generell ökonomisch attraktiver als die CO₂-Nutzung. Dies setzt aber voraus, dass ein Zugang zu einem Onshore-Speicher oder einer CO₂-Pipeline-Infrastruktur besteht – beides ist aktuell an keinem Standort in Deutschland der Fall. Sobald alternative Transportoptionen wie Schienentransport oder Offshore-Schifftransport genutzt werden müssen, kann die Nutzung des CO₂ unter Einbeziehung des bilanziellen Ausgleichs mitunter sogar unabhängig von möglichen Erlöspotenzialen die ökonomisch attraktivere Option darstellen.

Ausgestaltungsmöglichkeiten eines CO₂-Bilanzierungssystems – passfähig zum EU-Rechtsrahmen

Nach einer ersten Analyse scheint ein System des Bilanziellen Ausgleichs generell anschlussfähig an den EU-ETS 1 und die Richtlinie für Carbon Capture and Storage (CCS), es bedarf aber einiger entscheidender Anpassungen. So muss abgeschiedenes CO₂ aus Biomasse und Direct Air Capture als Negativemission erfasst und deren Speicherung zertifiziert werden, um eine Anrechenbarkeit in Prozessen mit unvermeidbaren Emissionen zu ermöglichen. Zudem muss CCU in Kombination mit dem bilanziellen Ausgleich explizit als Option für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im EU-ETS anerkannt werden.

Es sind verschiedene Ausgestaltungsoptionen für ein CO₂-Bilanzierungssystem denkbar, wobei zwei Optionen intensiv beleuchtet wurden. Beide Optionen decken vielfältige Handlungsstränge ab. Neben dem bilanziellen Ausgleich unvermeidbarer Emissionen für CCU-Anwendungen, bildet das System auch die direkte Langfristspeicherung der Emissionen ab, ebenso wie die Rohstoffversorgung von CCU-Anwendungen über DAC- oder BECC-Anlagen sowie den Einsatz von biogenen Stoffen in emissionsbehafteten Prozessen. Die entwickelten Ausgestaltungsoptionen sind somit flexibel einsetzbar und zielen auf die Implementierung eines breit einsetzbaren europäischen Systems.

In Option 1 generiert der Betreiber einer Anlage mit unvermeidbaren Emissionen über die Abscheidung dieser Emissionen einen CO₂-Abscheidenachweis. Parallel werden durch den Betrieb einer DAC- oder



BECC-Anlage Negativ-Emissionszertifikate in entsprechender Höhe erzeugt, weil durch die Abscheidung der Atmosphäre aktiv CO₂ entzogen wird, sprich Negativ-Emissionen generiert werden. Das CO₂ aus der DAC- bzw. BECC- Anlage wird in einen geologischen CO₂-Speicher eingeleitet, wodurch ein Speichernachweis für die entsprechende Menge CO₂ generiert wird. Zum bilanziellen Ausgleich erwirbt der Betreiber der Anlage mit unvermeidbaren Emissionen den Speichernachweis sowie die Negativ-Emissionszertifikate vom DAC- bzw. BECC-Anlagenbetreiber. Mit dem Speichernachweis wird der Abscheidenachweis des Emittenten entwertet. Der Speichernachweis verbleibt zur Dokumentation beim Emittenten. Mit den Negativ-Emissionszertifikaten wird eine Nutzung des abgeschiedenen unvermeidbaren CO₂ in einer nachfolgenden Wertschöpfungskette ermöglicht. Die Negativ-Emissionszertifikate werden bei der Nutzung des CO₂ an den jeweiligen Akteur in der Wertschöpfungskette übertragen. Wird das abgeschiedene CO₂ emittiert, z. B. beim Einsatz von SAF im Flugzeug, werden die Negativ-Emissionszertifikate entwertet. Die Nachweiskette endet, die CO₂-Bilanz ist neutral – es wird so viel CO₂ emittiert wie zuvor über DACCS oder BECCS der Atmosphäre entzogen und gespeichert wurde.

Option 2 folgt einem anderen Ansatz: Hier ist nicht der Erstemittent von unvermeidbaren CO₂-Emissionen für den bilanziellen Ausgleich verantwortlich, sondern der tatsächliche Letztemittent, also die Stelle, an der letztlich der genutzte Kohlenstoff wieder als CO₂ an die Atmosphäre abgegeben wird. Dies wäre im Fall von SAF eine Airline oder im Falle des Einsatzes in nicht-recyclebaren Kunststoffen eine thermische Abfallverwertung. Diese Option erscheint langfristig zielführender, zumal sie die Kosten verursachergerecht verteilt. Eine unmittelbare Implementierung erscheint jedoch deutlich aufwendiger als Option 1, nicht zuletzt, weil hierfür wesentliche Fortschritte hinsichtlich einer Kreislaufwirtschaft und der Schließung von Rohstoffkreisläufen in den EU-Mitgliedsstaaten erforderlich scheinen.

Fazit und Handlungsempfehlungen

Um der Industrie mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen in einem treibhausgasneutralen Europa eine Zukunftsperspektive zu bieten -unabhängig von einem erfolgreichen Auf- und Ausbau von CO₂-Transport- und Speicherinfrastrukturen - sollte die Implementierung eines bilanziellen Ausgleichs (gemäß Option I) in die für 2026 in Aussicht gestellte Weiterentwicklung des EU-ETS 1 aufgenommen werden. Hierauf sollte die Landesregierung zusammen mit den Unterstützern des Aktionsplans reFuels weiter hinwirken. Dies ermöglicht die Einbindung von CO₂ aus unvermeidbaren Punktquellen in neue Wertschöpfungsketten und ist konform mit dem Ziel eines treibhausgasneutralen Energie- und Wirtschaftssystems. Als Alternative zu CCS schafft der Ansatz nicht nur Freiheitsgrade für die europäische Industrie, sondern bietet auch die erforderliche Investitionssicherheit, um in Abscheidetechnologien zu investieren und diese zu industrialisieren. Gleichzeitig kann das unvermeidbare CO₂ aus Punktquellen dauerhaft als vergleichsweise kostengünstiger Rohstoff für die Produktion synthetischer Kohlenwasserstoffe genutzt werden, ohne die Treibhausgasneutralität zu gefährden. Mit entsprechenden Fortschritten in der Kreislaufwirtschaft sollte mittelfristig ein Übergang des Systems zu Option 2 angestrebt werden, um tatsächliche Anreize dafür zu geben, den Kohlenstoff dauerhaft in der Nutzung zu halten und damit auch die CO₂-Speicherung auf das notwendige Minimum zu reduzieren.



2. Kurzfassung

Ausgangspunkt der vorliegenden Studie war das Projekt „Durchführbarkeitsstudie PtL-Kerosin“, das unter Federführung des Flughafens Stuttgart in Kooperation von Schwenk Zement und SkyNRG im Rahmen der Roadmap reFuels Baden-Württemberg durch das Ministerium für Verkehr Baden-Württemberg gefördert wurde. Da sich die ursprünglich beabsichtigte Nutzung des aus der Zementproduktion abgeschiedenen CO₂ für die Produktion von Sustainable Aviation Fuels (SAF) – auch bedingt durch die geltende EU-Regulatorik – nicht wirtschaftlich darstellen ließ, stellten die Projektbeteiligten einen Änderungsantrag. In dessen Rahmen wurden verschiedene Studien beauftragt, deren Ergebnisse dazu beitragen sollen, die SAF-Produktion aus Zement-CO₂ als Option auch in Baden-Württemberg erschließbar zu halten. Hierzu sollen sie insbesondere Hinweise zur erforderlichen Anpassung der Regulatorik auf Bundes- und EU-Ebene liefern. Denn derzeit verhindern gerade die Delegierten Rechtsakte zur Renewable Energy Directive (RED) III auf Ebene der EU die Produktion von strombasiertem SAF eher als deren Markteinführung zu unterstützen. Das Erreichen der angestrebten Beimischungsquoten vor allem für strombasierte SAF erscheint unmittelbar gefährdet, da mit industriellem prozessbedingtem CO₂ produzierte Kraftstoffe nach 2040 nicht mehr als Renewable Fuel of non-biological Origin (RFNBO) anerkannt werden und somit ab dann weder zur Erfüllung der Quoten beitragen, noch gesicherte Absatzwege haben werden. Diese Konstellation erlaubt keine wirtschaftlich tragbaren Investitionsentscheidungen für die CO₂-Abscheidung zur Produktion von SAF, weil die Zeitspanne für eine Amortisation der Investition zu kurz und die Risiken insgesamt unkalkulierbar hoch sind. Damit drohen die industriellen, unvermeidbaren CO₂-Quellen für die Produktion von SAF oder generell für reFuels vollständig auszufallen, womit kein Zugang mehr zu ausreichend großen und kostengünstigen CO₂-Quellen bestünde. Gleichzeitig steht die Zementindustrie – ebenso wie alle anderen Branchen mit unvermeidbaren, prozessbedingten CO₂-Emissionen – gerade wegen ihrer unvermeidbaren prozessbedingten CO₂-Emissionen unter erheblichem Druck: Wenn das abgeschiedene CO₂ nicht genutzt werden kann, muss es transportiert und dauerhaft geologisch gespeichert werden – so sieht es der Reduktionspfad des Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS 1) vor: Emissionszertifikate werden nur noch bis 2038 ausgegeben, danach müssen die Prozesse treibhausgasneutral sein oder die Produktion muss eingestellt werden. Jedoch fehlen für Transport und Speicherung bislang sowohl die Infrastrukturen als auch Lagerstätten und ob diese bis 2038 fertiggestellt werden können, ist offen.

Ohne eine Erschließung von Punktquellen wird der Markthochlauf synthetischer Kraftstoffe nicht erreichbar sein, wodurch ein Schlüsselement für den Klimaschutz in den Segmenten des Verkehrssektors, die nicht elektrifiziert werden können, auszufallen droht. Die Nutzung von CO₂ könnte jedoch unabhängig vom Aufbau einer nationalen Transportinfrastruktur umgesetzt werden. Der Fokus der vorliegenden Studie liegt deshalb auf der Eruierung von Möglichkeiten, eine langfristige Nutzung von CO₂-Punktquellen aus industriellen unvermeidbaren Emissionen zu ermöglichen und gleichzeitig mit dem Erreichen der Treibhausgasneutralität den Klimaschutzerfordernungen gerecht zu werden.



Zur Vermeidung der Entstehung eines Zielkonflikts bei der Nutzung von unvermeidbaren CO₂-Punktquellen mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität bietet sich die zeitnahe Einführung eines EU-weiten CO₂-Bilanzierungssystems an: Ein solches Bilanzierungssystem sollte auf der Regelung im EU-ETS 1 aufbauen, die besagt, dass für abgeschiedenes und nachweislich gespeichertes CO₂ keine CO₂-Emissionszertifikate eingereicht werden müssen. Ebenso baut es auf der EU-CCS-Richtlinie auf, die vorschreibt, dass Betreiber von CO₂-Speichern erfassen müssen, wie viel CO₂ wann aus welcher Quelle eingespeichert wurde. Der Ansatz des bilanziellen Ausgleichs geht nun davon aus, dass zwar bilanziell die aus unvermeidbaren Quellen stammenden CO₂-Emissionen nachweislich geologisch gespeichert werden müssen, um eine weitere Anreicherung in der Atmosphäre zu vermeiden, aber kein physikalischer Nachweis verlangt wird, dass exakt **die** Emissionen aus der jeweiligen Punktquelle im Speicher eingelagert werden. Dies eröffnet die Möglichkeit, die Abscheidung und Nutzung von CO₂ aus unvermeidbaren Quellen mit der Abscheidung und geologischen Speicherung von CO₂ aus der Atmosphäre (DACCS) oder aus Biomasse (BECCS) zu verknüpfen – also mit technischen Verfahren zur Generation von negativen Emissionen.

Um erste Anknüpfungspunkte zu finden, wie Carbon Capture and Utilization (CCU) nicht nur über den Ersatz von fossilen Energieträgern und Rohstoffen zum Klimaschutz beitragen kann, sondern wie auch die temporäre CO₂-Speicherung in Produkten honoriert werden könnte, wurden zunächst systematisch die möglichen Nutzungspfade für CO₂ analysiert. Ziel war, Ansatzpunkte für eine mögliche Kategorisierung hinsichtlich der Speicherdauer von CO₂ im Produkt herauszuarbeiten, die dann in einer möglichen Anrechnungssystematik Berücksichtigung finden könnte. Diese sollte nach Möglichkeit direkt anschlussfähig an die bestehende Rechtssystematik des EU-ETS sein, der CCU bislang nur in sehr eingeschränkter Form zulässt. Eine Anrechnung ist aktuell nur für CCU im Sinne einer dauerhaften Speicherung in Mineralisierungsprozessen möglich – die wenigen hierfür zulässigen Prozesse sind in einer Positivliste gelistet. Im Ergebnis zeigte sich jedoch, dass die verschiedenen Nutzungsoptionen für CO₂ zu inhomogen erscheinen, um unmittelbar einen Anrechnungsmechanismus entwickeln zu können, der zur EU-ETS-Systematik kompatibel wäre. Um langfristig Treibhausgasneutralität auch bei temporärer Nutzung von CO₂ aus Carbon Capture sicherzustellen, wird ein System des bilanziellen Ausgleichs erforderlich werden. Es ist mittelfristig so zu gestalten, dass die Klimaschutzwirkung der temporären CO₂-Speicherung in Produkten voll ausgeschöpft werden kann. Hierzu bedarf es allerdings zunächst wesentlicher Schritte zu einer echten Kreislaufwirtschaft und der Schließung von Rohstoffkreisläufen bis hin zur flächendeckenden Etablierung von Carbon Capture an Anlagen zur thermischen Abfallverwertung.

So wünschenswert die Nutzung von CO₂ aus Punktquellen aus Klimaschutzsicht auch sein mag, sie wird sich nur etablieren können, wenn sie sich sowohl für die Unternehmen mit unvermeidbaren CO₂-Quellen im Vergleich zur Alternative Carbon Capture and Storage (CCS) als wirtschaftlich konkurrenzfähig erweist, als auch für die Abnehmer des CO₂ ökonomisch attraktiv darstellt. Dies gilt umso mehr, da zusätzlich die Treibhausgasneutralität über einen bilanziellen Ausgleich des am Ende des Produktlebenszyklus wieder freigesetzten CO₂ sichergestellt werden muss.



Vor der Erarbeitung eines Vorschlags für die Ausgestaltung eines bilanziellen Ausgleichs wurde daher anhand einer systematischen Vergleichsrechnung für vier unterschiedliche „Verwertungswege“ des CO₂ nach der Abscheidung die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Pfade geprüft und auch zueinander ins Verhältnis gesetzt:

- Pfad 1 bildet hierbei den überregionalen CO₂-Transport von Industrieanlagen in Süddeutschland zu Lagerstätten unter der Nordsee ab und umfasst die Analyse und Bewertung verschiedener Transportmittel wie Pipelines, Schienen- und Wasserwege und kombinierte Transportlösungen. Dieser Pfad bildet die aktuell diskutierten CO₂-Transportinfrastrukturszenarien ab, in denen die Nordsee als zentrale Speicherregion fungiert.
- Pfad 2 analysiert die Integration der CO₂-Nutzung in regionale Wertschöpfungsketten über die Abbildung einer kurzen Transportdistanz für das CO₂ zur Raffinerie in Karlsruhe als zentralen Produktionsstandort für synthetische Kohlenwasserstoffprodukte auf der Basis von CCU. Zur Sicherung der Treibhausgasneutralität erfolgt ergänzend ein bilanzieller Ausgleich des abgeschiedenen CO₂ über BECCS (Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung) oder DACCS (Direct Air Capture mit CO₂-Speicherung). Dies reduziert die Transportdistanzen und -kosten für das zu speichernde CO₂ und illustriert, dass CO₂-Nutzung und dauerhafte Speicherung kombiniert werden können.
- Pfad 3 untersucht die Möglichkeit einer lokalen CO₂-Nutzung direkt am Standort der CO₂-Punktquelle, wodurch auf eine CO₂-Transportinfrastruktur verzichtet werden kann. In Kombination mit dem bilanziellen Ausgleich eröffnet Pfad 3 eine flexible, dezentrale Lösung, die weitgehend unabhängig von einer überregionalen Infrastruktur realisiert werden kann.
- Ergänzend wird in Pfad 4 die Möglichkeit einer CO₂-Speicherung direkt in Baden-Württemberg berücksichtigt. Diese Option wird vor dem Hintergrund des Zeitdrucks für das Erreichen der treibhausgasneutralen Produktion sehr relevant, weil hierfür nur regionale Transportinfrastrukturen benötigt werden, die potenziell schnell umsetzbar sind. Sollte kein bilanzielles Ausgleichsverfahren für CCU mit CO₂-Emissionen aus unvermeidbaren Quellen etabliert werden können, wäre dies potenziell die einzige umsetzbare Option, sofern entsprechende regionale Lagerstätten identifiziert und erschlossen werden können.

Ein erster allgemeiner Kostenvergleich der vier Pfade ergibt, dass im Falle des Vorhandenseins eines nahegelegenen Onshore-Speichers, d.h. einer CO₂-Speicherstätte an Land, die direkte CO₂-Einspeicherung generell die kostengünstigste Option sein dürfte. Ähnliches gilt für das Vorhandensein einer CO₂-Pipeline mit hoher Transportkapazität und Küstenanbindung (entsprechend der aktuell diskutierten CO₂-Netzplanung) in Verbindung mit der Möglichkeit zur küstennahen Einspeicherung via Offshore-Pipeline. Die CCU-Pfade, ob mit oder ohne bilanziellen Ausgleich, sind hier zunächst immer teurer, bieten aber auch die Möglichkeit der Erzielung von Erlösen aus CO₂ oder den daraus produzierten Produkten.

In Zahlen führt Pfad 4 mit der Pipelineverbindung zu einer nahegelegenen Onshore-Lagerstätte zu Gesamtkosten von 66 bis 141 €/t CO₂. Die Schwankungsbreite ergibt sich im Wesentlichen aus den unter-



schiedlichen Annahmen für die Abscheidekosten. Ähnlich ist es bei Pfad 4 mit Zugtransport. Die Kosten-spanne reicht hier von 90 bis 174 €/t CO₂. Pfad 1, der eine Offshore-Speicherung unter Nutzung einer Onshore-Pipeline berücksichtigt, ist mit 75 €/t CO₂ am unteren Ende der Bandbreite in einem ähnlichen Bereich wie Pfad 4, sofern die günstigsten Rahmenbedingungen mit einer küstennahen Speicherung via Offshore-Pipeline angenommen werden. Die Kostenbandbreite liegt dagegen mit 75 €/t bis 211 €/t CO₂ deutlich höher, was die höhere Komplexität der Transportkette und die resultierenden höheren Risiken widerspiegelt. Die Nutzung des Schienenverkehrs als Alternative zur Onshore-Pipeline würde die Kosten nochmal deutlich auf 122 €/t bis 287 €/t CO₂ erhöhen.

Pfad 2 weist je nach Pipeline- oder Schienenverkehrsnutzung minimale Kosten, d. h. in der unteren Bandbreite der ermittelten Kosten, von 97 bzw. 127 €/t CO₂ und Pfad 3 minimale Kosten von 86 €/t CO₂ auf, welche jedoch nur unter Nutzung des Oxyfuel-Abscheideverfahrens und den günstigsten zu erwartenden Ausgleichskosten via BECCS realisiert werden können. Bei Nutzung von DACCS im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs finden sich hier nach aktuellen Abschätzungen deutlich höhere Werte (265 bzw. 294 €/t CO₂ für Pfad 2 sowie 253 €/t CO₂ für Pfad 3). Die Transportaufwendungen für Pfad 2 sind aufgrund der vergleichsweise kurzen Strecke nach Karlsruhe, z. B. zur Mineralö raffinerie, gering. Bei Pfad 3 entfällt dieser Kostenpunkt aufgrund der lokalen Nutzung komplett. Dennoch liegt das untere Ende der Kostenbandbreiten nicht niedriger als bei Pfad 1 und 4 bei Pipelinennutzung. Grund hierfür sind die zusätzlichen Kosten für die notwendige bilanzielle Einspeicherung von CO₂, welche in ihrer günstigsten Ausprägung via BECCS immer noch höher ausfällt, als die günstigste Kombination aus Transport und Speicherung in Pfad 1 und 4. Die obere Grenze bei Betrachtung von BECCS als Ausgleichsoption läge hingegen bei 299 bzw. 340 €/t CO₂ für Pfad 2 sowie 283 €/t CO₂ für Pfad 3 und damit auf vergleichbarem Niveau wie die obere Grenze von Pfad 1 unter Nutzung von Schienentransport.

Letztendlich hängt die Bewertung der beiden CCU-Pfade 2 und 3 (inkl. bilanziellem Ausgleich) stark von der Möglichkeit der Erlöserzielung für das abgeschiedene CO₂ ab. Pfad 2 und 3 werden insbesondere dann interessant, wenn die Erlöse die zusätzlichen Kosten (durch den bilanziellen Ausgleich) im Vergleich zu Pfad 1 und 4 mindestens ausgleichen. Zieht man beispielhaft für Pfad 2 die mittleren ermittelten Kosten unter Nutzung von BECCS heran, ergäbe sich im Vergleich zur direkten Onshore-Speicherung (Pfad 4) ein erforderlicher Mindestlös von 57 bis 132 €/t CO₂. Ob dies erlöst werden kann, hängt insbesondere von den zukünftigen Marktbedingungen, den regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. SAF-Quoten) und den CO₂-Verfügbarkeiten ab.

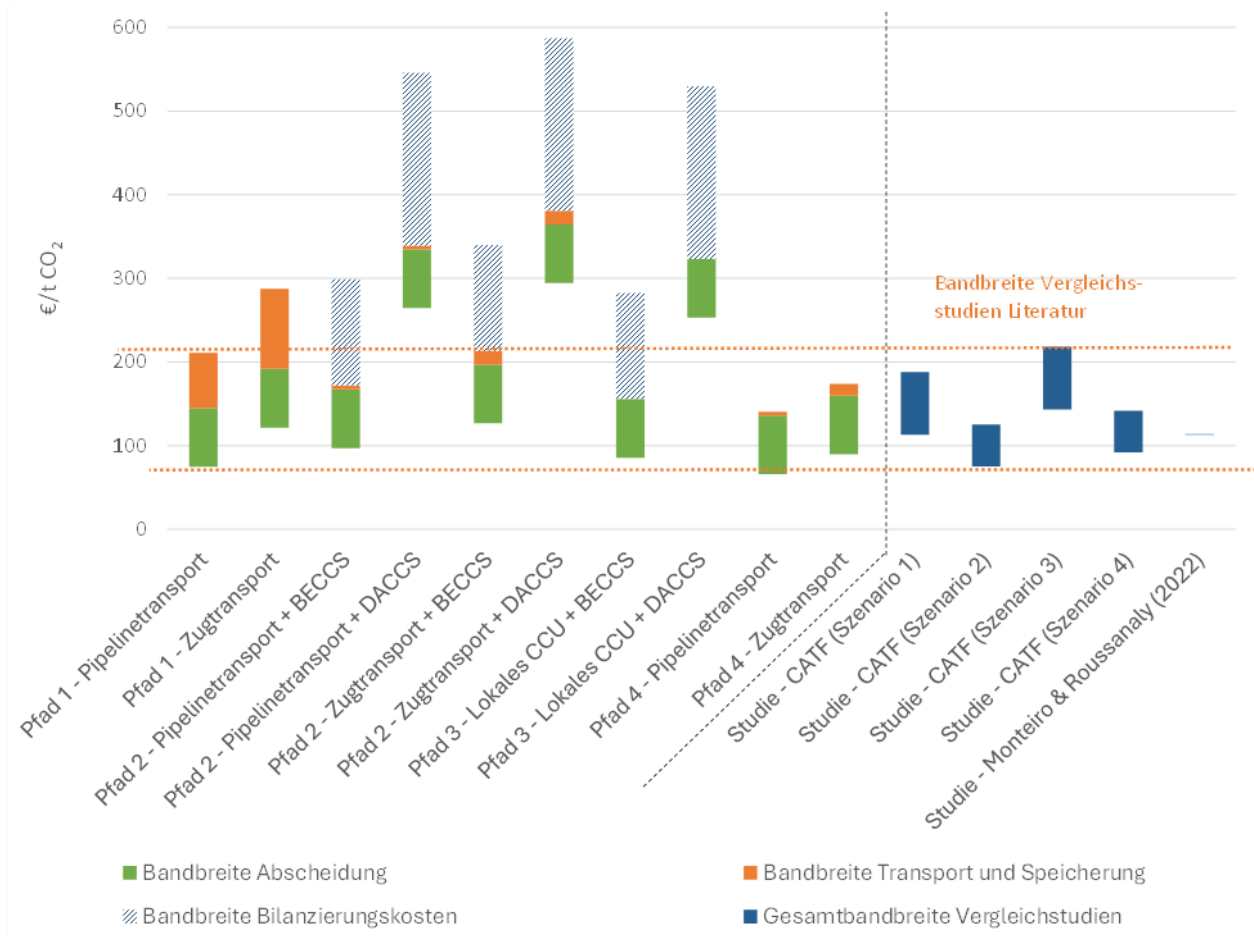


Abbildung 1: Vergleich der Kostenbandbreiten für die vier Pfade mit Gegenüberstellung von vergleichbaren Untersuchungen aus der Literatur.

Das Ergebnis des Kostenvergleichs wird damit stark durch die Höhe der möglichen Erlöse durch den Verkauf des abgeschiedenen CO₂ bzw. der daraus produzierten Produkte beeinflusst. Aber auch losgelöst von den möglichen Verkaufserlösen kann CCU mit bilanziellem Ausgleich über BECCS bereits wirtschaftlich interessant werden, sobald Offshore-Speicherstätten nicht mehr via Offshore-Pipeline, sondern via Schiff erreicht werden müssen oder wenn eine entsprechende Onshore-Pipeline nicht (rechtzeitig) verfügbar ist und der Transport zur Küste via Schienengüterverkehr erfolgen muss. Trotz aller Unsicherheiten stützen die Ergebnisse das Bestreben Optionen zu entwickeln, CCU aus Punktquellen auch unter der Maßgabe der Treibhausgasneutralität dauerhaft nutzbar zu machen.

Die Notwendigkeit von CCU aus Punktquellen wird auch durch die ermittelten zukünftigen Kohlenstoffbedarfe in Deutschland und Europa unterstützt: Für die EU ergibt sich ein Bedarf an 168 Mt CO₂ im Jahr 2040 und 362 Mt CO₂ im Jahr 2050. Analysen zur Verfügbarkeit deuten darauf hin, dass spätestens 2040 die Nachfrage nach CO₂ das Angebot übersteigen wird. Für Deutschland wird ein Bedarf von knapp 14 Mt im Jahr 2040 und 54 Mt im Jahr 2050 erwartet. Diesem Bedarf ständen je nach betrachtetem Szenario 21,6



bis 29 Mt CO₂ in 2040 und 15,7 bis 24,7 Mt in 2050 als verfügbare Rohstoffmenge gegenüber. Auch in Deutschland übersteigt nach aktuellen Abschätzungen somit spätestens 2050 die Nachfrage das Angebot an CO₂. Aufgrund begrenzt verfügbarer, nachhaltiger Punktquellen auf globaler Ebene wird sich auch hier ein deutlicher Nachfrageüberschuss und damit eine Konkurrenzsituation entwickeln. Vor diesem Hintergrund erscheint es zielführend und langfristig deutlich vorteilhaft, unvermeidbares CO₂ aus Punktquellen für CCU-Anwendungen zu erschließen. Zwar müssen für den bilanziellen Ausgleich in großem Umfang DACCS und BECCS eingesetzt werden, dennoch bieten sich systemische Vorteile. So können die Anlagen für den bilanziellen Ausgleich kostengünstiger in unmittelbarer Nähe zu Speicherstandorten platziert werden, sodass eine aufwändige Transportinfrastruktur weitgehend entfallen oder zumindest stark reduziert werden kann.

Der Themenkomplex CO₂ wird auf Ebene der EU durch zahlreiche Richtlinien und Verordnungen aber auch durch Delegierte Rechtsakte adressiert, wobei diese generell auf das Ziel der Reduktion des Treibhausgasausstoßes zur Begrenzung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre abzielen, um den erforderlichen Beitrag Europas zur Einhaltung des 1,5°-Ziels gemäß des Pariser Klimaschutzabkommens zu sichern. Dazu zählt insbesondere das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2050. Dagegen ist die Nutzung von CO₂ als Rohstoff bislang regulatorisch nicht im Fokus.

Ein bilanzieller Ausgleich von unvermeidbaren CO₂-Emissionen, die über CCU temporär in Produkten gebunden werden, nutzt gezielt die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ aus der Atmosphäre über DAC oder Biomasse, um den Gesamtprozess treibhausgasneutral zu gestalten. Das würde die dauerhafte Nutzung von unvermeidbarem CO₂ aus Punktquellen für CCU treibhausgasneutral und damit auch über 2040 hinaus ermöglichen. Dadurch könnten beispielsweise Anlagen für die Produktion von strombasiertem Kerosin ein Geschäftsmodell bekommen. Hierzu bedarf es aber einer stringenten Weiter- und teilweisen Neuentwicklung des bestehenden regulatorischen Rahmens, denn nach einer ersten Analyse des bestehenden Europäischen Rechtsrahmens scheint ein System des Bilanziellen Ausgleichs zwar generell anschlussfähig an den EU-ETS 1 und die CCS-Richtlinie, es bedarf aber einiger entscheidender Anpassungen: Die Definition von Biomasse als Null-Emissions-Energieträger verhindert bislang, dass das abgeschiedene CO₂ bei Abscheidung der CO₂-Emissionen im Verbrennungsprozess beim Einsatz von Biomasse innerhalb des EU-ETS 1 als Negativemission angerechnet werden kann. Hier bedarf es einer sorgfältigen Prüfung und Neudefinition der Biomasse bzw. der hieraus entstehenden Emissionen. Des Weiteren muss die Möglichkeit geschaffen werden, abgeschiedenes CO₂ aus Biomasse oder DAC als Negativemission zu erfassen und zu zertifizieren, um eine Anrechenbarkeit für diese in Prozessen mit unvermeidbaren Emissionen zu ermöglichen. Dies sollte über eine Erweiterung des EU-ETS 1 erfolgen, indem Anrechnungsmöglichkeiten für Negativemissionen aus technischen Senken – der Abscheidung von CO₂ direkt aus der Atmosphäre über DAC und der Abscheidung von CO₂ aus Verbrennungsprozessen bei Nutzung von Biomasse – geschaffen werden. CCU in Kombination mit dem bilanziellen Ausgleich muss explizit als Option für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im EU-ETS anerkannt werden. Hierfür muss zunächst CCU vollständig als Erfüllungsoption der Treibhausgasminderung definiert werden. Sofern die CO₂-Bindung im Produkt nur temporär ist, muss die Treibhausgasneutralität über den bilanziellen Ausgleich nachgewiesen werden. Hierfür



sollten nur technische Verfahren für die CO₂-Langfristspeicherung zugelassen werden (DACCS, BECCS, in Ergänzung zur bereits zulässigen Mineralisierung), um die Dauerhaftigkeit der Speicherung in Verbindung mit einer validen Quantifizierung der eingespeicherten CO₂-Mengen zu garantieren.

Im Rahmen der Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungssystems wurden verschiedene bestehende Zertifizierungs- und Bilanzierungsinstrumente analysiert: das Herkunftsnachweissystem für Strom und das sich in Entwicklung befindliche Herkunftsnachweissystem für Gase, CertifHy, das Nachhaltigkeitsnachweissystem für Biokraftstoffe (Nabisy) sowie internationale (Klimaschutz-) Standards wie den Verified Carbon Standard (VCS) von Verra, den Gold Standard sowie den Puro Standard von Puro.earth. Die Auswertung ergab, dass der neu zu entwickelnde Ansatz im Wesentlichen auf den Prinzipien der Herkunftsnachweissysteme für Strom – perspektivisch auch für Gase – aufbauen sollte. Ausschlaggebend hierfür ist insbesondere, dass die den Systemen zugrundeliegende hohe Quantifizierbarkeit auch ein wichtiger Bestandteil für das CO₂-Bilanzierungssystem ist, da es um die technische Erfassung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung gehen wird. Zudem weist das Herkunftsnachweisregister eine relativ geringe Komplexität auf. Dies dürfte für die Einführung und Akzeptanz des neuen Ansatzes entscheidend sein. Herkunftsnachweissysteme bieten durch ihre klare Nachweisführung und standardisierte Datenverarbeitung auch einen wirksamen Schutz vor Missbrauch, was für die Glaubwürdigkeit, Transparenz und Integrität des Bilanzierungsansatzes zentral ist. Für das CO₂-Bilanzierungssystem ist zudem die Übertragbarkeit bestehender Ansätze auf CCU-Anwendungen wichtig. Insgesamt basiert der gewählte Ansatz damit auf einem robusten, quantifizierbaren und praxisnahen Fundament, das zugleich Raum für die Integration zukunftsorientierter Zertifizierungsprinzipien bietet.

Es wurden zwei verschiedene Ausgestaltungsoptionen für ein CO₂-Bilanzierungssystem entwickelt. Die erste Option folgt dabei direkt der Logik des EU-ETS 1. Hier verbleibt die Verantwortung des Ausgleichs von unvermeidbaren Emissionen beim jeweiligen Erstemittenten von CO₂, der dieses jeweils abscheidet und für eine Nutzung zur Verfügung stellen oder es alternativ speichern (lassen) kann, um nachweislich im EU-ETS 1 keine Emissionszertifikate einreichen zu müssen. Diese Option erscheint kurzfristig mit entsprechenden Anpassungen im EU-ETS 1 umsetzbar.

Die zweite Option ist eher als längerfristige Weiterentwicklung zu verstehen und könnte auf Option 1 folgen, wenn die hierfür notwendigen Weichenstellungen etwa zur Umsetzung einer Kreislaufwirtschaft vorgenommen wurden. Hierin verschiebt sich die Verantwortung für die Emissionen vom Erstemittenten auf den letzten Emittenten in der Wertschöpfungskette. Diese Option folgt einem stärker an der Klimaschutzlogik angelehnten Ansatz, dass derjenige Wirtschaftsakteur Emissionen ausgleichen muss, der diese letztendlich verursacht (Verursacherprinzip), wodurch auch verstärkt Anreize für eine Kreislaufführung von CO₂ gesetzt werden. Auch hier ist eine Kompatibilität mit dem EU-ETS generell erzielbar, es bedarf allerdings weitergehender Anpassungen.

Beide Optionen decken vielfältige Handlungsstränge ab. Neben dem bilanziellen Ausgleich unvermeidbarer Emissionen für CCU-Anwendungen, wird auch die direkte Speicherung der Emissionen ermöglicht,

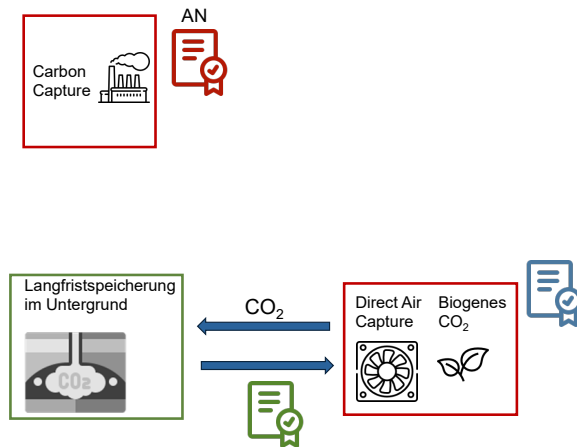


ebenso wie die Rohstoffversorgung von CCU-Anwendungen über DAC- oder BECC-Anlagen sowie der Einsatz von biogenen Stoffen in emissionsbehafteten Prozessen. Die entwickelten Ausgestaltungsoptionen sind somit flexibel einsetzbar und zielen auf einen breiten europäischen Einsatz.

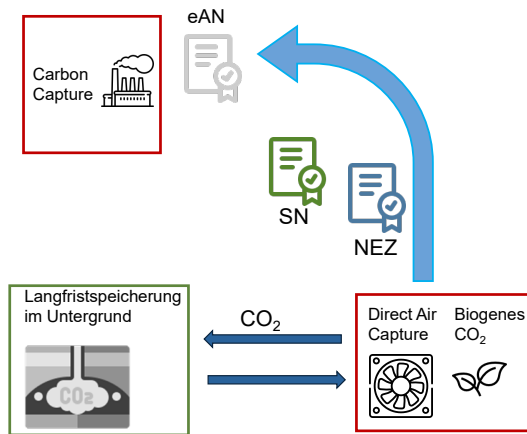
Kurzgefasst folgt Option 1 dem folgenden Ansatz: Der Betreiber einer Anlage mit unvermeidbaren Emissionen (Emittent) generiert über die Abscheidung dieser Emissionen einen CO₂-Abscheidenachweis (AN). Parallel generiert der Betreiber einer DAC- oder BECC-Anlage Negativ-Emissionszertifikate (NEZ), weil er durch die Abscheidung der Atmosphäre aktiv CO₂ entzieht, sprich Negativ-Emissionen generiert. Das CO₂ aus der DAC- bzw. BECC- Anlage wird in einen geologischen CO₂-Speicher eingeleitet, wodurch ein Speichernachweis (SN) für die eingespeicherte Menge CO₂ generiert wird. Zum bilanziellen Ausgleich erwirbt der Betreiber der Anlage mit unvermeidbaren Emissionen Speichernachweise vom DAC-Anlagenbetreiber über exakt die Menge CO₂, die er abgeschieden hat. Mit dem Speichernachweis wird dann der Abscheidenachweis des Emittenten entwertet (eAN). Der Speichernachweis verbleibt zur Dokumentation beim Emittenten. Zugleich erwirbt der Emittent vom Betreiber der DAC-/BECC-Anlage Negativ-Emissionszertifikate, um die Nutzung des abgeschiedenen unvermeidbaren CO₂ in einer nachfolgenden Wertschöpfungskette zu ermöglichen. Die Negativ-Emissionszertifikate werden bei der Nutzung des CO₂ an den jeweiligen Akteur in der Wertschöpfungskette übertragen. Wird das ursprünglich abgeschiedene CO₂ in oder am Ende der Nutzungsphase erneut emittiert, z.B. beim Einsatz von eKerosin im Flugzeug, werden die Negativ-Emissionszertifikate entwertet. Die Nachweiskette endet. Die CO₂-Bilanz ist neutral – es wird so viel CO₂ emittiert wie zuvor über DACCS oder BECCS der Atmosphäre entzogen und gespeichert wurde. Erforderlich hierfür ist der Aufbau eines entsprechenden Systems zur Erfassung der jeweiligen Nachweise. Idealerweise übernehmen dies die bereits etablierten, für die Abwicklung des EU-ETS 1 verantwortlichen Stellen oder jene, die für nationale Herkunftsnachweissysteme verantwortlich sind. In Deutschland etwa die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) oder das Umweltbundesamt (UBA).



Schritt 1:



Schritt 2:



Schritt 3:

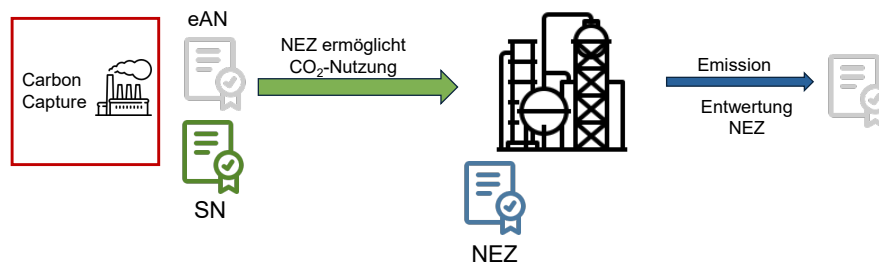


Abbildung 2: Der Erstemittent speichert seine Emissionen über ein bilanzielles Verfahren (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes liegt in der begrenzten Zahl an betroffenen Akteuren – Betreiber von Anlagen, die als unvermeidbare CO₂-Punktquellen gelten. Dies dürfte die Systemkosten relativ gering halten, und gleichzeitig die praktische Umsetzbarkeit vereinfachen, da die Nachweisführung nur eine vergleichsweise kleine Gruppe von Unternehmen betrifft, die ohnehin schon dem EU-ETS 1 mit entsprechenden Nachweispflichten unterliegt. Aus wirtschaftlicher Sicht bietet diese Ausgestaltungsoption zudem einen Anreiz zur Entwicklung von CO₂-Nutzungspfaden für unvermeidbare Emissionen über CCU-Verfahren, da es attraktiver sein kann, abgeschiedenes CO₂ nicht direkt in die kostenintensive Speicherung zu geben, sondern über nachgelagerte Wertschöpfungsketten zusätzliche Einnahmen zu generieren und den Kostendruck durch Carbon Capture und bilanziellen Ausgleich zu reduzieren. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein ausreichend großer Markt für CCU-Produkte. Können die Kosten des bilanziellen Ausgleichs dagegen nicht oder nur in begrenztem Umfang an nachfolgende Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden, würden die Produkte des Erstemittenten deutliche Kostensteigerungen erfahren müssen und schlechtestenfalls ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Produkten aus dem außereuropäischen Ausland verlieren.



Andererseits bleibt bei diesem Ansatz der Anreiz für eine umfassendere Kreislaufführung von CO₂ im Wirtschaftssystem begrenzt, da die Verantwortung für die Emissionen bei den Betreibern der Punktquellen verbleibt. Nachfolgende Akteure entlang der Wertschöpfungskette sind selbst nicht verpflichtet, Emissionen auszugleichen oder zu speichern. Dies könnte Innovationen für eine umfassende CO₂-Kreislaufführung behindern, da in nachfolgenden Wertschöpfungsstufen kein ökonomischer Anreiz für eine Kreislaufführung besteht.

Der Einsatz von Biomasse in Produktionsprozessen sorgt dafür, dass der Umfang an Emissionen, die direkt gespeichert oder bilanziell über DACCS oder BECCS ausgeglichen werden müssen, geringer ausfällt als ohne Biomasseeinsatz. Letztlich erfolgt somit ein Trade-off zwischen der Höhe des Biomasseeinsatzes und der CO₂-Speicherung. Da zukünftig mit einer relativen Knappheit an CO₂-Langfristspeichern zu rechnen sein dürfte, führt dies zu einer Entlastung von Speicherkapazitäten und damit wiederum zu geringeren Engpässen und geringerem Kostendruck für Erstemittenten. Die Berücksichtigung von Biomasse führt allerdings zu einem gesteigerten Komplexitätsgrad.

Option 2 folgt einem anderen Ansatz: Hier ist nicht der Erstemittent von unvermeidbaren CO₂-Emissionen für den bilanziellen Ausgleich verantwortlich, sondern der tatsächliche Letztemittent. Private Haushalte gelten nicht als letztes Glied in der CO₂-Wertschöpfungskette, sondern stets die Stufe davor. Entlang der CO₂-Wertschöpfungskette werden auch in der zweiten Option drei miteinander verknüpfte CO₂-Nachweise generiert. Der Abscheidenachweis (AN) für abgeschiedenes CO₂ wird dann erzeugt, wenn mittels Carbon Capture-Verfahren CO₂ abgeschieden wird. Anders als in Option 1 erhalten somit auch DAC- oder BECC-Anlagen Abscheidenachweise. Negativemissionszertifikate werden in Option 2 nicht ausgestellt. Stattdessen werden Nutzungsnachweise (NN) durch die Entwertung von Abscheidenachweisen erzeugt. Nur mit einem Nutzungsnachweis wird die CO₂-Nutzung entlang von Wertschöpfungsketten ermöglicht. Durch tatsächliche Emissionen, also Emissionen die nicht sofort abgeschieden werden, werden die Nutzungsnachweise entwertet und entsprechende Speichertzertifikate müssen erworben werden. Durch den Betrieb von DAC- oder BECC-Anlagen werden sog. „grüne“ Nutzungsnachweise erstellt, die nach der Nutzung keine erneute Abscheidung und Speicherung erfordern. Der Speichernachweis für CO₂ bestätigt die langfristige Speicherung von CO₂. Um die (technische) Zählbarkeit von gespeichertem CO₂ valide und transparent nachvollziehbar zu machen, werden in diesem System nur geologische CO₂-Speicherverfahren sowie Mineralisierungsprozesse zur Generierung von Speichernachweisen zugelassen.

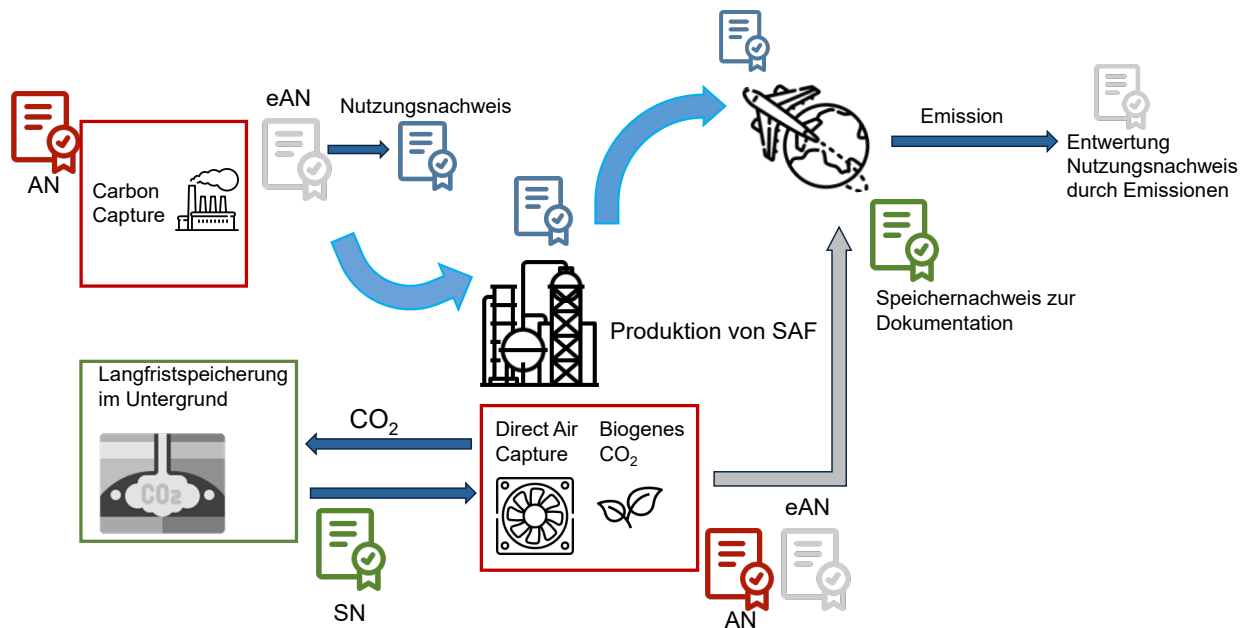


Abbildung 3: Erstes Beispiel für Option 2: Der Erstemittent stellt das abgeschiedene CO₂ zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z.B. Sustainable Aviation Fuels (SAF) zur Verfügung. Die durch das Verbrennen von SAF auftretenden CO₂-Emissionen sind von den Airlines auszugleichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Bei diesem Ansatz ist eine deutlich größere Zahl an Akteuren betroffen, da nun nicht mehr nur wenige Punktquellen unvermeidbarer Emissionen, sondern sämtliche Letztemittenten in die Pflicht genommen werden. Hierdurch steigen sowohl die Komplexität des Systems als auch die administrativen und organisatorischen Anforderungen, weshalb die Systemkosten höher ausfallen dürften. Aus ökonomischer Sicht verlagern sich die Lasten auf die Letztemittenten, deren Produkte durch die Kosten der Speicherung bzw. des bilanziellen Ausgleichs teurer werden dürften. Diese Kostenverteilung ist als ökonomisch fairer zu erachten, da über das Verursacherprinzip die Verantwortung direkt bei denjenigen liegt, bei denen die Emissionen tatsächlich entstehen. Eine gewisse Kostenlast verbleibt jedoch auch bei den Erstemittenten, da diese auch bei dieser Ausgestaltungsoption verpflichtet sind, ihre unvermeidbar anfallenden Emissionen abzuscheiden. Option 2 bietet stärkere Anreize für den Aufbau von CO₂-Nutzungspfaden und insbesondere für die Initiierung einer Kreislaufführung von CO₂. Da die Speicher- oder Ausgleichspflicht erst beim tatsächlichen Emittieren von CO₂ entsteht, wird die Kreislaufführung von CO₂ kostenseitig deutlich attraktiver. Unternehmen haben dadurch ein unmittelbares Interesse, CO₂ in geschlossenen Kreisläufen zu halten, um Speicher- oder Ausgleichsverpflichtungen und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden.

Auch hier kann durch Nutzung von Biomasse in Produktions- oder Verbrennungsprozessen die erforderliche Menge an auszugleichendem CO₂ anteilig reduziert werden. Dies verringert potenziell die Kosten für Letztemittenten. Zusätzlich wird dadurch auch der Druck auf die Verfügbarkeit von CO₂-Langfristspeichern und damit die mögliche Gefahr von Engpässen bei der Speicherung gesenkt. Demgegenüber bleibt die



Herausforderung bestehen, dass ein System mit einer hohen Zahl verpflichteter Akteure schwerer implementierbar und administrierbar ist. Die Komplexität könnte sich nachteilig auf die Akzeptanz und auf die Geschwindigkeit einer flächendeckenden Einführung auswirken, weshalb eine stufenweise Einführung beginnend mit Option 1 bei einem späteren Übergang auf Option 2 in Erwägung zu ziehen wäre.

Mit den beiden Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-Bilanzierungssystems werden Möglichkeiten aufgezeigt, CO₂ aus unvermeidbaren Punktquellen so in Wertschöpfungsketten einzubinden, dass mittels CCS- und CCU-Anwendungen ein treibhausgasneutrales Energie- und Wirtschaftssystem erreicht werden kann. Bedeutende Wirtschaftszweige wie die Zementindustrie, die chemische Industrie oder auch Raffinerien können hierüber in Europa gehalten werden, unvermeidbares CO₂ als vergleichsweise kostengünstiger Rohstoff genutzt und zugleich Treibhausgasneutralität erreicht werden.

Die im Rahmen dieser Studie abgeleiteten Handlungsempfehlungen zielen darauf ab, schnellstmöglich die Voraussetzungen für die Implementierung eines EU-weiten Systems zum bilanziellen Ausgleich von CO₂-Emissionen zu schaffen, die Implementierung unmittelbar anzustoßen und damit die Nutzung von CO₂ aus unvermeidbaren CO₂-Quellen wie der Zementproduktion langfristig für Carbon Capture and Utilization zu ermöglichen – unter Einhaltung der Vorgaben zur Treibhausgasneutralität.

Um dies zu erreichen, sind Aktivitäten auf verschiedenen Ebenen parallel zu verfolgen:

1. Die Verfeinerung des Bilanzierungsansatzes mit dem Ziel der Implementierung und praktischen Umsetzung,
2. die Weiterentwicklung des Regulatorischen Rahmens insbesondere auf EU-Ebene,
3. die flankierende Förderung der für die Umsetzung von CCU erforderlichen Technologien und Setzung von Investitionsanreizen sowie
4. die aktive Erschließung des Gestaltungspotenzials der Industrie.



3. Einführung

Die Realisierung treibhausgasneutraler Energie- und Wirtschaftssysteme stellt Gesellschaften ebenso wie Unternehmen weltweit vor erhebliche Herausforderungen, die aber angenommen und erfolgreich überwunden werden müssen, um die international beschlossenen Klimaschutzziele aus dem Klimaschutzabkommen von Paris zu erreichen und die Lebensgrundlagen der Menschheit nicht noch stärker zu gefährden. Nur mit Mut, Gestaltungswillen und Innovationskraft kann diese Herausforderung angenommen werden, was auch bedeutet, dass ausgetretene Pfade verlassen und neue Wege beschritten werden müssen.

Dies trifft ebenso für Unternehmen zu, in deren Produktionsprozessen unvermeidbare Emissionen entstehen. Eine effiziente Nutzung von CO₂ aus Punktquellen könnte einen bedeutenden Beitrag zum Erreichen von Klimaschutzziele bei gleichzeitigem Erhalt wichtiger Wirtschaftszweige in Europa leisten. Diese Studie zum bilanziellen Ausgleich von CO₂ aus Zementwerksabgasen mit CO₂ aus biogenen Stoffströmen und DAC möchte Wege zur effizienten Nutzung von CO₂ aus Punktquellen, die auch zukünftig bestehen werden, aufzeigen und so Möglichkeiten zu innovativen Ansätzen für einen effektiven Klimaschutz entwickeln.

In der vorliegenden Studie wird deshalb ein Bilanzierungsansatz entwickelt, der es erlaubt, das in den Zementwerken in Süddeutschland abgeschiedene CO₂ im Sinne von Carbon Capture and Use (CCU) einer Nutzung zuzuführen, während gleichzeitig CO₂ aus biogenen Quellen oder Direct Air Capture (DAC) in geeigneten CO₂-Lagerstätten (im Sinne von negativen Emissionen) dauerhaft gespeichert wird. Hierdurch ist in der Gesamtbetrachtung die Treibhausgasneutralität, - auch bei erneuerter Freisetzung des im Rahmen von CCU gebundenen CO₂ (z. B. bei Nutzung des CO₂ zur Produktion von Sustainable Aviation Fuels (SAF)) - immer gewährleistet.

Um eine entsprechende Ausgangsbasis für die mögliche Einbettung eines Bilanzierungsvorschlags zu schaffen, wird in Kapitel 4 der energiewirtschaftlich und klimapolitisch relevante Rechtsrahmen auf EU- und Bundesebene aufbereitet und auf die mögliche Anschlussfähigkeit eines möglichen Bilanzierungsrahmens geprüft. Neben dem EU-ETS, der Renewable Energy Directive III (RED III), den Delegierten Rechtsakten zu §27 und §28 RED II sowie der Carbon Management Strategie der EU wird insbesondere das Impact Assessment zum THG-Reduktionsziel 2040 der EU mit einbezogen. Gleichzeitig werden die sich in Entwicklung befindlichen Rahmenbedingungen, z. B. die geplanten Regelungen zur Anrechnung von Negativemissionen, konsequent im Blick behalten. Neben europäischen Entwicklungen werden auch die Entwicklungen auf Bundesebene beobachtet, um auch hier die Anschlussfähigkeit sicherstellen zu können. Auf deutscher, europäischer und internationaler Ebene bestehen bereits einige staatliche und privatwirtschaftliche Bilanzierungs- und Zertifizierungssysteme für verschiedene Produkte. Da einige darin enthaltene Bestandteile als Blaupause für einen CO₂-Bilanzierungsansatz enthalten könnten, werden die bestehenden Ansätze zunächst systematisch gesammelt, beschrieben und insbesondere in Bezug auf CCU bewertet.

In Abschnitt 5 werden anschließend verschiedene CCU-Verfahren analysiert. Dabei werden vor allem Aspekte wie Speicherdauern von CO₂ in Produkten und der jeweils damit verbundene Klimanutzen unter-



sucht. Im Kontext der Negativemissionen aber auch für CCU wurde verschiedentlich bereits der Themenkomplex Dauer der Speicherung/Nutzung thematisiert, weshalb es für diese Studie erforderlich scheint, eine strukturierte Aufbereitung der bekannten Speicherdauern für unterschiedliche CCU-Verfahren und Negativ-Emissionen vorzunehmen, um diese unmittelbar in dem Bilanzierungssystem berücksichtigen zu können.

Des Weiteren wird ein systematischer Vergleich mehrerer CO₂-Nutzungs- und -Speicherpfade unter energetischen, ökonomischen und Klimaschutz-Gesichtspunkten vorgenommen. Ausgangspunkt der Untersuchungen in Abschnitt 6 ist dabei als erster Schritt stets Carbon Capture in Süddeutschland, z. B. in einem Zementwerk. Für die weitere Analyse wurden vier verschiedene Pfade miteinander verglichen. Der erste Pfad betrachtet einen Transport des CO₂ an einen Seehafen und die anschließende Speicherung des CO₂ unter der Nordsee. Der zweite Pfad untersucht die Möglichkeit von CCU durch Transport des abgeschiedenen CO₂ an einen Nutzungsstandort, z. B. für die Produktion von SAF. Ergänzend dazu erfolgt eine Abscheidung von CO₂ aus der Atmosphäre über biomassebasierte Verfahren (BECC) oder über Direct Air Capture (DAC) mit anschließender Speicherung unter der Nordsee als Ausgleich. Der dritte Pfad untersucht CCU-Anwendungen am Ort der CO₂-Abscheidung mit Ergänzung von BECC oder DAC inkl. Speicherung von CO₂ unter der Nordsee. Abschließend wird als weitere Alternative eine Speicherung des abgeschiedenen CO₂ in Süddeutschland untersucht.

Kapitel 7 widmet sich der Entwicklung von Kohlenstoffbedarfen in der Industrie und der Rolle von CO₂ aus unvermeidbaren Quellen und DAC. Durch den Verzicht auf fossile Brennstoffe werden die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft und der Industrie massiv sinken, so dass diese nicht als CO₂-Quellen zur Verfügung stehen werden. CO₂ wird aber der wichtigste Kohlenstoffträger für die zukünftige Versorgung all jener Industriezweige sein, die auf kohlenstoffhaltige Rohstoffe angewiesen sind, allen voran die chemische Industrie. Es soll daher aufgezeigt werden, welche Mengen an CO₂ langfristig benötigt werden und wie der CO₂-Bedarf gedeckt werden kann.

In Abschnitt 8 wird ein wesentliches Element der vorliegenden Studie beschrieben. Ausgehend von der Beschreibung der bislang gültigen Emissionsbilanzierung über den europäischen Emissionshandel (EU-ETS) in Abschnitt 3 werden zwei verschiedene Optionen zur CO₂-Bilanzierung entwickelt, die eine Weiternutzung von CO₂ aus Punktquellen in einem treibhausgasneutralen System unter Einbeziehung von bilanziellen Ausgleichsverfahren über DACCS-/BECCS-Ansätze ermöglicht. Die erste Option betrachtet die Situation, wenn Erstemittenten – d. h. eine Punktquelle mit unvermeidbarem CO₂ – als „Verantwortliche“ für entstehende Emissionen zum bilanziellen Ausgleich über Negativemissionen verpflichtet werden. Die zweite Option sieht die Letztemittenten als „Verantwortliche“ für den bilanziellen Ausgleich. Voraussetzung des entwickelten CO₂-Bilanzierungsansatz ist Carbon Capture von CO₂ aus Punktquellen. Die Studie schließt mit Handlungsempfehlungen für die Umsetzung der entwickelten CO₂-Bilanzierungsansätze.



4. Analyse der Rechtsgrundlagen

4.1. Energiewirtschaftlicher und klimapolitischer Rahmen

Um eine entsprechende Ausgangsbasis für die mögliche Einbettung eines Bilanzierungsvorschlags zu schaffen, wird in diesem Kapitel der energiewirtschaftlich und klimapolitisch relevante Rechtsrahmen auf EU- und Bundesebene aufbereitet und im Hinblick auf die Anschlussfähigkeit eines künftigen Bilanzierungsrahmens geprüft. Abbildung 4 zeigt einerseits die unterschiedlichen Ebenen, auf denen EU-Regulatorik ansetzt und gibt einen ersten Überblick, welche Richtlinien, Verordnungen und Gesetze potenziell für die Ausarbeitung eines Systems für den Bilanziellen Ausgleich Relevanz haben könnten.

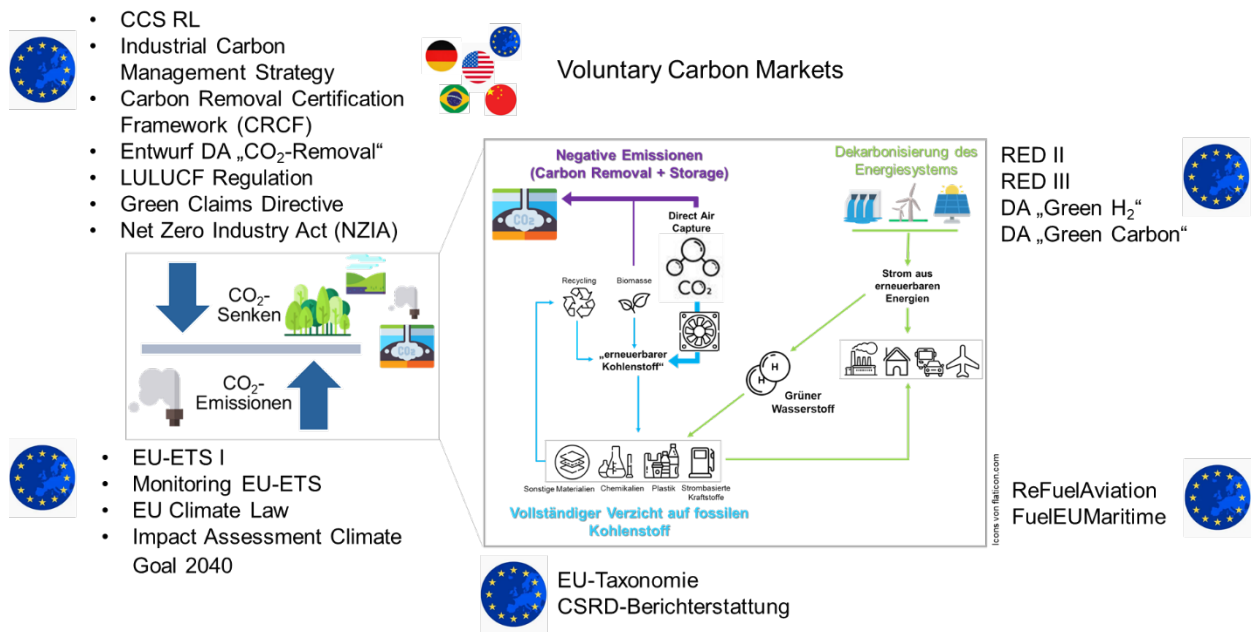


Abbildung 4: Überblick (nicht abschließend) über die potenziell relevanten Gesetze, Richtlinien und Verordnungen auf EU-Ebene.

Die angeführten Regelwerke adressieren unterschiedliche Bereiche, oftmals ist die CO₂-Abscheidung, -Nutzung oder -Speicherung nur indirekt betroffen. Daher sollen nicht alle in Abbildung 4 erwähnten Regelungen hier vertieft betrachtet werden. Dennoch ist es wichtig im weiteren Verfahren auch diese anderen Regelungsbereiche im Blick zu behalten, um sicherzustellen, dass nicht Regelungen in diesen Bereichen die Anschlussfähigkeit des zu entwickelnden Bilanzierungsansatzes torpedieren.

Zu unterscheiden ist auch der jeweilige Zweck und Fokus der unterschiedlichen Dokumente. So setzt das Europäische Klimaschutzgesetz zunächst den übergeordneten Rahmen, indem es das Ziel der Treibhausgasneutralität für Europa bis 2050 fixiert. Es bildet damit die Basis für die weiteren Regelungen zur Umsetzung dieser Zielsetzung, die mit ihren eigenen Zielsetzungen stringent darauf hinarbeiten sollen. Dies



sind u. a. der EU ETS, die RED III, die ReFuelEU Aviation-, die FuelEU Maritime-Verordnung sowie die Delegierten Rechtsakte. Aktuell noch in der Diskussion befindet sich das Zwischenziel für die Treibhausgasreduktion im Jahr 2040. Sollten dieses wie vorgeschlagen mit -90% gegenüber 1990 festgelegt werden, würde das die bisherigen Reduktionspfade im Europäischen Emissionshandel I und somit den Rahmen für die CO₂-Abscheidung für unvermeidbare Emissionen klar bestätigen (siehe unten). Wichtig in diesem Zusammenhang ist auch das Impact Assessment zum Klimaziel 2040, das die Notwendigkeit der CO₂-Abscheidung und -Speicherung ebenso wie das Thema Negativ-Emissionen für die Zielerreichung in Ergänzung zur Umsetzung aller anderen ambitionierten Klimaschutzmaßnahmen auf europäischer Ebene klar herausstellt.

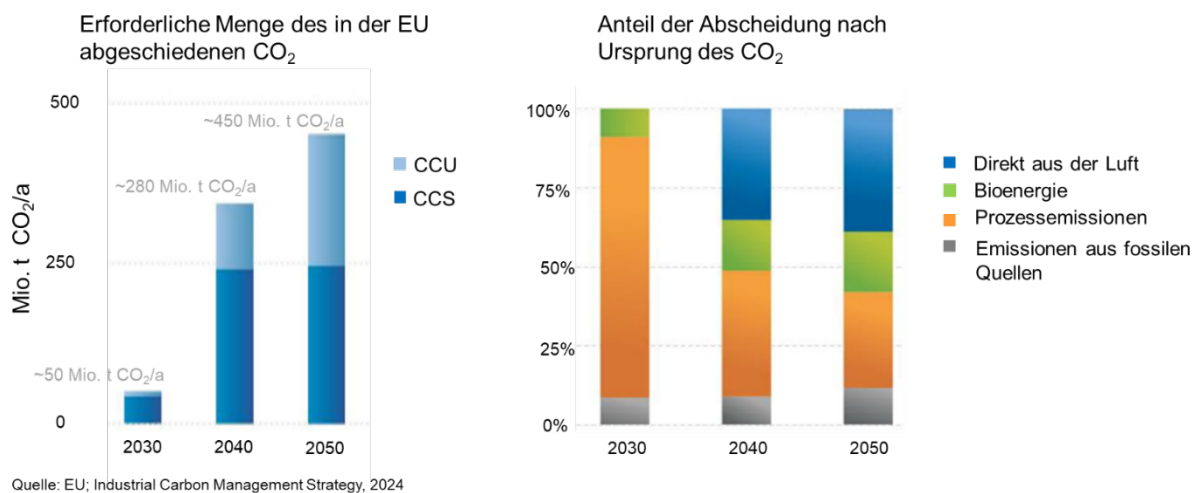


Abbildung 5: Zeitlich gestaffelte Ziele für CCU und CCS in der EU Industrial Carbon Management Strategy sowie Entwicklung der Anteile der CO₂-Quellen an den Abscheidemengen.

Einen Schritt weiter geht die Industrial Carbon Management Strategy (Europäische Kommission, 2024). Sie benennt drei Themenfelder für das CO₂-Management und formuliert klare Zielsetzungen für die erforderlichen Abscheidemengen ebenso wie für deren Herkunft und Verwendung (Abbildung 5):

- CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS): Hier geht es um CO₂ Emissionen fossilen/geologischen, biogenen oder atmosphärischen Ursprungs, die abgeschieden (und transportiert) werden, um sie dauerhaft und sicher geologisch zu speichern. Ziel ist es zu vermeiden, dass zusätzlich weiteres CO₂ in die Atmosphäre gelangt und damit die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre weiter steigt.
- Bei den technischen Lösungen identisch aber mit einem anderen Fokus wird die aktive CO₂-Entnahme aus der Atmosphäre genannt: Hier soll CO₂ biogenen oder atmosphärischen Ursprungs abgeschieden und dauerhaft gespeichert werden, um den CO₂-Gehalt der Atmosphäre aktiv zu verringern. Hierzu zählen neben Direct Air Capture mit CO₂-Speicherung (DACCS) und der Abscheidung von biogenem CO₂ mit Speicherung (BECCS) auch andere Verfahren wie die Produktion von



Biokohle („BioChar“) und das Einbringen in Böden sowie weitere Verfahren, die eine aktive/verstärkte Nutzung von natürlichen CO₂-Senken zum Ziel haben (Carbon Farming, Wiedervernässung von Mooren).

- Als drittes Element des Carbon Managements zählt die CO₂-Abscheidung und -Nutzung (Carbon Capture and Utilization, CCU): Abgeschiedenes CO₂ wird in der Industrie als Ersatz für fossiles CO₂, als Rohstoff für die Produktion synthetischer Produkte, Chemikalien oder Brennstoffe verwendet und ersetzt somit fossilbasierte Roh- oder Hilfsstoffe bzw. den Einsatz fossiler Energieträger. Während anfangs alle Arten von CO₂ genutzt werden sollen, ist es Ziel der Carbon Management Strategy, über die Zeit den Klimanutzen sukzessive darüber zu steigern, dass strategisch die Wertschöpfungsketten zur CO₂-Nutzung auf die Abscheidung von biogenem oder atmosphärischem CO₂ ausgerichtet werden. Diese Zielsetzung findet sich auch im Delegierten Rechtsakt zu Art. 28 RED II/RED III mit der Regelung, dass CO₂ aus fossilen Punktquellen (Stromerzeugungsanlagen) nur bis 2035 und aus anderen industriellen Punktquellen nur bis 2040 anrechenbar ist, wieder.

Die Industrial Carbon Management Strategy stellt eine wichtige Grundlage für die Entwicklung eines Systems für den Bilanziellen Ausgleich dar, weil sie alle für ein solches System erforderlichen Elemente – CO₂-Abscheidung aus unvermeidbaren industriellen Quellen, CO₂-Speicherung, Direct Air Capture, BECCS, CCU - fordert und fördern will und ein erstes Mengengerüst als Orientierung zur Verfügung stellt. Für alle drei Zielsetzungen der Industrial Carbon Management Strategy stellt die Infrastruktur für den CO₂-Transport die wichtigste Grundvoraussetzung dar. Dies gilt auch für CCU, wenn das abgeschiedene CO₂ nicht direkt vor Ort genutzt werden kann.

Eine weitere wichtige Leitplanke auf dieser Ebene bildet der Net Zero Industry Act, mit klaren Hinweisen zur angestrebten Transformation der Industrie hin zur Treibhausgasneutralität und der Benennung von Schlüsseltechnologien für den europäischen Wandel. Hierzu zählen auch CC, BECC, DAC, CCS und CCU. Darüber hinaus enthält der Net Zero Industry Act bzw. daraus abgeleitete weitere Beschlüsse der EU wie der Beschluss (EU) 2025/1479 (Europäische Kommission, 2025) verpflichtende Vorgaben für zahlreiche Unternehmen aus der Öl- und Gasförderbranche bis wann und für welche CO₂-Mengen sie CO₂-Speicherkapazitäten zu entwickeln und bereitzustellen haben. Dies dürfte helfen, die Erschließung von Speicherpotenzialen zu beschleunigen.

Auf der instrumentellen Ebene folgen weitere wichtige Elemente der EU-Klimapolitik. Ein zentrales Element ist das Europäische Emissionshandelssystem bzw. EU-ETS 1. Ausgangspunkt für die Etablierung des EU-ETS 1 in Europa war die im internationalen Klimaschutzabkommens von Kyoto 1997 eingegangene Verpflichtung, einen Beitrag zu den verbindlichen Stabilisierungs- und Reduktionszielen für die Treibhausgasemissionen der Industrienationen zu leisten. Der EU-ETS 1 startete im Jahr 2005. Ihm unterliegen innerhalb Europas alle Anlagenbetreiber von Kraftwerken und Industrieanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung größer 20 MW, bestimmte energieintensive Industriezweige wie Stahl, Zement, Kalk, Glas, Papier, Chemie, sowie Raffinerien und Luftfahrzeug- und Schifffahrtsunternehmen.



Der Emissionshandel funktioniert nach dem Prinzip "Cap and Trade". Der Staat legt mit einer Obergrenze (Cap) fest, wie viele CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq) von den dem EU-ETS 1 unterliegenden Unternehmen insgesamt höchstens emittiert werden dürfen. Durch die Festlegung eines klimapolitisch anspruchsvollen Caps wird das Recht zur Emission von CO₂ ein knappes Gut. Über die Möglichkeit, diese Emissionsrechte zu handeln (Trade), bildet sich ein Preis für CO₂ im Markt. Je nach Höhe des Preises setzt dieser Anreize für die teilnehmenden Unternehmen in Maßnahmen zur CO₂-Vermeidung zu investieren, sodass weniger oder gar keine Zertifikate mehr benötigt werden. Wird beispielsweise ein Erdgaskraftwerk umgerüstet und nutzt zukünftig grünen Wasserstoff, benötigt es keine Zertifikate mehr, sobald der Brennstoffwechsel vollzogen ist, weil kein CO₂ mehr ausgestoßen wird. Der Anreiz ist aber nur gegeben, wenn es kostengünstiger ist, eine Tonne CO₂-Äq zu vermeiden, als eine Emissionsberechtigung/CO₂-Zertifikat zu kaufen. Denn nur dann ist es für die Unternehmen ökonomisch zielführend, technische Maßnahmen zur Emissionsreduzierung vorzunehmen.

Um das mit dem Klimaschutzpaket „Fit for 55“ europaweit verankerte Ziel die Netto-Treibhausgasemissionen bis 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 Prozent zu senken und bis 2050 treibhausgasneutral zu werden, erreichen zu können, wurden im EU-ETS 1 entsprechende Anpassungen vorgenommen. Um eine schnellere Absenkung der jährlichen Obergrenze der Emissionen (Cap) zu erreichen, wurde die jährliche Reduktionsrate auf 4,3 Prozent angehoben. Ab dem Jahr 2028 soll sie 4,4 Prozent betragen, statt bisher 2,2 Prozent. Weitere Änderungen betrafen die Marktstabilitätsreserve, sodass beispielsweise konjunkturell bedingt entstehende Überschüsse sinnvoll begrenzt werden können, um den Wirkungsmechanismus des EU-ETS 1 nicht zu torpedieren. Diese Verschärfung führt dazu, dass nur noch bis 2038 neue Emissionszertifikate ausgegeben werden. Danach sinkt das Cap auf Null, die dem Emissionshandel unterliegenden Unternehmen müssen bis zu diesem Zeitpunkt Treibhausgasneutralität in ihrer Produktion erreichen, um weiter produzieren zu dürfen.

In Abbildung 6, die aus dem Monitoringbericht der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring aus dem Jahr 2024 übernommen ist, ist der EU-ETS vor dem Fit-for-55-Paket in rotbraun dargestellt und der neue EU-ETS 1 in hellrot – jeweils als Teil der europäischen Klimaschutzarchitektur mit dem Ziel der Treibhausgasneutralität über alle Sektoren bis zum Jahr 2050. Die Abbildung zeigt auch, dass noch nicht alle Ziele beschlossen und entsprechende Instrumente in Kraft sind, wie die Ziele zum Carbon Dioxide Removal. Dass hieran intensiv gearbeitet wird zeigt der laufende Prozess zur Entwicklung eines Delegierten Rechtsakts zur Festlegung der Methoden zur Zertifizierung von Aktivitäten zur dauerhaften Kohlenstoffentnahme. Die Arbeiten hieran sind nach Abschluss der Konsultationsphase aktuell in der finalen Phase.

Der Delegierte Rechtsakt wird die Regelungen für die Methodik zur Berechnung der Höhe der Negativemissionen für drei Technologiepfade vorgeben, die Negativzertifikate erhalten sollen: Direct Air Capture and Storage, Bioenergy Carbon Capture and Storage und die Produktion von Biokohle (Biochar) und deren Einbringung in den Boden zur dauerhaften Fernhaltung des CO₂ aus der Atmosphäre. Der Prozess der Er-



arbeitung des Delegierten Akts sollte eng begleitet und beobachtet werden, um sicherzustellen, dass dieses Zertifizierungssystem anschlussfähig an das entwickelte System für den Bilanziellen Ausgleich ist und vice versa.

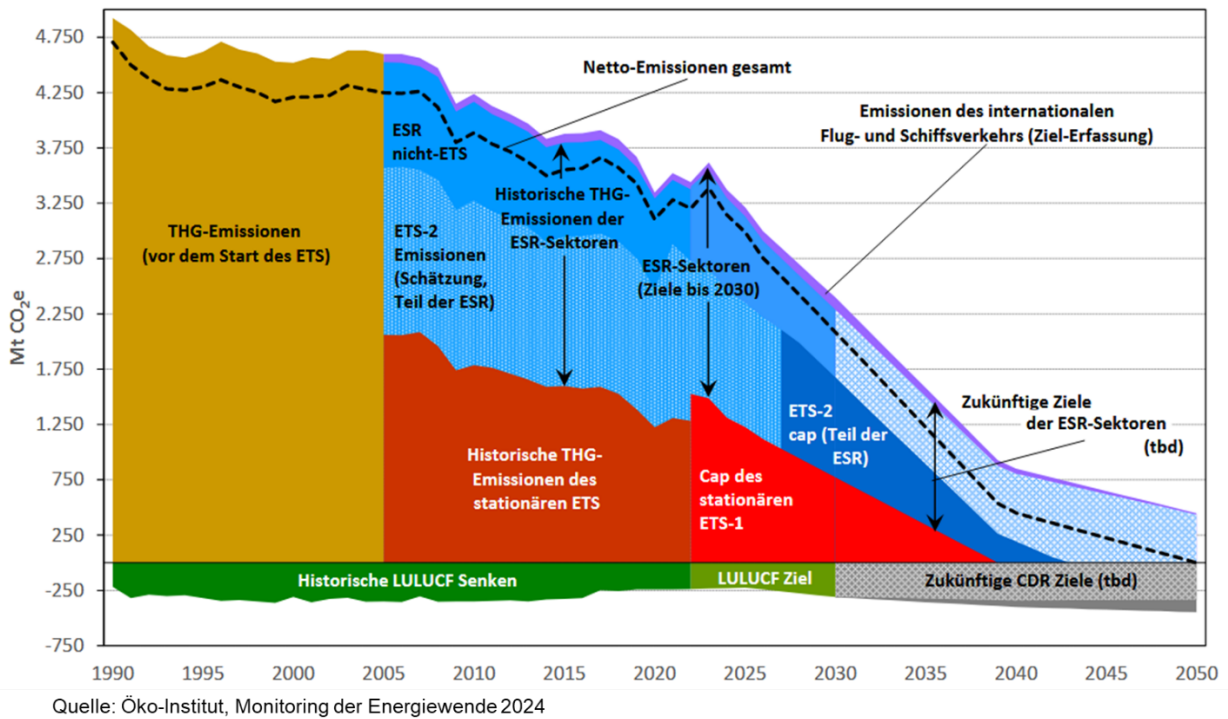


Abbildung 6: Zielarchitektur der EU-Klimaschutzpolitik, 2005-2050 aus (Löschel et al., 2024).

Ein weiterer wichtiger Fakt zum EU-ETS 1 ist, dass es sich um ein System handelt, das durch die Ausgabe von CO₂-Emissionszertifikaten den Käufer des Zertifikats zur Emission berechtigt. Dies umfasst jedoch nur Emissionen, die bei der Verbrennung fossiler Energieträger oder prozessbedingt bei der Verarbeitung geologischer oder fossiler Rohstoffe entstehen und somit zu einer Steigerung der Treibhausgas-Konzentration in der Atmosphäre beitragen. Die bei der Verbrennung von biogenen Brennstoffen oder der Verarbeitung biogener Rohstoffe entstehenden Emissionen werden in diesem System nicht als zertifizierbare Emissionen angesehen und mit Null bilanziert. Hintergrund ist, dass das aus der Biomasse wieder freigesetzte CO₂ ursprünglich durch die Pflanzen aus der Atmosphäre „abgeschieden“ und als Kohlenstoff in der Biomasse „eingelagert“ oder temporär gespeichert wurde.

Um einen bilanziellen Ausgleich zielorientiert etablieren zu können, bedarf es diesbezüglich einer Änderung im EU-ETS 1, die Biomasse betreffend. Die Emissionen aus Biomasse müssen zukünftig in ihrer Menge erfasst werden. Sie können bei Freisetzung an die Atmosphäre weiterhin mit „null“ gehandelt werden, d.h. für die Emissionen von CO₂ aus Biomasse müssen keine CO₂-Zertifikate nachgewiesen werden. Aber für den Fall, dass die Emissionen abgeschieden werden, muss die Menge der CO₂-Emissionen aus Biomasse



bekannt und erfassbar sein, damit sie, wenn sie dauerhaft gespeichert werden, als Negativemissionen anerkannt werden können (siehe hierzu auch Abschnitt 8). Dies gilt insbesondere, wenn es sich bei den eingesetzten Brennstoffen um Mischfraktionen mit Biomasseanteilen handelt. Denn hier werden bei der Installation einer Carbon Capture Anlage alle entstehenden Emissionen abgeschieden (bis auf technisch oder ökonomisch nicht-abscheidbare Restmengen) und gespeichert oder genutzt und hierbei idealerweise im Kreislauf geführt. Hierin sind dann auch biogene Anteile enthalten, die bei Speicherung oder dauerhafter Kreislaufführung des Kohlenstoffs nicht zurück in die Atmosphäre gelangen und daher als Negativemissionen anzuerkennen sind.

Ein weiterer wichtiger Aspekt im EU-ETS 1 ist, dass er bereits CCS als Treibhausgasminderungsoption anerkennt. Etabliert ein EU-ETS-pflichtiges Unternehmen eine CO₂-Abscheidung und speichert das CO₂ nachweislich dauerhaft in einem geologischen Speicher, müssen für diese nachweislich gespeicherte Menge CO₂ keine CO₂-Zertifikate im EU-ETS 1 abgegeben werden. Gleiches gilt in sehr eingeschränktem Maß für CCU. Da hier eine dauerhafte Nutzung (>35 Jahre) nachgewiesen werden muss, sind aktuell nur Mineralisierungsprozesse als Nutzung anerkannt. Dies ist in der Delegierten Verordnung (EU) 2024/2620 geregelt. Als dauerhafte Nutzung wird hier folgendes anerkannt:

- carbonatisiertes Granulat, das ungebunden oder gebunden in mineralischen Bauprodukten verwendet wird;
- carbonatisierte Bestandteile von Zement, Kalk oder anderen hydraulischen Bindemitteln, die in Bauprodukten verwendet werden;
- carbonatisierter Beton, einschließlich Formblöcke, Pflastersteine oder Porenbeton;
- carbonatisierte Ziegel, Fliesen oder andere Mauerwerkseinheiten.

Andere Formen der Nutzung von CO₂ werden bislang nicht im EU-ETS anerkannt. Diese können zwar getätigt werden, allerdings müssen dann für die CO₂-Mengen, die abgeschieden und in andere Nutzungen als die oben angegebenen überführt werden, trotzdem CO₂-Zertifikate im EU-ETS nachgewiesen werden. Dies gilt explizit auch für die Nutzung von CO₂ aus Punktquellen für die Produktion von RFNBO. Dies regelt wiederum der Delegierte Rechtsakt zu Art 28 RED III, in dem genau dies explizit vorgeschrieben ist. CO₂ aus Punktquellen die dem EU-ETS 1 unterliegen ist nur dann für RFNBO anerkannt, wenn für die abgeschiedene und in Nutzung überführte Menge CO₂ weiterhin CO₂-Zertifikate im EU-ETS 1 nachgewiesen werden.

Auch wenn im EU-ETS 1 vorgesehen ist, dass für abgeschiedenes und nachweisbar gespeichertes CO₂ keine Zertifikate nachgewiesen werden müssen, gibt es bislang noch kein Nachweissystem für geologisch gespeichertes CO₂. Dies mag daran liegen, dass es innerhalb Europas noch keine aktiven CO₂-Speicher bzw. -Lagerstätten gibt. Denn eine Regelung darüber, was der Speicherbetreiber bei Einspeicherung von CO₂ erfassen und im Rahmen eines Monitorings berichten müssen, liegt mit der Richtlinie 2009/31/EG, auch CCS-Richtlinie genannt, bereits seit 2009 vor. So ist genau zu erfassen, welche Menge CO₂ zu welchem Zeitpunkt aus welcher CO₂-Quelle in den Speicher eingebracht wird. Hieraus ließe sich sehr einfach ein Speicherzertifikat generieren, das dann dem Betreiber der EU-ETS-pflichtigen Anlage als Speichernachweis



im EU-ETS 1 dienen kann, sodass er für das abgedeckte und gespeicherte CO₂ keine Zertifikate erwerben und nachweisen muss.

Auch für die obengenannten aktuell sehr eingeschränkten Möglichkeiten für CCU in der Mineralisierung wird ein entsprechendes Nachweissystem benötigt.

Ebenfalls zu berücksichtigen sind die Entwicklungen bezüglich des Carbon Removal Certification Framework (CRCF). Dies zielt vor allem auf die Berücksichtigung der Speicherleistung von natürlichen Senken, ähnlich wie die meisten freiwilligen CO₂-Zertifikatsysteme. Das European Scientific Advisory Board on Climate Change hat sich in seiner Publikation "Scaling up carbon dioxide removals" sehr klar positioniert. Die Empfehlung lautet hier eindeutig, Carbon Dioxide Removal (CDR) mittels technischer Mittel wie DACCS und BECCS in Kombination mit entsprechenden Speicherzertifikaten für die dauerhafte geologische Speicherung von CO₂ als Optionen für Negativemissionen in den EU-ETS 1 aufzunehmen bzw. diese darin anzuerkennen, während die temporäre Speicherung in natürlichen Senken etwa durch Aufforstung, Carbon Farming, oder die Wiedervernässung von Mooren im CRCF geregelt werden sollte. Hauptgrund hierfür liegt in der Unberechenbarkeit der Entwicklung der natürlichen Senken – so können z. B. Waldbrände oder Stürme den CO₂-Speicher von Aufforstungsprojekten schlagartig vernichten. Gleiches gilt für Wiedervernässungsprojekte oder Carbon Farming bei Dürren.

Die Anschlussfähigkeit eines bilanziellen Ausgleichssystems insbesondere an den EU-ETS 1 und die CCS-Richtlinie scheint in jedem Fall mit kleineren Anpassungen gegeben.

Auf Bundesebene fehlte bis zur Verabschiedung der Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) am 06.11.2025 der Rechtsrahmen, der insbesondere den Transport und die Speicherung von CO₂ überhaupt legitimiert. Erst die nun folgende Umsetzung des KSpG und damit verbunden die nationale Umsetzung der Ratifizierung der Änderung von Artikel 6 London Protokoll durch eine Anpassung des Hohe-See-Einbringungsgesetzes (HSEG) ermöglichen den grenzüberschreitenden pipelinegebundenen Transport und die geologische Speicherung von CO₂ in Deutschland. CCU oder die Kreislaufführung von Kohlenstoff sind aktuell auch im nationalen Recht nicht verankert. Hier bedürfte es unterstützender Maßnahmen insbesondere im CCU-Bereich, um mit einem System des bilanziellen Ausgleichs eine ökonomisch sinnvolle Option für Carbon Capture Technologien in Deutschland zu eröffnen.

4.2. Status Quo Bilanzierungssystem in der EU und in Deutschland

Das im Rahmen des Vorhabens zu entwickelnde CO₂-Bilanzierungssystem wird nicht in einem „luftleeren Raum“ agieren. Vielmehr existieren bereits viele verschiedene Bilanzierungs- und Zertifizierungssysteme für unterschiedliche Produkte und Verfahren, darunter auch für CO₂. Auch wenn für die beabsichtigten Anwendungsfälle noch kein auf keinen bestehenden und vollständig ausformulierten Ansatz zurückgegriffen kann, wurden vielfältige Erfahrungen mit den Systemen generiert. Auf diese Erfahrungen wurde zurückgegriffen, um das in Kapitel 8 vorgestellte Bilanzierungssystem entwickeln zu können.



So existieren auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene staatliche oder auch privatwirtschaftliche Nachweissysteme für Biomassenachhaltigkeit, für Strom sowie erste Ansätze für (grünen) Wasserstoff und für die Kompensation sowie (Langfrist-) Speicherung von CO₂. Die Systeme werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Funktionsweise und potenzieller Eignung für die Übertragung auf einen CO₂-Bilanzierungsansatz analysiert und anhand eines Kriterienrasters ausgewertet.

4.2.1 Herkunftsnachweissystem für Strom (HKNR)

Das Herkunftsnachweissystem für Strom ist ein zentrales, staatlich geführtes System, das die Ausstellung, Verwaltung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen (HKN) für Strom aus erneuerbaren Energien regelt. Es handelt sich dabei um ein Zertifizierungssystem. Es wird in Deutschland seit 2013 vom Umweltbundesamt (UBA) betrieben und ist gesetzlich im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie in der Herkunftsnachweisregisterverordnung (HkRNDV) geregelt. Ein Herkunftsnachweis (HKN) ist ein digitales Zertifikat, das die Erzeugung von 1 MWh erneuerbarem Strom (z. B. aus Wind-, Solar- oder Wasserkraft) dokumentiert. Die Nachweise enthalten Informationen zur Art, Herkunft, dem Zeitraum und den technischen Details zur Stromerzeugung. Das System ist vom physischen Stromfluss entkoppelt und dient ausschließlich dem bilanztechnischen Nachweis, nicht dem Nachweis des tatsächlichen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen. (ecoplanet, 2025; UBA, 2025a)

Die Ausstellung der Herkunftsnachweise erfolgt in Deutschland ausschließlich durch das Umweltbundesamt. Über das elektronische Herkunftsnachweisregister (HKNR) werden alle Schritte transparent dokumentiert (von der Ausstellung über den Handel bis zur Entwertung). Unternehmen und Stromlieferanten dürfen Strom nur dann als „grün“ oder „Ökostrom“ kennzeichnen, wenn sie entsprechende Herkunftsnachweise besitzen und diese im HKNR entwertet haben. Mit der Entwertung wird sichergestellt, dass die jeweilige Menge Strom aus erneuerbaren Energien nur einmal als solche ausgewiesen wird, was Doppelzählungen verhindert. (ecoplanet, 2025; UBA, 2025a) Für Strom, der nach EEG gefördert wird, dürfen keine HKN ausgestellt werden, um dementsprechend auch eine Doppelvermarktung zu verhindern. Das HKNR ist mit vielen europäischen Systemen gekoppelt, so dass HKN aus dem Ausland in das deutsche HKNR importiert und damit auch in Deutschland genutzt werden. Zugleich können auch deutsche HKN in ausländischen Registern gehandelt werden. Für die Anerkennung ausländischer HKN sind gewisse Standards einzuhalten, so dass die Qualität des HKNR auch durch Import und Export von HKN erhalten bleibt. (UBA, 2025a)

Das Herkunftsnachweissystem wird vor allem für die Stromkennzeichnung und im Stromhandel eingesetzt. Es schafft Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher, die so nachvollziehen können, aus welchen Quellen ihr Strom stammt. Für Unternehmen ist das System zudem ein wichtiges Instrument für die Nachhaltigkeitsberichterstattung und die Verbesserung der CO₂-Bilanz. (ecoplanet, 2025)

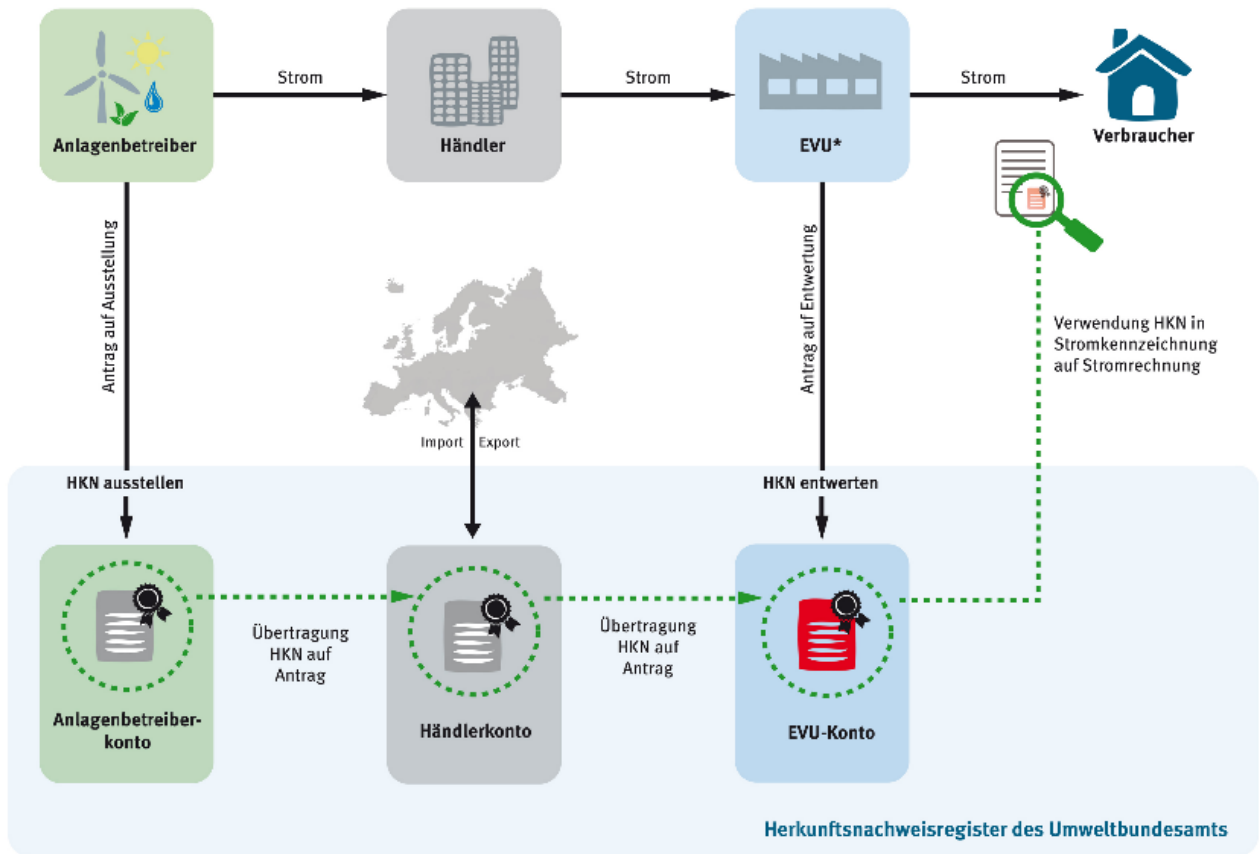


Abbildung 7: Herkunftsnachweissystem für Strom (HKNR) nach (UBA, 2025b).

4.2.2 Herkunftsnachweisregister für Gase und RFNBO2 (HKNR-Gas)

Das Herkunftsnachweisregister für Gase und RFNBOs (HkNR-Gas) ist ein Zertifizierungssystem, dessen Einführung vom Umweltbundesamt aufgrund eines gesetzlichen Auftrags vorangetrieben wird. Es soll der Ausstellung, Verwaltung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsnachweisen für erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gas, einschließlich Wasserstoff und RFNBOs wie grünem Wasserstoff oder synthetischen Kraftstoffen dienen. (BMWE, 2024; UBA, 2024) Das System ist darauf ausgelegt, die Herkunft und die klimafreundliche Erzeugung dieser Energieträger transparent und nachvollziehbar zu dokumentieren. Es wird dabei nicht der tatsächliche Gasfluss gemessen, sondern ausschließlich die Herkunft bzw. Produktionsweise zertifiziert. (BMWE, 2024; IHK, 2025)

Nach Inbetriebnahme des HkNR-Gas soll für jede erzeugte und ins Netz eingespeiste Menge erneuerbaren oder kohlenstoffarmen Gases ein digitaler Herkunftsnachweis ausgestellt werden. Dieser Nachweis enthält Informationen über die Art, Herkunft, Herstellungsweise und Menge des Gases. Die Herkunftsnachweise werden in einer elektronischen Datenbank verwaltet, können gehandelt und an andere Marktteil-



nehmer übertragen werden. Bei der Vermarktung oder Nutzung des Gases werden die Herkunftsnachweise entwertet, um eine doppelte Nutzung auszuschließen. (BMWE, 2024; IHK, 2025) So wird sichergestellt, dass jede zertifizierte Menge nur einmal als erneuerbar oder klimafreundlich ausgewiesen werden kann.

Das System wird eingesetzt, um die Vermarktung, Kennzeichnung und den Handel von erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen innerhalb Deutschlands und EU-weit zu ermöglichen. Es schafft Transparenz für Verbraucher, Unternehmen und Behörden und ist eine zentrale Voraussetzung für die Erfüllung gesetzlicher Vorgaben und die Nachhaltigkeitsberichterstattung. Besonders für die Industrie und Energieversorger ist der Nachweis zertifizierter grüner Gase ein wichtiger Wettbewerbsfaktor. (BMWE, 2024; Goldstein, 2024) Die rechtliche Grundlage für das Herkunftsnachweisregister wurde mit dem Herkunftsnachweisregistergesetz (HkNRG) Anfang 2023 geschaffen, die am 1. Mai 2024 in Kraft getreten ist. Der operative Start des Registers soll im Jahr 2026 erfolgen.

4.2.3 CertifHy

CertifHy ist ein freiwilliges und von der EU offiziell anerkanntes Zertifizierungssystem für erneuerbaren und CO₂-armen Wasserstoff sowie für synthetische Kraftstoffe, das speziell auf die Anforderungen der EU-Richtlinien für nachhaltige Energieträger (RED II / RED III) ausgerichtet ist. Das System prüft und bestätigt, dass Wasserstoff und darauf basierende Kraftstoffe, insbesondere sogenannte RFNBOs, nachhaltig und konform mit den europäischen Vorgaben produziert wurden. Es stellt die Emissionsminderungen und Herkunft von Wasserstoff sowie von synthetischen Kraftstoffen dar und wird durch unabhängige, akkreditierte Zertifizierungsstellen auditiert. (TÜV SÜD, 2025)

CertifHy zertifiziert die gesamte Wertschöpfungskette von Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen von der Erzeugung über die Verarbeitung bis zur Lieferung. Dabei werden durch unabhängige, akkreditierte Zertifizierungsstellen wie TÜV Rheinland oder TÜV Süd Audits durchgeführt, um die Einhaltung der RED II und RED III-Kriterien zu überprüfen, insbesondere hinsichtlich Emissionsminderungen, Herkunft des eingesetzten Stroms und Rückverfolgbarkeit der eingesetzten Energieträger (TÜV Rheinland, 2025). Nach erfolgreicher Prüfung erhalten Unternehmen ein CertifHy-Zertifikat, das als Nachweis für die Konformität mit den europäischen Vorgaben dient und Voraussetzung für den Zugang zu Förderprogrammen und die Erfüllung gesetzlicher Quoten ist. (CertifHy, 2025)

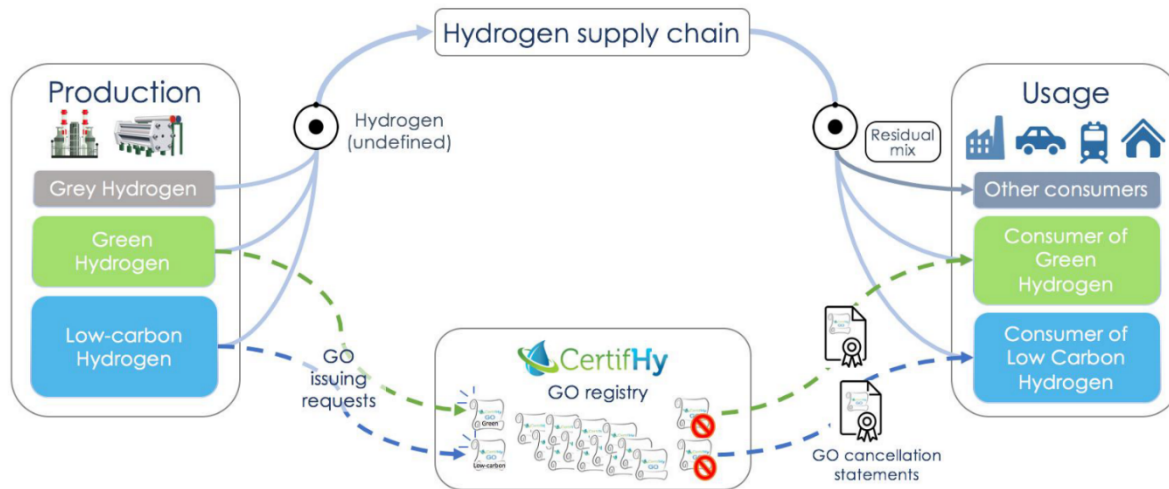


Abbildung 8: Der CertifHy-Prozess nach (CertifHy, 2025).

CertifHy wird europaweit eingesetzt, insbesondere von Produzenten, Händlern und Nutzern von Wasserstoff, die ihre Produkte als RFNBO-konform und mit dokumentiertem Emissionsvorteil vermarkten wollen. Das CertifHy-System ist voll anschlussfähig an europäische Marktmechanismen und regulatorische Vorgaben.

Die tatsächliche Marktdurchdringung von CertifHy ist bislang relativ begrenzt, da der Wasserstoffhochlauf in der EU insgesamt noch schleppend verläuft. Die Nachfrage ist ebenfalls noch gering, viele nationale Systeme für Wasserstoff befinden sich erst im Aufbau und die Zertifizierung ist für Unternehmen mit zusätzlichem administrativem Aufwand verbunden. Dennoch gilt CertifHy als wichtiger Unterstützer für einen funktionierenden europäischen Wasserstoffmarkt, weil es die Grundlage für einen einheitlichen Zertifikatehandel legt und so mittelfristig den Markthochlauf beschleunigen kann. (CertifHy, 2024; neue energie, 2025)

4.2.4 Nachhaltigkeitsnachweissystem für Biokraftstoffe in Deutschland (Nabisy)

Nabisy (Nachhaltige-Biomasse-System) ist das staatliche Nachweissystem der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) für die Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen in Deutschland. Es handelt sich um ein Zertifizierungssystem, das die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien gemäß der EU-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) sowie der deutschen Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) und Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) dokumentiert. (BLE, 2025a, 2025b)

Hersteller und Händler von Biokraftstoffen und Biobrennstoffen müssen für jede Lieferung relevante Nachhaltigkeitsdaten elektronisch in Nabisy hinterlegen. Für jede Weitergabe des Produkts in der Handelskette wird ein digitaler Nachhaltigkeits-Teilnachweis im System auf den neuen Besitzer übertragen. Nur wenn

diese Nachweise lückenlos geführt werden, können Biokraftstoffe in Deutschland auf die gesetzliche Quotenverpflichtung angerechnet werden. (BLE, 2025b)

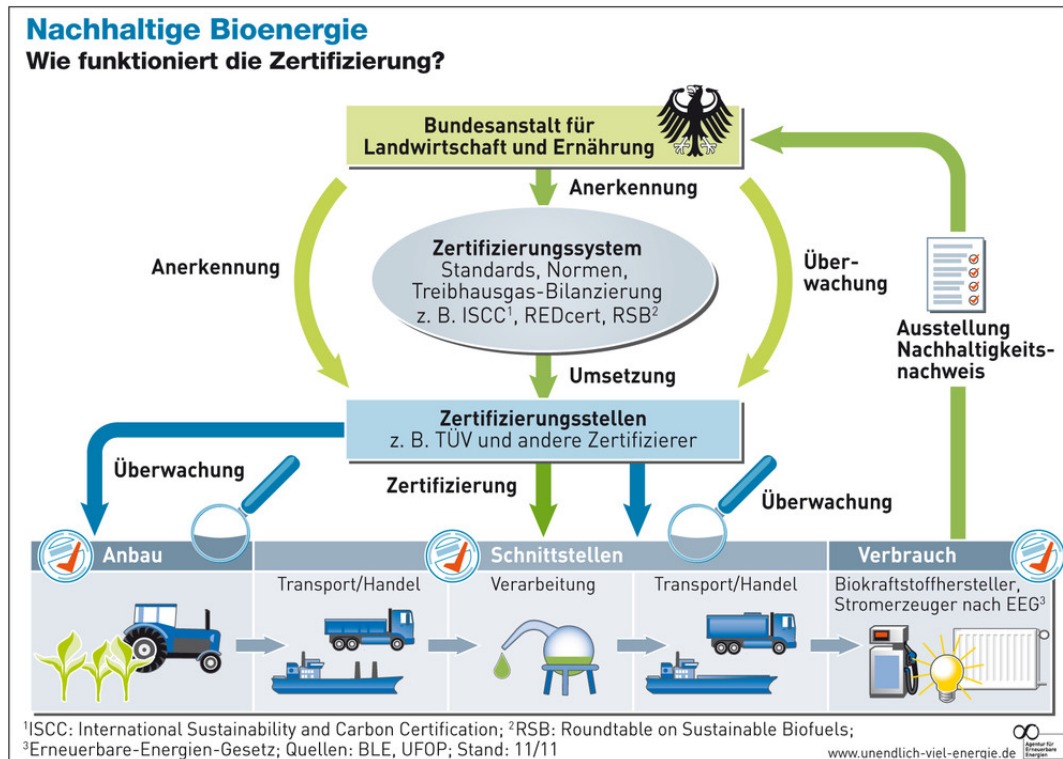


Abbildung 9: Funktionsweise der Zertifizierung nachhaltiger Bioenergie in Deutschland nach (FNR, 2025).

Nabisy ist zentral für die Kontrolle und Nachverfolgung nachhaltiger Biokraftstoffe im deutschen Markt. Behörden wie Hauptzollämter, die Biokraftstoffquotenstelle, die Deutsche Emissionshandelsstelle und weitere zuständige Stellen haben direkten Zugriff auf das System. Zudem ist Nabisy über Schnittstellen mit anderen EU-Mitgliedstaaten verbunden. Die zuständigen Behörden von EU-Ländern können ebenfalls auf Nabisy zurückgreifen, um die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen bei grenzüberschreitendem Handel zu überprüfen. Produzenten und Händler müssen Informationen zur Nachhaltigkeit jeder Lieferung gemäß EU-Vorgaben bereitstellen, wodurch die Kompatibilität mit anderen europäischen Systemen sichergestellt wird. (BLE, 2025b, 2025b) Das System wurde im Zuge der Umsetzung der europäischen Vorgaben zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen eingeführt und ist seit 2010/2011 in Betrieb.

4.2.5 Verified Carbon Standard (VCS) von Verra

Der Verified Carbon Standard (VCS) von Verra ist der weltweit am meisten genutzte Standard zur Zertifizierung von Projekten, die Treibhausgasemissionen reduzieren oder aus der Atmosphäre entfernen. Verra ist eine 2007 gegründete gemeinnützige Organisation aus den USA, die mit dem VCS einen robusten Rahmen für CO₂-Kompensationsprojekte bereitstellt. Ziel des VCS ist es, durch fundierte und transparente



Methoden sicherzustellen, dass jede ausgegebene Gutschrift, eine sogenannte Verified Carbon Unit (VCU), tatsächlich einer Tonne CO₂ (nachweislich vermieden oder entfernt) entspricht. Jede nachgewiesene Tonne CO₂ wird dann mit einem sogenannten VCU im öffentlichen Verra-Register dokumentiert. (Verra, 2025a)

Der VCS fungiert als Rahmen, der festlegt wie Projekte zur Reduktion oder Entfernung von Treibhausgasemissionen entwickelt und überwacht werden müssen. Daher durchlaufen Projekte, die nach dem VCS-Standard zertifiziert wurden, einen mehrstufigen Prüfprozess. Zunächst wird das Projektdesign von unabhängigen Dritten geprüft, anschließend werden die tatsächlich erzielten Emissionsreduktionen oder -entnahmen regelmäßig überwacht und verifiziert. (Verra, 2025b) Die Funktionsweise des VCS basiert auf strengen Qualitätsprinzipien. Daher müssen die Emissionsreduktionen real, messbar, zusätzlich, dauerhaft, unabhängig geprüft, konservativ berechnet, eindeutig nummeriert und transparent gelistet sein. (Verra, 2025b) Diese Prinzipien sollen sicherstellen, dass die ausgegebenen VCUs einen tatsächlichen positiven Klimaschutzeffekt haben und nicht doppelt gezählt werden.

Im Markt werden VCUs von Unternehmen, Organisationen und Privatpersonen genutzt, um unvermeidbare Emissionen zu kompensieren. Die VCUs können in freiwilligen Klimabilanzen, ESG-Berichten oder zur Erreichung selbstgesetzter Klimaziele verwendet werden. Zudem sind die Zertifikate handelbar, jedoch nicht für die Erfüllung regulatorischer Pflichten wie den EU-Emissionshandel (EU-ETS) vorgesehen. Zu den typischen Einsatzbereichen des Verified Carbon Standard zählen Projekte in den Bereichen erneuerbaren Energien, Forst- und Landwirtschaft (z. B. Aufforstung), Methanvermeidung sowie auch technologische CO₂-Entnahme und -Speicherung. (SustainCERT, 2023)

4.2.6 Gold Standard

Der Gold Standard wurde 2003 von internationalen Umweltorganisationen wie dem WWF in Leben gerufen. Ziel war es, Klimaschutzprojekte zu fördern, die sowohl ökologisch als auch soziale und wirtschaftliche Entwicklungsziele verfolgen. Das Zertifizierungssystem basiert im Wesentlichen auf Freiwilligkeit. Unternehmen, Organisation oder auch Privatpersonen können sich dafür entscheiden ihre CO₂-Emissionen durch den Kauf von Zertifikaten aus Gold-Standard-Projekten auszugleichen. (natureOffice, 2025)

Der Gold Standard bewertet weit mehr als nur die Reduktion von Treibhausgasemissionen. Projekte müssen nachweisen, dass sie einen messbaren Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung leisten, z. B. durch die Förderung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz, sauberem Trinkwasser oder Gesundheit. Die Einbindung der lokalen Bevölkerung und die Berücksichtigung ökologischer Aspekte sind zentrale Anforderungen. Zudem werden auch die 17 Nachhaltigkeitsziele der Vereinten Nationen (SDGs) explizit adressiert. (Gold Standard, 2025)

VERs (Verified Emission Reductions) sind die Zertifikate, die durch Gold-Standard-Projekte im freiwilligen Markt generiert werden. Diese bescheinigen, dass durch das jeweilige Projekt eine bestimmte Menge an CO₂-Äquivalenten tatsächlich reduziert oder gebunden wurde. (Gold Standard, 2025; TÜV NORD, 2025)



Der Gold Standard ist regulatorisch nicht direkt an den EU-ETS anschlussfähig. Projekte und Zertifikate im freiwilligen Markt werden nicht zwangsläufig für die Erfüllung gesetzlicher Reduktionsverpflichtungen im EU-ETS anerkannt. Allerdings hat der Gold Standard aufgrund der hohen Anforderungen und Transparenz international eine relativ große Anerkennung und wird von Unternehmen, Organisationen, Projektentwicklern und Investoren im Rahmen von Klimaschutzmaßnahmen. (natureOffice, 2025; TÜV NORD, 2025)

4.2.7 Puro Standard von Puro.earth

Puro.earth ist ein freiwilliger Standard für die Zertifizierung von Methoden zur dauerhaften Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre. Seit der Gründung im Jahr 2019 hat sich Puro.earth als Pionier etabliert, der ausschließlich auf Projekte setzt, die CO₂ dauerhaft entfernen und speichern. (puro.earth, 2025a)

Ein Kernelement ist der Puro Standard, der wissenschaftlich fundierte Methoden für verschiedene Technologien zur CO₂-Entfernung bereitstellt, darunter Pflanzenkohle (Biochar) und geologische Speicherung mit Carbon Capture and Storage. Für jede Methode ist festgelegt, wie die Entfernung des CO₂ berechnet wird, welche Umwelt- und Sicherheitsstandards eingehalten werden müssen und wie die Projekte unabhängig verifiziert werden. (puro.earth, 2025a)

Puro.earth zertifiziert Anbieter von CO₂-Entfernungsprojekten, die nachweisen können, dass das CO₂ aus der Atmosphäre oder aus nachhaltigen biogenen Quellen abgeschieden und dauerhaft (mindestens 100 bis mehrere tausend Jahre) speichern. Die Zertifizierung erfolgt durch unabhängige Dritte zur Gewährleistung von Glaubwürdigkeit und Transparenz. Die zertifizierten Projekte erhalten sogenannte CO₂ Removal Certificates (CORCs; Zertifikate für die CO₂-Entfernung). Ein CORC entspricht dabei einer Tonne CO₂, die nachgewiesen und dauerhaft aus der Atmosphäre entnommen wurde. (puro.earth, 2025b) Über das Puro-Register werden die CORCs ausgestellt, verwaltet und der Lebenszyklus transparent nachverfolgt, wodurch Doppelzählungen verhindert werden sollen. Unternehmen können CORCs erwerben und diese zur Kompensation verwenden (puro.earth, 2025a).

4.3. Auswertung der verschiedenen Ansätze anhand eines Kriterienrasters

Die im vorangegangenen Abschnitt betrachteten Bilanzierungs- bzw. Zertifizierungssysteme wurden als Vorbereitung zur Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungsansatzes einer kritischen Bewertung unterzogen. Eine Schwierigkeit bei der Analyse und Bewertung der verschiedenen Systeme lag in den unterschiedlichen Produkten, die bilanziert bzw. zertifiziert werden und die mögliche Übertragbarkeit auf ein CO₂-basiertes System, das sowohl Speicherung als auch Nutzung ermöglicht. Die Bandbreite an verschiedenen Ansätzen war jedoch erforderlich, um die verschiedenen Methoden miteinander vergleichen und gegenseitig abwägen zu können. Zudem ist den verschiedenen Systemen gemein, Doppelzählungen zu vermeiden und die Ergebnisse transparent darzustellen, was eine wichtige Voraussetzung auch für ein CO₂-Bilanzierungsansatz ist.



4.3.1 Kriterienraster für die betrachteten Ansätze

Die Bewertung der bestehenden Ansätze auf deutscher, europäischer und internationaler Ebene wurde mit dem Ziel durchgeführt, Anforderungen an ein zukünftiges CO₂-System für einen bilanziellen Ausgleich unvermeidbarer Emissionen anhand Berücksichtigung wichtiger Kriterien abzuleiten. Hierfür wurden sieben wichtige Kriterien definiert, die auf den QU.A.L.I.TY-Kriterien eines Arbeitsdokuments der EU-Kommission für einen Vorschlag für eine Verordnung zur Schaffung eines EU-Zertifizierungsrahmens für die CO₂-Entnahme ansetzen: Quantifizierung (QU), Zusätzlichkeit (A), langfristige Speicherung (L) und Nachhaltigkeit (ITY) (Europäischer Rat, 2024). Alle sieben Kriterien werden folgender qualitativer Bewertungsskala analysiert: Wird ein Kriterium vollumfänglich oder größtenteils erfüllt wird es mit „+“ bewertet. Wird ein Kriterium teilweise erfüllt oder zumindest nicht negativ beeinflusst wird die Bewertung „0“ vergeben. Können die Anforderungen nur gering oder gar nicht erfüllt werden, wird die Bewertung „-“ erreicht.

- **Quantifizierung:** Das Kriterium betrachtet, ob und wie zuverlässig die relevanten Produktmengen oder Energieflüsse im betrachteten System erfasst und dokumentiert werden. Ein hoher Standard in der Quantifizierung ist Voraussetzung für eine glaubwürdige Zertifizierung und Bilanzierung, später dann auch für eine regulatorische Anrechnung.
- **Zusätzlichkeit:** Mit dem Kriterium der Zusätzlichkeit soll geprüft werden, ob die betrachteten Systeme Anreize bieten, dass Produkte oder Projekte erzeugt bzw. realisiert werden, d. h. ob ein zusätzlicher Umweltnutzen generiert wird. Die Zusätzlichkeit ist insbesondere in der Klimapolitik relevant, um eine tatsächliche Wirkung gegenüber dem Status Quo sicherzustellen. Wenn Produkte oder Projekte auch ohne ein zugrundeliegendes System erzeugt bzw. umgesetzt worden wären, ist die Zusätzlichkeit nicht gegeben bzw. die Anreizwirkung zu gering.
- **Langfristige Speicherung:** Dieses Kriterium kann im Prinzip nur für diejenigen Systeme ausgewertet werden, die CO₂-Speicherung oder CO₂-Langfristbindung adressieren. Im Wesentlichen betrifft dies den VCS von Verra sowie den Puro Standard von Puro.earth. Die weiteren betrachteten Systeme umfassen andere Produkt- oder Projektkategorien. Für die betrachteten Systeme ist bei der Bewertung des Kriteriums entscheidend, ob bei Ausstellung von CO₂-Zertifikaten eine dauerhafte CO₂-Entnahme gewährleistet ist und nachverfolgt werden kann. Nur dann kann ein Ausgleich in einer THG-Bilanz langfristig Bestand haben.
- **Nachhaltigkeit:** Bewertet wird, ob die betrachteten Systeme ökologische und auch soziale Mindeststandards erfüllen und mit bestehenden EU-Kriterien wie der Taxonomie und dem „Do No Significant Harm“-Prinzip (DNSH) kompatibel sind. Nachhaltigkeit gilt dabei nicht nur dem Klimaschutz, sondern auch der gesellschaftlichen Akzeptanz.
- **Komplexität:** Die Umsetzbarkeit eines Zertifizierungs- oder Bilanzierungssystems in der Praxis ist maßgeblich für die Verbreitung und Akzeptanz. Komplexe Systeme mit hohen Audit- und Dokumentationsanforderungen können eine Hürde für Unternehmen, insbesondere für KMU darstellen, wodurch die Markteinführung und Verbreitung eines Systems erschwert werden. Dieses Be-



wertungskriterium stellt damit wertvolle Informationen bereit, inwiefern die betrachteten Systeme hinsichtlich ihres Komplexitätsgrades für die Übertragung auf einen CO₂-Bilanzierungsansatz geeignet sind.

- **Schutz vor Missbrauch:** Mit diesem Kriterium wird bewertet, wie robust die betrachteten Systeme gegenüber Missbrauch bzw. Fehlanreizen sind. Die Systeme sollen insbesondere gegen Greenwashing und Doppelnutzung abgesichert sein und sicherstellen, dass die geforderten Anforderungen auch eingehalten werden.
- **Übertragbarkeit auf CCU:** CO₂ kann nicht nur gespeichert (CCS), sondern auch stofflich genutzt (CCU) werden. Dies ist ein wesentlicher Treiber für die Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungsansatzes insbesondere für Emittenten unvermeidbarer Emissionen aus Punktquellen. Die betrachteten Systeme sollen daher dahingehend geprüft werden, inwiefern und in welchem Umfang sich die in den Systemen enthaltenen Ansätze und Kriterien für den Anwendungsfall CCU eignen und überführen lassen. Dabei sind flexible und sektorübergreifende Einsatzmöglichkeiten zu schaffen bzw. zu fördern.

4.3.2 Ergebnisse der Bewertung der verschiedenen Ansätze

Die Bewertung der in Abschnitt 4.2 betrachteten Zertifizierungs- und Bilanzierungssysteme anhand der sieben Kriterien zeigt, dass kein System alle Anforderungen vollumfassend erfüllen kann (Tabelle 1).¹

Tabelle 1: Ergebnisse der Bewertung der betrachteten Zertifizierungs- und Bilanzierungssysteme.

Kriterium	HKN Strom	HKN Gase	CertifHy	Biokraftstoffe (Nabisy)	Puro.earth	VCS (Verra)	Gold Standard
Quantifizierung	+	+	+	+	+	+	+
Zusätzlichkeit	-	0	0	0	+	+	+
Langfristige Speicherung	-	-	-	-	+	+	-
Nachhaltigkeit	-	-	0	0	+	0	+
Komplexität	+	0	0	-	0	-	-
Schutz vor Missbrauch	+	+	+	0	0	0	0
Übertragbarkeit auf CCU	+	0	+	-	0	+	0

Das Kriterium **Quantifizierung** wird von allen betrachteten Systemen erfüllt. Alle Zertifizierungs- und Bilanzierungssysteme erfassen die zugrundeliegenden Produkte quantitativ bzw. ermöglichen eine quantitative Betrachtung der Effekte von initiierten (Klimaschutz-) Projekten. **Zusätzlichkeit** liegt im Wesentlichen nur bei VCS, dem Gold Standard sowie dem Puro Standard vor. Bei CertifHy sowie der Zertifizierung von Biokraftstoffen kann von einem zusätzlichen Umweltnutzen in einigen Fällen ausgegangen werden. Das Herkunftsnachweissystem für Strom stellt lediglich HKN für produzierte Grünstrommengen aus, bietet aber selbst keinen Anreiz für zusätzlichen Strom aus erneuerbaren Energien. Beim Herkunftsnachweisregister hängt es von der konkreten Ausgestaltung ab, ob ggf. wie bei CertifHy potenziell zusätzlicher Umweltnutzen entstehen kann. **Langfristige Speicher**projekte können nur über die den Puro Standard sowie VCS betrachtet werden, alle anderen Systeme haben dies nicht im Fokus. Der Gold Standard befasst sich

¹ Für eine detailliertere Bewertung der betrachteten Zertifizierungs- und Bilanzierungssysteme wird auf die Tabelle im Anhang verwiesen.



zwar auch mit CO₂-Emissionen, der Fokus liegt hier jedoch auf der Vermeidung von Emissionen und der Speicherung mittels naturbasierter Verfahren. **Nachhaltigkeitskriterien** stehen im Wesentlichen insbesondere beim Puro Standard sowie beim Gold Standard im Mittelpunkt. Andere Ansätze betrachten diese Aspekte systembasiert nicht – hier geht es im Wesentlichen um die Erfassung von Mengen – oder nur zum Teil. Die geringste **Komplexität** der betrachteten Systeme liegt beim Herkunftsnachweisregister für Strom vor. Insbesondere die Zertifizierung von Biokraftstoffen oder auch die Betrachtung von Klimaschutzprojekten sind relativ aufwendig gestaltet, was oftmals in der Natur der Sache liegt. **Schutz vor Missbrauch** ist im Prinzip in allen Systemen gewährleistet. Eine hohe Komplexität oder auch privatwirtschaftliche Ansätze sind jedoch oftmals mit gewissen Risiken verbunden. Insbesondere Nabisy steht immer wieder in der Kritik, im Zusammenhang mit der Nachhaltigkeit von Rohstoffen wie Palmöl. Aus diesem Grund dürften insbesondere die Herkunftsnachweissysteme sowie CertifHy den besten Schutz vor Missbrauch bieten. Insbesondere hinsichtlich der Bewertung der **Übertragbarkeit aus CCU** scheinen sich die Herkunftsnachweisregister für Strom – ja nach konkreter Ausgestaltung auch für Gase –, CertifHy sowie VCS sowie ggf. auch der Puro Standard zu eignen. Die Bewertung identifiziert zudem wertvolle Ansätze aus weiteren verschiedenen Systemen, die in die Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungsansatzes eingeflossen sind, so dass sich darin verschiedene Ansätze wiederfinden werden.

4.4. Ableitung von Anforderungen für ein zukünftiges CO₂-System für einen bilanziellen Ausgleich

Im Rahmen der Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungssystems wurden verschiedene bestehende Zertifizierungs- und Bilanzierungsinstrumente analysiert: das Herkunftsnachweissystem für Strom und sich in Entwicklung befindliche Herkunftsnachweissystem für Gase, CertifHy, das Nachhaltigkeitsnachweissystem für Biokraftstoffe (Nabisy) sowie internationale (Klimaschutz-) Standards wie den Verified Carbon Standard (VCS) von Verra, den Gold Standard sowie den Puro Standard von Puro.earth. Ziel der Untersuchung war es, mittels verschiedener definierter Bewertungskriterien zu identifizieren, welche bestehenden Ansätze und Komponenten für den eigenen Ansatz relevant sind und übertragen werden können.

Die Auswertung der Bewertungskriterien zu den verschiedenen Zertifizierungs- und Bilanzierungssystemen ergab, dass der neu zu entwickelnde Ansatz im Wesentlichen auf den Prinzipien der Herkunftsnachweissysteme für Strom – perspektivisch auch für Gase – aufbauen sollte. Ausschlaggebend hierfür ist insbesondere, dass die den Systemen zugrundeliegende hohe **Quantifizierbarkeit** auch ein wichtiger Bestandteil für das CO₂-Bilanzierungssystem ist, da es um die technische Erfassung von CO₂-Abscheidung und -Speicherung gehen wird. Zudem weist das Herkunftsnachweisregister im Vergleich zu den anderen Systemen eine relativ **geringe Komplexität** auf. Dies ist für die Markteinführung und -akzeptanz des neuen Ansatzes entscheidend. Zudem bieten die HKN-Systeme durch ihre klare **Nachweisführung und standardisierte Datenverarbeitung** einen wirksamen Schutz vor Missbrauch, was für die Glaubwürdigkeit, Transparenz und Integrität des Bilanzierungsansatzes zentral ist. Für das CO₂-Bilanzierungssystem ist zudem die **Übertragbarkeit** bestehender Ansätze auf CCU-Anwendungen wichtig. Neben den HKN-Systemen sind in



diesem Kontext auch Puro.earth und VCS von Interesse, da diese Systeme bereits Mechanismen zur Zertifizierung der langfristigen CO₂-Speicherung etabliert haben. Elemente aus diesen Standards können wertvolle Impulse liefern, um den eigenen Ansatz um langfristige Speicherkomponenten zu ergänzen und so eine höhere Klimawirksamkeit nachzuweisen. Insgesamt basiert der gewählte Ansatz damit auf einem robusten, quantifizierbaren und praxisnahen Fundament, das zugleich Raum für die Integration zukunftsorientierter Zertifizierungsprinzipien bietet (siehe Abschnitt 8).



5. Analyse von CCU-Verfahren hinsichtlich CO₂-Speicherdauern und Klimanutzen

5.1. Die aktuelle Rolle von Carbon Capture and Utilization in Carbon Management und Klimaschutz

Diesem Kapitel seien einige Vorüberlegungen vorangestellt, um ein vollständiges Bild bezüglich der aktuellen Einordnung von Carbon Capture and Utilization (CCU) in den Klimaschutzkontext zu zeichnen und weitergehende Überlegungen bezüglich des Klimaschutznutzens von CCU und dessen Anerkennungsmöglichkeiten durch eine Weiterentwicklung des geltenden Rechtsrahmens zu ermöglichen.

**Ziel 1:
Klimaschutz**

**Ziel 2:
Unabhängigkeit von
fossilen Rohstoffen**

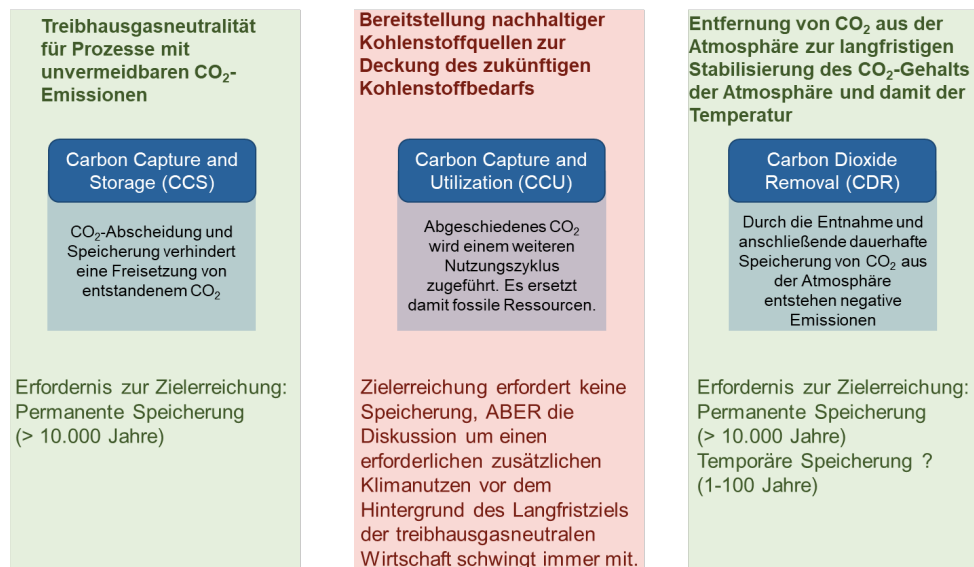


Abbildung 10: Die drei Säulen des Carbon Managements – Unterschiedliche Zielsetzungen für CCS, CCU und CDR.

Abbildung 10 zeigt zunächst die drei Elemente des Carbon Managements und die jeweils aktuell damit verbundenen Ziele.

Carbon Capture and Storage (CCS) ist ein Instrument des Klimaschutzes und ermöglicht die Treibhausgasneutralität auch für Prozesse mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen. Um dem gerecht zu werden sind nur permanente Speicherlösungen zulässig. Dies ist einerseits die geologische Speicherung im Untergrund und andererseits die „Speicherung“ über eine permanente chemische Bindung, die nach der aktuellen Rechtsprechung jedoch nur bei mineralisch gebundenem CO₂ erreicht wird.

Carbon Dioxide Removal (CDR) folgt klar dem Ziel des Klimaschutzes, wobei es in diesem Fall um die aktive Entfernung von CO₂ aus der Atmosphäre zur langfristigen Stabilisierung des CO₂-Gehalts der Atmosphäre und damit der globalen Durchschnittstemperatur geht. Auch hier stellt sich die Frage der Speicherdauern,



denn gerade bei natürlichen Verfahren wie dem Aufforsten von Wäldern handelt es sich in der Regel um temporäre Speicher, deren Speicherdauer schwer prognostizier- und im Voraus quantifizierbar ist. Hinzu kommt die zunehmende Vulnerabilität der natürlichen Verfahren durch den fortschreitenden Klimawandel. Lediglich für die technischen Abscheideverfahren – Carbon Capture an Biomasseanlagen (BECC) und Direct Air Capture (DAC) zur Direktabscheidung von CO₂ aus der Luft – können in Verbindung mit geologischer Speicherung (oder Mineralisierung) eine dauerhafte Speicherung garantieren.

Carbon Capture and Utilization (CCU) verfolgt dagegen zunächst nicht prioritär das Ziel durch Reduktion von CO₂-Emissionen zum Erreichen der Klimaziele beizutragen. CCU wird vielmehr als Option gehandelt, langfristig als Kohlenstoffquelle dienen zu können, wenn aus Gründen des Klima- und Umweltschutzes keine fossilen Kohlen(wasser)stoffe mehr zum Einsatz kommen dürfen. Über CCU hergestellte Kohlenwasserstoffe ersetzen somit fossile Kohlenwasserstoffe. Damit hat CCU per se einen Klimanutzen, weil je nach Einsatzgebiet des fossilen Kohlenwasserstoffs die Emission von zusätzlichem fossilen CO₂ am Ende des Nutzungszyklus vermieden wird. So wird durch CCU im Vergleich zum Status Quo per se die Treibhausgasemission halbiert. Es wird zwar während oder nach der Nutzungsphase des Produkts weiterhin CO₂ emittiert. Dieses wurde jedoch vorher aus Prozessen mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen, aus Biomasse-nutzungsprozessen oder DAC abgeschieden.

Stammt das CO₂ aus biogenen Quellen oder DAC kann für den Gesamtprozess (Abscheidung, Nutzung, Freisetzung) Treibhausgasneutralität unterstellt werden. Stammt das CO₂ hingegen aus Prozessemissionen und ist nicht biogenen Ursprungs wie bei der Zement- oder Kalkherstellung, kommt es durch die Freisetzung zu einer weiteren Anreicherung des CO₂ in der Atmosphäre, auch wenn diese im Vergleich zur Ausgangssituation (Freisetzung des CO₂ ohne CCU plus Freisetzung des CO₂ aus der Nutzung des Produkts) nur noch maximal halb so groß ist.

Während CCS und CDR also primär das Ziel des Klimaschutzes verfolgen, das aber nur bei einer langfristigen Speicherung des CO₂ erreicht werden kann, wird CCU nicht unter der Zielsetzung des Klimaschutzes propagiert. Dennoch wird die Diskussion um den notwendigen zusätzlichen Klimanutzen von CCU vor dem Hintergrund des Langfristziels der treibhausgasneutralen Wirtschaft aktiv geführt. Hier kommt dann die Frage nach der CO₂-Speicherdauer in den jeweiligen möglichen Anwendungen zum Tragen.

5.2. CCU als temporärer CO₂-Speicher?

Eine Literaturanalyse zur Frage der temporären Speicherung von CO₂ über CCU blieb ergebnislos, da das Thema CCU unter diesem Aspekt bislang nicht wissenschaftlich beleuchtet wurde. Daher wurde ein anderer Ansatz gewählt. Zunächst erfolgte eine systematische Analyse der möglichen CO₂-Anwendungsbereiche, um Ansätze für mögliche Klassierungen zu identifizieren.



5.2.1 Klassifizierung der Speicherdauern nach Art der CO₂-Nutzung - Vorüberlegungen

Abbildung 11 zeigt eine grobe Unterteilung, wobei diese noch nichts über die in den einzelnen Bereichen tatsächlich benötigten Mengen aussagt. Der aktuell mengenbezogen größte Anwendungsbereich ist darüber hinaus in Abbildung 11 nicht benannt. Dies ist der physische Einsatz von CO₂ im Rahmen des Enhanced Oil and Gas Recovery (EOR und EGR), d.h. das Einbringen von CO₂ in Erdöl- und Erdgasförderstätten mit dem Ziel der Erhöhung der Förderausbeute und damit der Gewinnung fossiler Energieträger. Auch wenn das Verfahren ähnlich klingt wie die geologische Speicherung von CO₂ ist dies mitnichten gleichzusetzen. Denn die Lagerstätten für Öl und Gas werden nicht im Vorfeld auf ihre Dichtheit geprüft, so dass nicht sichergestellt ist, dass das eingebrachte CO₂ in den Lagerstätten verbleibt. Teile des CO₂ werden auch im geförderten Mineralöl und Erdgas gelöst wieder ausgetragen. Das Verfahren und die hierfür benötigten CO₂-Mengen werden hier allerdings aus einem anderen Grund nicht beachtet: Es steht in einem klaren Widerspruch zu einer treibhausgasneutralen Zukunft ohne bzw. mit stark eingeschränkter Nutzung von fossilen Kohlenwasserstoffen.

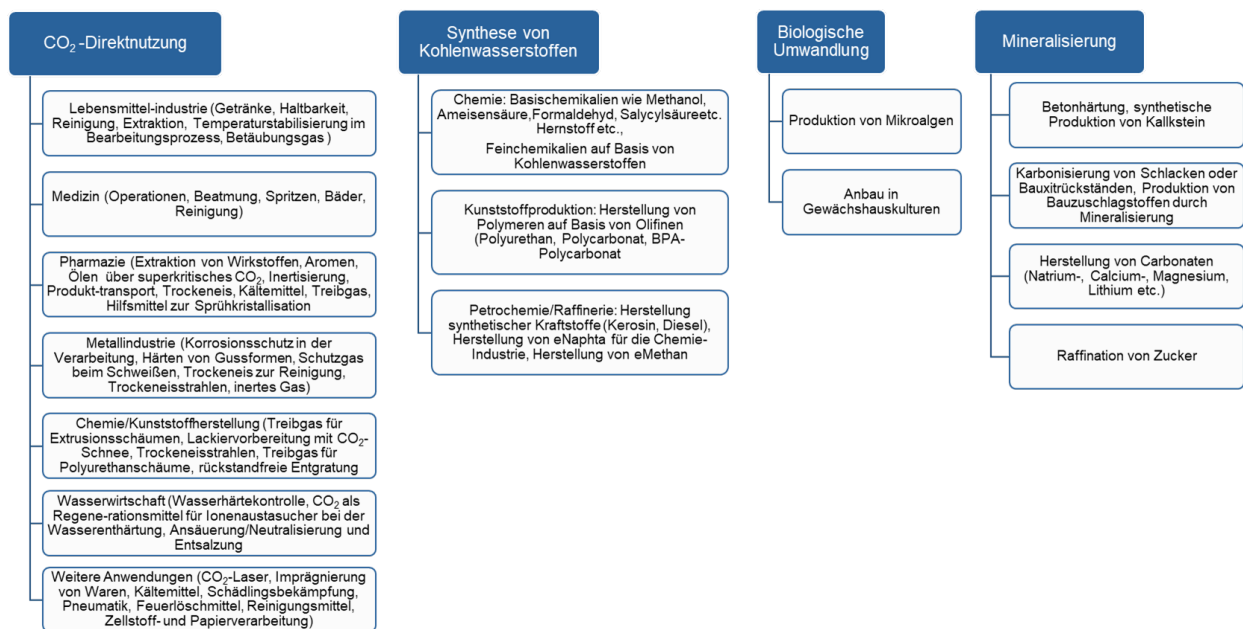


Abbildung 11: CO₂-Anwendungsfelder heute und in Zukunft (eigene Darstellung).

Abbildung 11 weist vier große Anwendungskomplexe für CO₂ in der Zukunft aus. Dies ist zum einen die CO₂-Direktnutzung, d. h. der Einsatz von CO₂ in ganz unterschiedlichen Bereichen wie der Lebensmittelindustrie, der Medizin, der Pharmazie, der Metallverarbeitung, der Chemie- und Kunststoffindustrie, der Wasserwirtschaft und weiteren Anwendungen z. B. als Löschmittel oder als Kühlmittel in Klimaanlage. Allen Anwendungen gemeinsam ist, dass das CO₂ früher oder später wieder in die Atmosphäre gelangt, wobei dies unmittelbar (z. B. Trockeneisanwendung zur Bauteilkühlung, CO₂-Strahlen zur Reinigung,



Schutzatmosphäre beim Verpacken von Lebensmitteln) oder zeitversetzt (z. B. Feuerlöschanwendung, Kühlmittel in Klimaanlage) passieren kann.

In das zweite Segment, zusammengefasst unter Synthese von Kohlenwasserstoffen, fallen sämtliche Anwendungen in der chemischen Industrie, in der Kunststoffindustrie sowie in der Petrochemie für die Herstellung von synthetischen Brenn- und Kraftstoffen. Hier wird CO₂ zunächst im Rahmen von Syntheseprozessen zu anderen Molekülen umgesetzt, die sowohl gasförmig (z. B. synthetisches Methan), flüssig (z. B. Kerosin) oder fest (z. B. Harnstoff, Kunststoffe) vorliegen. Je nach Anwendung kann im Nutzungsprozess wieder CO₂ entstehen, beispielsweise beim Einsatz von Kerosin in der Luftfahrt oder beim Abbau von Dünger in der Landwirtschaft. Es kann aber auch sehr lange in der Nutzung gebunden sein, beispielsweise in Kunststoffteilen in Fahrzeugen oder Gebäuden. Auch am Ende des Produktlebenszyklus hängt viel vom Verfahren ab. Landet das Produkt in der thermischen Abfallverwertung wird wiederum CO₂ freigesetzt, landet es im chemischen Recycling, kann auch eine dauerhafte Fernhaltung des Kohlenstoffs aus der Atmosphäre möglich sein.

Im dritten Segment, der biologischen Umwandlung, wird CO₂ von Pflanzen umgesetzt und in biogene Molekülstrukturen eingebunden. Je nach weiterer Nutzung entsteht am Ende der Kette wieder CO₂ durch biologische Abbauprozesse. Treibhausgasneutralität wird hier in der Gesamtschau nur erreicht, wenn das zur Verfügung gestellte CO₂ aus DAC oder bereits aus Biomasse kam. Wird CO₂ aus der industriellen CO₂-Abscheidung genutzt, das ursprünglich aus geologischen oder fossilen Quellen stammt, wird das CO₂ nicht dauerhaft aus der Atmosphäre ferngehalten.

Im vierten Segment, der Mineralisierung, wird CO₂ jeweils im Mineralisierungsprozess in einem Feststoff gebunden. Somit ist eine erneute Freisetzung zunächst ausgeschlossen. Allerdings können die entstehenden Carbonate auch in weiterführenden Prozessen umgesetzt werden, so dass eine neuerliche Freisetzung des CO₂ nicht ausgeschlossen werden kann. Wird beispielsweise Natriumcarbonat hergestellt und in der Glasindustrie als Flussmittel eingesetzt, wird im Prozess wieder CO₂ freigesetzt.

Ob eine eindeutige Klassierung nach Nutzungsarten und Speicherdauern auf dieser Basis möglich ist, wurde im Folgenden anhand von stichprobenartigen Einzelfallbetrachtungen geprüft.

5.2.2 Klassifizierung der Speicherdauern nach Art der CO₂-Nutzung - Fallanalyse

Abbildung 12 illustriert die Möglichkeit einer tatsächlich permanenten Speicherung von aus dem Prozess abgeschiedenen CO₂ durch die Mineralisierung – hier gezeigt am Beispiel der Zementindustrie.

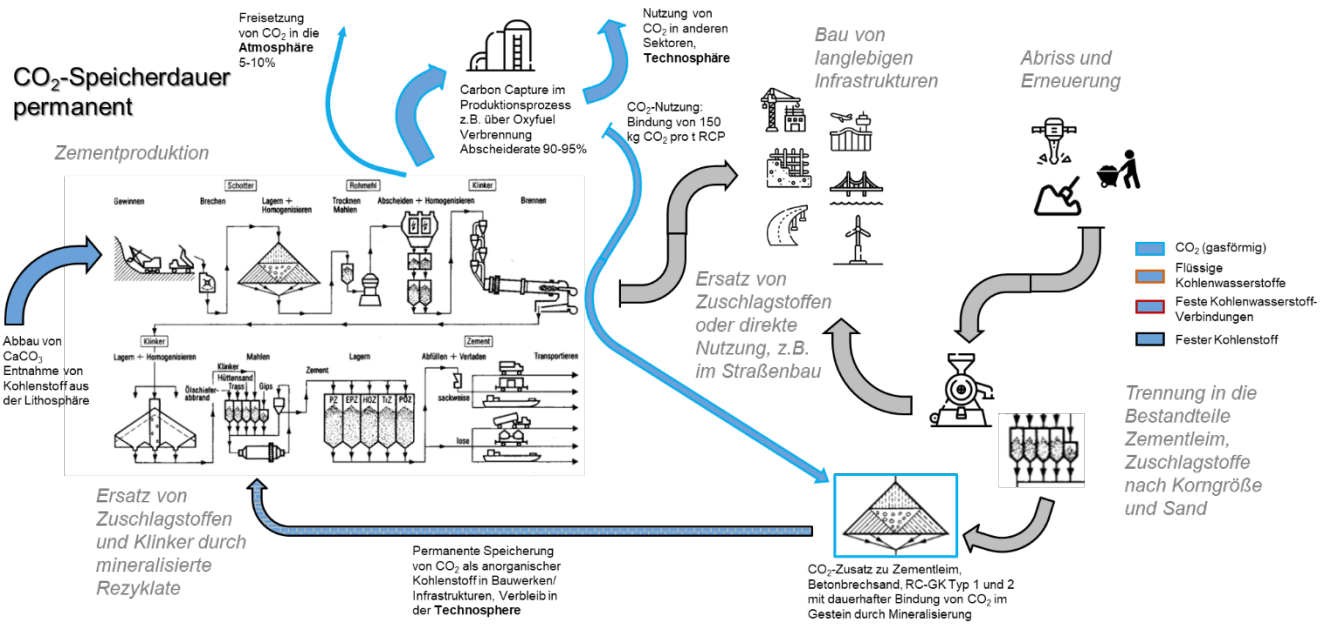


Abbildung 12: Illustration eines geschlossenen Kohlestoffkreislaufs in Form einer permanenten Speicherung von der Nutzung des geologischen Ausgangsmaterials in der Zementindustrie bis zur Mineralisierung von R-Beton und dessen Einsatz in Bauwerken (Icons von flaticon.com).

Das im Brennprozess entstehende CO₂ geologischer Herkunft wird in weiteren Prozessschritten über Carbon Capture abgetrennt. Ein kleiner Teil davon (ca. 15 %) kann bei der Herstellung von Ressourcenschonendem Beton (R-Beton) eingesetzt werden. Hier wird Abbruchbeton in die Bestandteile Zementleim, Zuschlagstoffe unterschiedlicher Korngröße und Sand getrennt. Die weiterzuverarbeitende Mischung aus Zementleim, Betonbrechsand, RC-GK Typ 1 und 2 wird mit CO₂ beaufschlagt. Mineralisierungsprozesse führen zu einer dauerhaften Bindung des CO₂ in dem Gemisch, das als mineralisiertes Rezyklat Zuschlagstoffe und Klinker ersetzen kann. Die auf diese Weise nutzbaren CO₂-Mengen sind begrenzt, können aber einen Beitrag zur Nachhaltigkeit des Zementeinsatzes generell leisten. In dieser Konstellation sind Mineralisierungsprozesse als dauerhafte Speicherung einzustufen. Dies gilt auch für andere Verfahren wie der Mineralisierung von Schlacken, die dann wiederum als Baustoffe eingesetzt werden, und den Einsatz neuer Rohstoffe vermeiden.

Allerdings können auch Mineralisierungsprozesse nicht generell als dauerhafte Speicherung angesehen werden, da es auf die Verwendung der erzeugten Carbonate ankommt. Werden diese nicht als Baustoffe eingesetzt, sondern als Rohstoff für weiterführende Prozesse verwendet, kann eine neuerliche Freisetzung des CO₂ nicht ausgeschlossen werden. Das Beispiel Natriumcarbonat als Flussmittel in der Glasindustrie wurde bereits genannt.

Als weiterer Anwendungsfall ist in Abbildung 13 die Nutzung von CO₂ als Rohstoff für die Produktion von synthetischem Methanol als Basischemikalie dargestellt. Das Methanol wird dann in der Kunststoffproduktion zur Herstellung von Polymeren verwendet. Damit wird das ursprünglich gasförmige CO₂ zunächst in einem flüssigen Kohlenwasserstoff – dem Methanol – gebunden, das dann in einen Feststoff – das Polymer



-überführt wird. Das CO₂ ist rein chemisch betrachtet bereits im Methanol dauerhaft gebunden, umso mehr aber dann im Polymer. Während der Nutzungsphase des Polymers bleibt der Kohlenstoff gebunden. Die Speicherdauer hängt hier letztlich unmittelbar von der Nutzungsdauer des Kunststoffs ab. Diese kann deutlich kleiner als ein Jahr (Beispiel PET-Flasche in der Getränkeindustrie) oder auch deutlich länger als 30 Jahre sein (Beispiel Möbel oder Fahrzeugarmaturen).

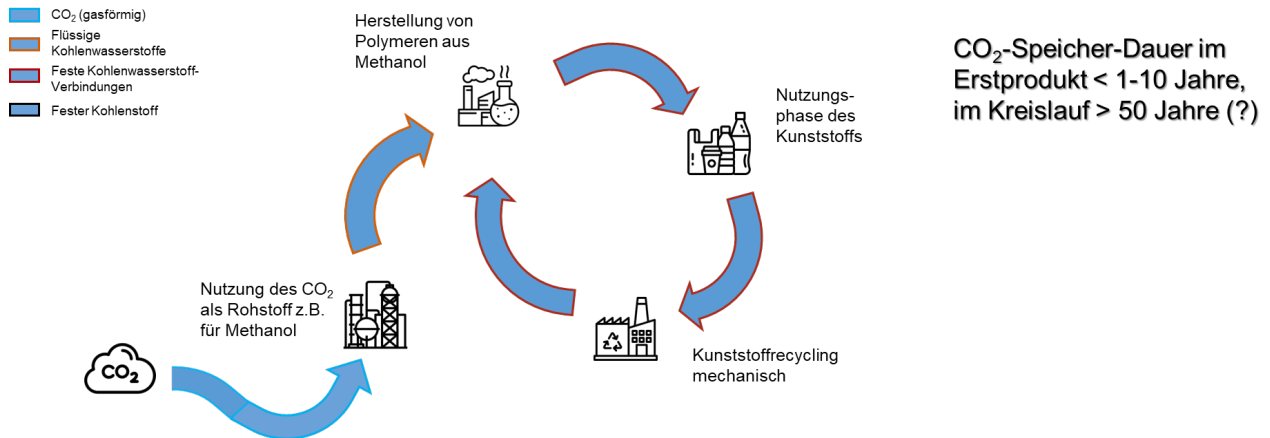


Abbildung 13: CO₂- als Rohstoff für die Kunststoffindustrie – Auswirkung geschlossener Stoffkreisläufe. (Icons von flaticon.com).

Ob und wann der Kohlenstoff wieder als CO₂ freigesetzt wird, hängt von der Behandlung nach der Nutzung ab. Wird der Kunststoff mechanisch recycelt und die Recyclate als Rohstoff zurück in den Produktionsprozess geführt, könnte eine dauerhafte Speicherung des Kohlenstoffs unterstellt werden. Gleiches gilt in dem in Abbildung 14 gezeigten Anwendungsfall. Hier wird der Kunststoff keinem mechanischen, sondern einem chemischen Recycling zugeführt. Es kommt eine Pyrolyseverfahren zum Einsatz in dem aufgrund der hohen Temperaturen keine Pyrolyseöle (flüssige Kohlenwasserstoffe) entstehen, sondern gasförmiger Wasserstoff und fester Kohlenstoff. Dieses sogenannte Carbon Black kann beispielsweise in Autoreifen in einen neuen Produktzyklus überführt werden. Abbildung 14 zeigt jedoch den Fall, dass der Kohlenstoff als Ausgangsmaterial für die Elektrodenfertigung von Batterien eingesetzt werden kann. Sofern dann auch die Batterien nach der Nutzungsphase rohstofflich recycelt werden, bliebe der Kohlenstoff dauerhaft gebunden und das CO₂ würde dauerhaft oder zumindest für Zeitspannen > 100 Jahre aus der Atmosphäre ferngehalten.

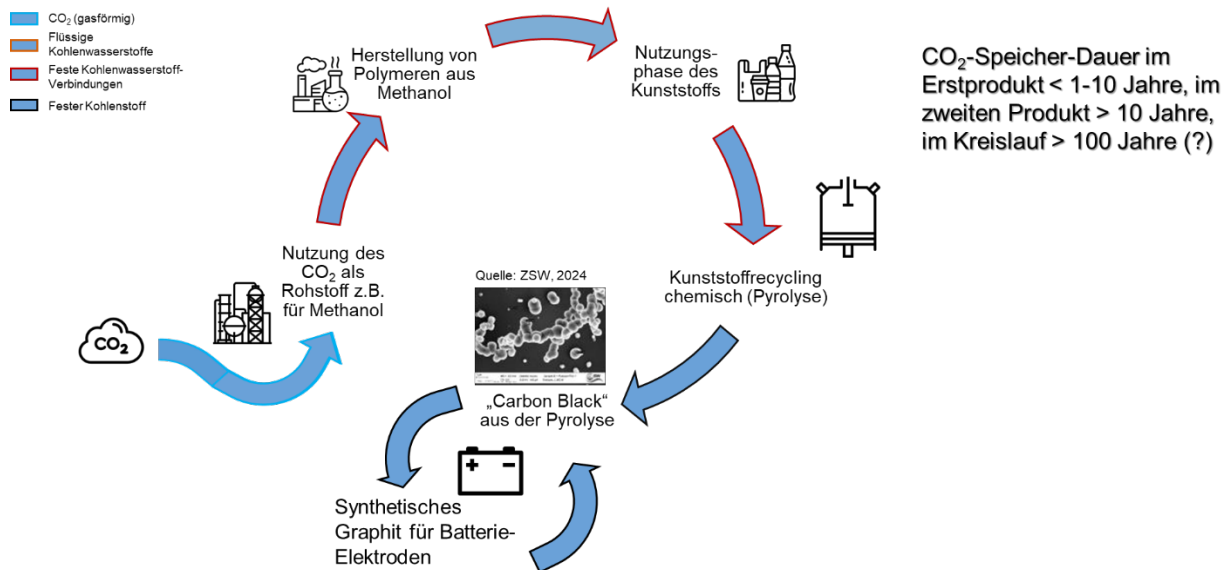


Abbildung 14: CO₂- als Rohstoff für die Kunststoffindustrie in der Erstnutzung plus Überführung in Carbon Black und weitere Produktzyklen nach chemischem Recycling (Icons von flaticon.com).

Eine weitere Möglichkeit mit Blick auf die Nachnutzungsphase des Kunststoffs ist die thermische Abfallverwertung. Aktuell wird in diesem Fall im Verbrennungsprozess der Kohlenstoffverbindungen wieder CO₂ freigesetzt. In diesem Fall entspricht die Speicherdauer der Nutzungsdauer des Kunststoffprodukts. Mit Blick auf die notwendige Transformation des gesamten Wirtschafts- und Energiesystems zur Treibhausgasneutralität wird auch die thermische Abfallverwertung kein CO₂ mehr ausstoßen dürfen. Es ist davon auszugehen, dass auch diese Anlagen mit Carbon-Capture-Technologie ausgestattet werden, um im Rahmen des technisch möglichen den CO₂-Ausstoß weitestgehend zu vermeiden (siehe Abbildung 15). Mit Carbon Capture in der thermischen Abfallverwertung und weiteren Nutzungszyklen des CO₂ könnte auch in diesem Fall von einer langfristigen Bindung gesprochen werden.

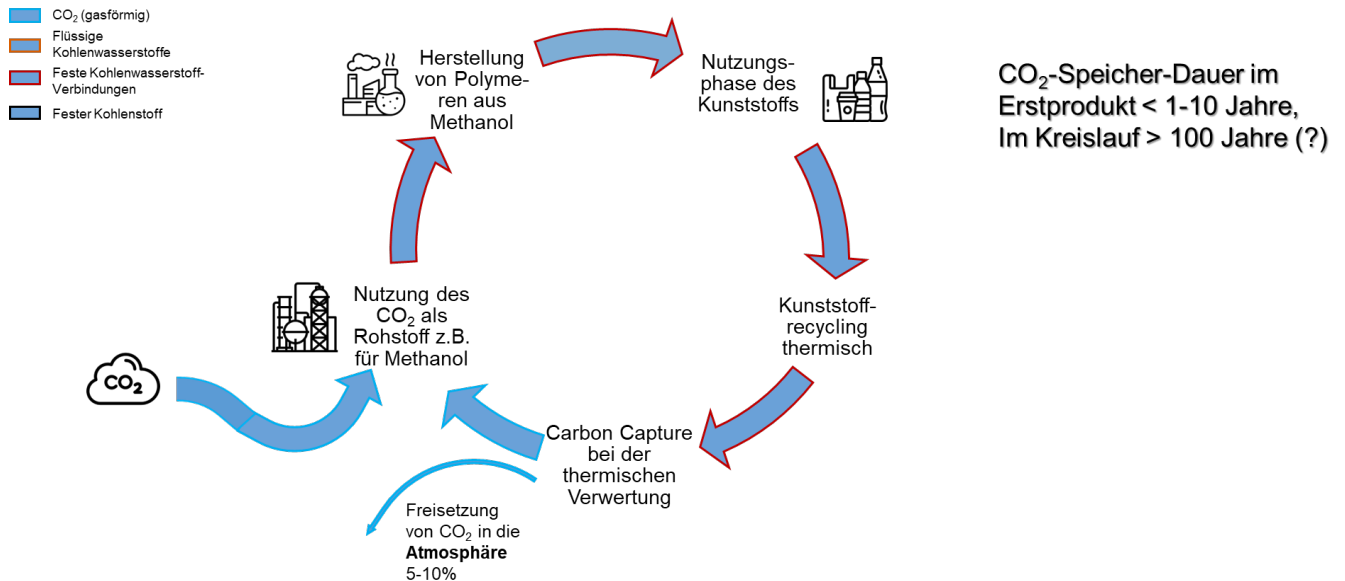


Abbildung 15: CO₂- als Rohstoff für die Kunststoffindustrie in der Erstnutzung, und weitere Produktzyklen nach thermischem Recycling mit Carbon Capture (Icons von flaticon.com).

Etwas anders stellt sich die Situation dar, wenn aus dem synthetischen Methanol synthetische Kraftstoffe hergestellt werden, die zwangsläufig in ihrer Nutzungsphase als Treibstoff verbrannt werden, so dass der darin gebundene Kohlenstoff zwangsläufig wieder als CO₂ an die Atmosphäre abgegeben wird. Kraftstoffe werden in der Regel auch nicht sehr lange bevorratet, so dass hier kaum nennenswerte Speicherdauern unterstellt werden können.

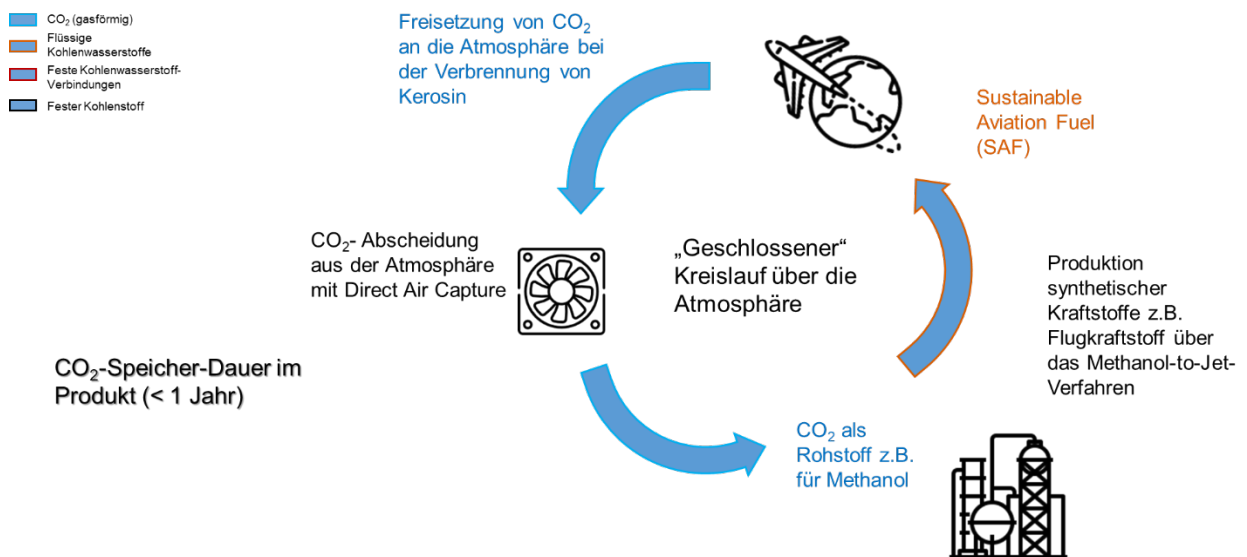


Abbildung 16: CO₂ aus Direct Air Capture als Rohstoff für Kraftstoffe am Beispiel von Kerosin - Schließen des Kohlenstoffkreislaufs über die Atmosphäre (Icons von flaticon.com).



In diesem Fall kann Treibhausgasneutralität direkt nur erreicht werden, wenn das genutzte CO₂ vorher der Atmosphäre entzogen wurde – über DAC oder BECC. Dann kann wie in Abbildung 16 gezeigt, der Kohlenstoffkreislauf über die Atmosphäre geschlossen werden. Durch die Verbrennung des Kraftstoffs wird der Atmosphäre genau so viel CO₂ zugeführt, wie ihr zuvor über DAC (oder BECC) entzogen wurde.

5.2.3 Klassifizierung der Speicherdauern nach Art der CO₂-Nutzung - Schlussfolgerungen

Die gezeigten Anwendungsbeispiele belegen, dass eine einfache Klassierung bzw. Einordnung von Nutzungs- und Speicherdauern nicht möglich ist. Aktuell wird dem so begegnet, dass in der Delegierten Verordnung (EU)2024/2620 im Sinne einer Positivliste klar geregelt ist, welche Anwendungsfälle als dauerhafte Speicherung gelten.

Dies sind ausschließlich Mineralische Carbonate, die in folgenden Bauprodukten verwendet werden:

- a. carbonatisiertes Granulat, das ungebunden oder gebunden in mineralischen Bauprodukten verwendet wird;
- b. carbonatisierte Bestandteile von Zement, Kalk oder anderen hydraulischen Bindemitteln, die in Bauprodukten verwendet werden;
- c. carbonatisierter Beton, einschließlich Formblöcke, Pflastersteine oder Porenbeton;
- d. carbonatisierte Ziegel, Fliesen oder andere Mauerwerkseinheiten.

Es erscheint aber kaum umsetzbar, für alle Nutzungsfälle entsprechende Definitionen und Anwendungslisten zu erstellen. Denkbar wäre daher zunächst eine Kategorisierung der Speicherdauern der CCU-Anwendungen wie in Abbildung 17 vorgeschlagen in permanent (CO₂-Nutzung zur Mineralisierung von Schlacken, R-Beton, Carbonate als Zuschlagsstoffe, permanente Speicherung in Baustoffen), temporär (CO₂-Nutzung zur Produktion chemischer Grundstoffe, von Polymeren und Polycarbonaten, Kältemittel in geschlossenen Kreisläufen) und very short term (CO₂-Direktnutzung (Lebensmittelindustrie, Medizin, Pharmazie, Prozesstechnik (Metall, Papier, Lebensmittel), Wasseraufbereitung, CO₂-Nutzung für synthetische Kohlenwasserstoffe als Kraftstoffe, CO₂-Nutzung in der Produktion von Biomasse (Chemie, Futter, Lebensmittel)).

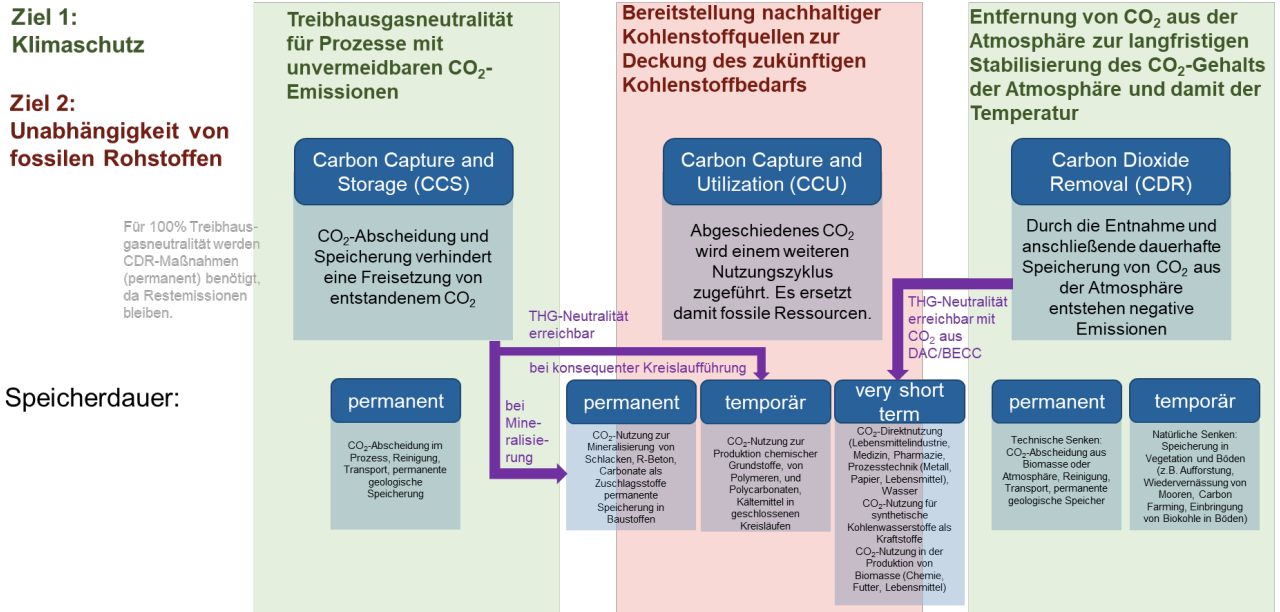


Abbildung 17: Die drei Säulen des Carbon Managements – Versuch der Klassierung und Einordnung von Speicherdauern für CO₂ in CCU-Prozessen ausgehend von der Nutzung von CO₂ aus Carbon Capture und technischen Optionen des Carbon Dioxide Removals.

Unter „permanent“ kann dabei jegliche Art der Bindung des CO₂ in einem Feststoff verstanden werden, sofern der Feststoff so verwendet wird, dass der Kohlenstoff dauerhaft gebunden bleibt und nicht durch weiterführende Prozesse oder Anwendungen früher oder später wieder freigesetzt werden kann. Für die aktuell in der Positivliste der EU-Verordnung EU 2024/2620 als permanent klassierten Anwendungen von CO₂ im CCU-Bereich kann aufgrund der unterstellten Verfahren der Verarbeitung des CO₂ (Mineralisierung) und der Verwendung der erzeugten Produkte als Baustoffe von einer dauerhaften Speicherung des CO₂ ausgegangen werden. Für weitere Mineralisierungsanwendungen wie die Produktion von Natriumcarbonat und dessen Einsatz als Flussmittel in der Glasindustrie, kann dagegen nur die Einstufung in temporär oder very short term erfolgen, da das CO₂ relativ zeitnah nach der Bindung im Feststoff in weiteren Prozessschritten wieder freigesetzt wird.

Unter „temporär“ fällt jegliche Art der Bindung des Kohlenstoffs aus dem CO₂ in Gasen, Flüssigkeiten oder Feststoffen (insbesondere Kohlenwasserstoffen), die dann in weiterverarbeitenden Schritten in Produkte überführt oder als Teil dieser eingesetzt werden, so dass für der Kohlenstoff mindestens für den Produktlebenszyklus gebunden bleibt.

Auch temporäre Nutzungen könnten als permanent eingestuft werden, sofern diese in Prozessen bzw. Produkten mit einer konsequenten Kreislaufführung der Rohstoffe bzw. des Kohlenstoffs einhergehen. Um dies zu ermöglichen, müsste mindestens in Europa eine sehr stringente Rohstoffpolitik mit einem klaren Fokus auf der Schließung von Stoffkreisläufen umgesetzt werden. Dies ist aktuell nur in Ansätzen vorhanden und so bislang nicht geeignet, um die Treibhausgasneutralität bestimmter Prozessketten sicherzustellen und nachzuweisen.



Der Unterschied zwischen der Einstufung temporär und very short term könnte durch die folgenden drei Komponenten bestimmt werden. Anwendungen gelten als „Very Short Term“ sofern:

1. das CO₂ direkt als CO₂ in einer Nutzung eingesetzt wird und keine Umwandlung in einen gasförmigen, flüssigen oder festen Kohlenwasserstoff oder eine mineralische Bindung erfährt.
2. der Einsatz des CO₂ in Prozessen erfolgt, die aus technischen oder ökonomischen Gründen keine Abscheidung und/oder Kreislaufführung des CO₂ erlauben, so dass es unmittelbar bei oder nach der Nutzung in die Atmosphäre gelangt.
3. das CO₂ zwar in einem Kohlenwasserstoff oder einer mineralischen Bindung kurzfristig gebunden wird, das Produkt dann aber in Prozessen eingesetzt wird, in denen aus technischen oder ökonomischen kein Carbon Capture möglich ist (z. B. als Kraftstoff in mobilen Anwendungen, beschleunigte Produktion von Biomasse, Kohlenwasserstoffe in Kosmetika).

Um für die Kategorie „very short term“ unmittelbar Treibhausgasneutralität erreichen zu können, müsste für diese Prozesse CO₂ aus DAC oder BECC genutzt werden, was über entsprechende Negativ-Emissions-Zertifikate nachzuweisen wäre (siehe Kapitel 4.1).

5.3. Maximale Ausschöpfung des Klimanutzens von Carbon Capture and Utilization

Wie sich die temporäre „Speicherung“ von CO₂ auf das Klima auswirkt, haben Matthews et al. in einer Veröffentlichung in Nature Communications im Jahr 2023 für die temporäre Speicherung in natürlichen CO₂-Speichern über CDR-Maßnahmen nachgewiesen, indem sie in ihren Klimamodellrechnungen zunächst die Wirkung natürlicher Senken unberücksichtigt ließen und diese dann in weiteren Modellläufen mit unterschiedlicher Bindungsdauer des CO₂ berücksichtigten.

Dabei verwendeten sie eine Tonnen-Jahres-Rechnung als Monitoring-Instrument. Dabei wird die Menge an Kohlenstoff in jedem Jahr, in dem er gespeichert bleibt, erfasst. Sobald durch eine anderweitige Nutzung keine Kohlenstoffspeicherung mehr erfolgt, wird diese auch nicht mehr in der Tonnen-Jahres-Rechnung aufgeführt. Zentrales Ergebnis der Modellrechnungen ist, dass wenn global jährlich eine stetig steigende Anzahl von Tonnenjahren in die temporäre Speicherung geführt wird, während parallel eine rasche Verringerung der CO₂-Emissionen aus fossilen Brennstoffen erreicht werden kann, die temporäre Kohlenstoffspeicherung einen beträchtlichen, dauerhaften Klimanutzen aufweist, weil sie die globale Temperaturspitze senkt (Abbildung 18).

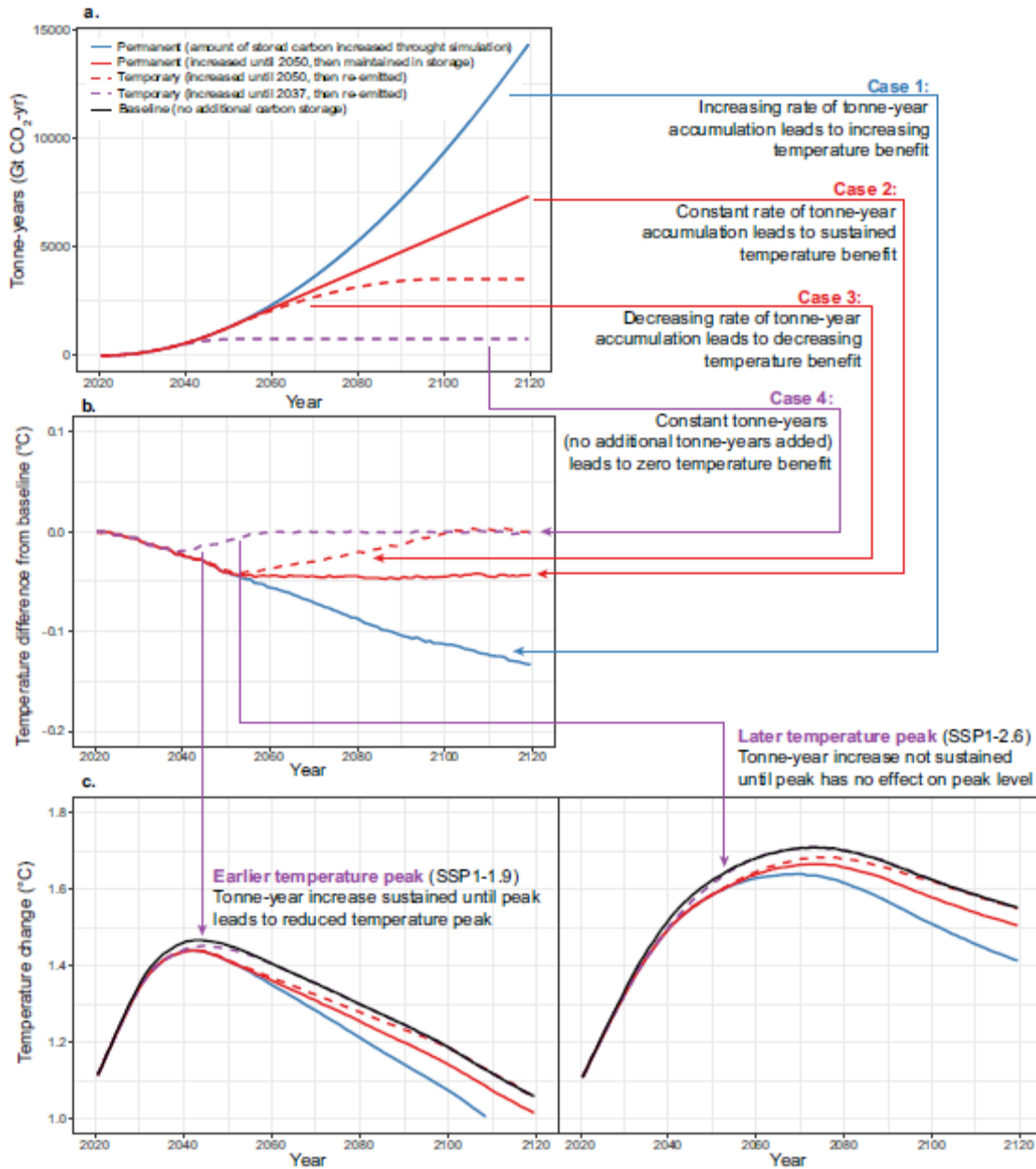


Abbildung 18: Nachweis des Klimanutzens temporärer CO₂-Speicherung in natürlichen Senken durch Matthews et al. (2023) durch die Absenkung der global zu erwartenden klimawandelbedingten Temperaturspitze (Quelle: Matthews et al., 2023).

Der hier für den in natürlichen Senken gespeicherten Kohlenstoff nachgewiesene Zusammenhang dürfte ebenso für in Produkten gespeicherten Kohlenstoff gelten, weshalb CCU auch unter dem Klimaschutzgesichtspunkt zwingend mehr vorangetrieben werden muss. Hier kommt noch hinzu, dass bei CCU das CO₂



bzw. die daraus hergestellten Produkte fossilbasierte Produkte verdrängen und damit die weitere Anreicherung fossilen CO₂s in der Atmosphäre reduzieren. Dies gilt auch und gerade für die Nutzung von CO₂ aus industriellen Punktquellen, weil diese relativ kostengünstig und schnell erschließbar sind.

Um langfristig Treibhausgasneutralität auch für die temporäre Nutzung von CO₂ aus Carbon Capture sicherzustellen und CC-CO₂ ggf. auch im Very Short Term Bereich einsetzen zu können, wird ein System des bilanziellen Ausgleichs erforderlich werden. Ein erster Vorschlag für die Ausgestaltung wird in Kapitel 8.1 vorgestellt. Dieser geht zunächst vom aktuell geltenden Rechtsrahmen aus und sieht eine entsprechende Integration in den EU-ETS vor, während die Verantwortung für die CO₂-Emissionen weiterhin beim ursprünglichen Erstemittenten bleibt. Um den Klimanutzen der temporären Speicherung voll ausschöpfen zu können, bedarf es dann in weiteren Schritten einer konsequenten Schließung der Rohstoffkreisläufe, die es dann ermöglichen dürfte, über einen Accounting-Ansatz wie die Tonnen-Jahres-Rechnung mit Nutzungsnachweisen die Treibhausgasneutralität sicherzustellen, ohne dass hierfür dauerhaft der Erstemittent die Verantwortung tragen muss.



6. Vergleich von Nutzungs- und Speicherpfaden

Im nachfolgenden Kapitel werden verschiedene CO₂-Nutzungs- und Speicherpfade systematisch miteinander verglichen. Ziel ist es, die Optionen sowohl ökonomisch als auch energetisch sowie unter dem Blickwinkel des Klima- und Umweltschutzes zu bewerten. Die Analyse hat hierbei nicht den Anspruch einer exakten Modellierung, sondern soll vielmehr realistische Bandbreiten abschätzen und damit einen allgemeinen Vergleich zwischen den Pfaden ermöglichen. Ausgangspunkt aller Überlegungen ist stets die CO₂-Abscheidung (Carbon Capture) am Zementwerk in Süddeutschland, da sie die Grundvoraussetzung für jede weitere Nutzung oder Speicherung bildet. Im Rahmen dieser Analyse werden drei zentrale Pfade untersucht, die unterschiedliche Strategien für Transport, Nutzung und Speicherung des abgeschiedenen CO₂ abbilden. Ergänzend wird ein vierter Pfad betrachtet, der die Option einer CO₂-Speicherung in Baden-Württemberg einbezieht. Dies ist besonders relevant, falls rein bilanzielle Kompensationsverfahren nicht ausreichen und CO₂-Transportinfrastrukturen nicht schnell genug aufgebaut werden können. Es handelt sich dabei um einen vergleichenden Überblick auf Bandbreitenbasis, der die Spannweiten zentraler Kennzahlen abbildet und bewusst keine detailgenaue Optimierung einzelner Prozessvarianten vornimmt.

Das Kapitel beginnt mit einer Darstellung der untersuchten Pfade, in der ihre Ausgestaltung in Bezug auf CO₂-Transport, -Nutzung und -Speicherung skizziert wird. Anschließend werden wesentliche Pfadbereiche gesondert hinsichtlich ihrer ökonomischen, energetischen sowie auf qualitativer Ebene klima- und umweltbezogenen Implikationen betrachtet. Dies beinhaltet die Themen Carbon Capture (Abschnitt 5.2), CO₂-Transport und -Speicherung (Abschnitt 5.3) und Direct Air Capture (DAC) sowie Bioenergy with Carbon Capture (BECC) (Abschnitt 5.4). Abschließend erfolgt in Abschnitt 5.5 eine integrierte Gegenüberstellung der einzelnen Pfade. In dieser Gesamtanalyse werden die Ergebnisse aus den vorangegangenen Kapiteln zusammengeführt und im Hinblick auf ihre langfristige Wirkung bewertet.

6.1. Darstellung der untersuchten Pfade

Nachfolgend werden die untersuchten Nutzungs- und Speicherpfade eingeführt und kurz skizziert. Alle Pfade haben die CO₂-Abscheidung an einem Zementwerk in Süddeutschland als Ausgangspunkt gemeinsam, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich Transport, Nutzung und Speicherung des abgeschiedenen CO₂. Die nachfolgende Darstellung dient hierbei als Grundlage für die vertiefende Analyse in den folgenden Kapiteln.

Pfad 1: CO₂-Abscheidung in Süddeutschland, Transport zum Seehafen und Lagerung unter der Nordsee

Dieser Pfad untersucht die Machbarkeit und die Kosten eines überregionalen CO₂-Transports von Industrieanlagen in Süddeutschland zu Lagerstätten unter der Nordsee. Die Analyse umfasst die Bewertung verschiedener Transportmittel, darunter Pipelines, Schienen- und Wasserwege, sowie kombinierter Transportlösungen. Dabei werden die energetischen Aufwände und die finanziellen Belastungen, die mit dem Transport über große Distanzen verbunden sind, detailliert betrachtet. Dieser Pfad entspricht weitgehend



den aktuell diskutierten CCS-Infrastrukturszenarien, in denen die Nordsee als zentrale Speicherregion vorgesehen ist.

Pfad 2: CO₂-Abscheidung in Süddeutschland, Transport zu einem Nutzungsstandort mit CCU und bilanzielle Speicherung

Pfad 2 analysiert die Integration von CO₂-Nutzung in regionale Wertschöpfungsketten. Als Beispiel dient die Herstellung von Sustainable Aviation Fuels (SAF) in der Raffinerie in Karlsruhe, wo das abgeschiedene CO₂ im CCU-Kontext als Rohstoff eingesetzt wird. Parallel dazu erfolgt ein bilanzieller Ausgleich des abgeschiedenen CO₂ über BECCS (Bioenergie mit CO₂-Abscheidung) oder DACCS (Direct Air Capture mit CO₂-Speicherung). Diese Vorgehensweise reduziert die Transportdistanzen und -kosten für das zu speichernde CO₂ und zeigt, wie CO₂-Nutzung und dauerhafte Speicherung kombiniert werden können.

Pfad 3: CO₂-Abscheidung in Süddeutschland, lokale CCU (z. B. Methanolproduktion) und bilanzielle Speicherung

Pfad 3 untersucht die Möglichkeit einer lokalen CO₂-Nutzung direkt am Standort der CO₂-Punktquelle, beispielsweise für die Methanolproduktion. Diese Option reduziert den Bedarf an CO₂-Transportinfrastruktur auf ein Minimum und ermöglicht die Dekarbonisierung durch bilanzielle Speicherung bei gleichzeitig direkter stofflicher Nutzung. Pfad 3 eröffnet damit eine flexible, dezentrale Lösung, die weniger von einer überregionalen Infrastruktur abhängig ist.

Pfad 4: CO₂-Abscheidung und -Speicherung in Süddeutschland

Ergänzend wird in Pfad 4 die Möglichkeit einer CO₂-Speicherung direkt in Baden-Württemberg berücksichtigt. Diese Option wird insbesondere dann relevant, wenn ein rein bilanzielles Ausgleichsverfahren für CO₂-Emissionen der Zementindustrie nicht möglich ist. Zwar bestehen bislang keine großtechnischen CCS-Projekte im Land, doch könnte eine solche Lösung zukünftig potenziell die Notwendigkeit überregionaler Transportwege reduzieren und eine regionale Speicheroption eröffnen.

6.2. Carbon Capture

Unabhängig davon, ob das abgeschiedene CO₂ gespeichert oder stofflich genutzt wird, stellt die Abscheidung am Zementwerk einen notwendigen ersten Schritt dar. Daher ist Carbon Capture in allen betrachteten Pfaden ein zentrales Element. Nur durch eine effiziente CO₂-Abscheidung lässt sich der unvermeidbare Prozess-CO₂-Ausstoß aus der Kalzinierung der Rohstoffe wirksam reduzieren.

Für die Untersuchung werden zwei technisch relevante Verfahren einbezogen: Post-Combustion und Oxyfuel-Combustion. Das Pre-Combustion-Verfahren wird in diesem Kontext nicht betrachtet, da es auf eine Abscheidung vor der eigentlichen Verbrennung abzielt und insbesondere für integrierte Kraftwerksprozesse entwickelt wurde. In der Zementindustrie ist dieses Verfahren aufgrund des Prozesscharakters und der fehlenden Eignung zur Nachrüstung nicht praktikabel.



Bei der Post-Combustion wird CO_2 nach der Verbrennung aus dem gereinigten Rauchgas entfernt (vgl. Abbildung 19). Das Abgas durchläuft zunächst die üblichen Stufen der Rauchgasreinigung (Denox, Entschwefelung, Entstaubung), bevor es in eine Absorptionsanlage geleitet wird. Industrieller Standard ist die chemische Absorption mit Aminen, insbesondere Monoethanolamin (MEA), das als kommerziell erprobtes Lösungsmittel gilt. Mit MEA sind Abscheidegrade $\geq 90\%$ erreichbar. Neben MEA werden Carbonate-Looping und Membranverfahren als Alternativen entwickelt; sie sind technisch vielversprechend, in der Zementanwendung jedoch weniger weit verbreitet. Die Stärke des Post-Combustion-Verfahrens liegt in der Nachrüstbarkeit bestehender Anlagen. Die Herausforderung sind Regenerationswärme und Strombedarf für Lösungsmittelzirkulation und Nebenaggregate, insbesondere bei Abgasen mit hohem N_2 - und H_2O -Anteil.

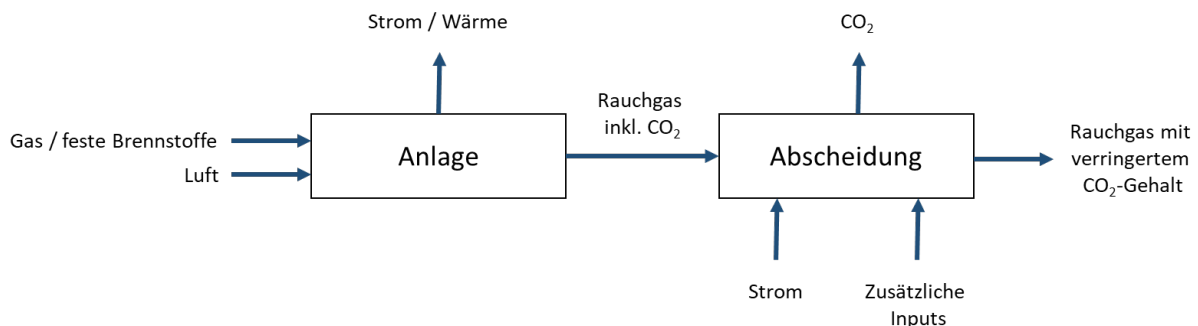


Abbildung 19: Vereinfachte, schematische Darstellung des Post-Combustion-Verfahrens (Eigene Darstellung nach DEA (2021)).

Beim Oxyfuel-Verfahren erfolgt die Verbrennung in nahezu reinem O_2 statt Luft (vgl. Abbildung 20). Dadurch enthält das Abgas überwiegend CO_2 und H_2O . Wasserdampf kann kondensiert werden, wodurch eine einfache CO_2 -Abtrennung ermöglicht wird. Typische CO_2 -Konzentrationen im Abgas liegen bei ca. 80 bis 89 % (im Vergleich zu 12 bis 15 % bei Luftverbrennung). Der dafür notwendige Sauerstoff wird in der Regel in einer kryogenen Luftzerlegung (Air Separation Unit, ASU) bereitgestellt. Oxyfuel führt zu höheren Flammentemperaturen, was Anpassungen am Brennraum sowie häufig eine Abgasrezirkulation zur Temperaturführung erfordert. Die Technologie wurde bereits in den 1980er-Jahren (u. a. im Umfeld von EOR-Anwendungen) entwickelt und ist heute vor allem pilot- und demonstrationsseitig in der Zementindustrie erprobt. Ihr Vorteil liegt in der CO_2 -reichen Abgaszusammensetzung und der damit vereinfachten Abscheidung. Die Hauptherausforderung ist der zusätzliche Energie- und Investitionsbedarf der ASU sowie der tiefere Eingriff in den Ofenprozess.

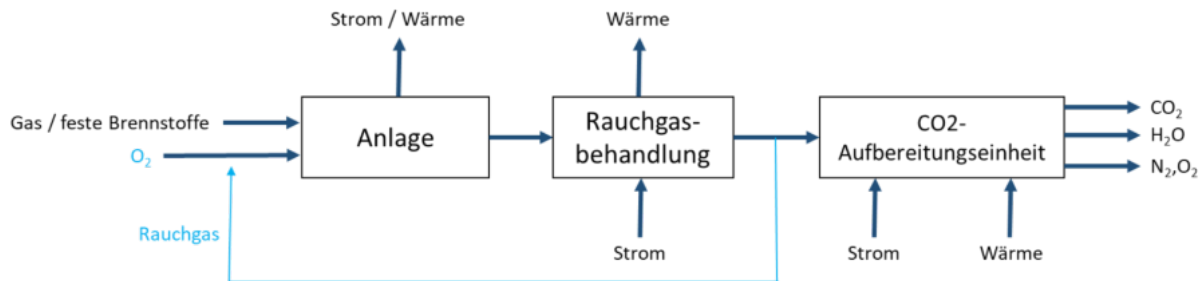


Abbildung 20: Vereinfachte, schematische Darstellung des Oxyfuel-Verfahrens (Eigene Darstellung nach DEA (2021)).

6.2.1 Ökonomische Betrachtung

Die mit der CO₂-Abscheidung verbundenen Kosten sind wesentliche Einflussfaktoren auf die Gesamtkosten der betrachteten Pfade. Neben den Investitionskosten für Neubau oder Nachrüstung bestimmen vor allem die laufenden Betriebskosten – insbesondere der Energiebedarf sowie die Preise für Wärme und Strom – die Höhe der spezifischen Abscheidungskosten. Internationale Studien weisen dabei auf eine deutliche Spannweite der Kosten hin, die von Standortbedingungen, Anlagengröße, technologischem Reifegrad und verfügbaren Energiequellen abhängt. Im Folgenden werden die beiden relevanten Verfahren – Post-Combustion (Aminwäsche) und Oxyfuel-Verbrennung – in ihrer ökonomischen Dimension eingeordnet und mit Kostenbandbreiten aus aktuellen Studien hinterlegt.

Für Post-Combustion (MEA) zeigen internationale Studien eine Bandbreite von 70 bis 130 €/t CO₂, abhängig von Technologie, Standort und Anlagengröße (Global CCS Institut, 2021; IEA, 2020; IEAGHG, 2018). Die VDZ-Studie (2024) schätzt hierbei 80 bis 110 €/t CO₂ für deutsche Zementwerke, was in etwa im Mittelfeld der internationalen Vergleichswerte liegt. Wesentliche Kostentreiber sind insbesondere der thermische Energiebedarf für die Lösungsmittelregeneration (entspricht schätzungsweise 60–70 % der Gesamtkosten), die Stromkosten für Kompressoren und Nebenaggregate sowie die allgemeinen Investitionskosten für die Nachrüstung bestehender Anlagen (Absorber, Stripper, Lösungsmittelkreisläufe).

Für das Oxyfuel-Verfahren geben Studien eine sehr breite Spannweite von 40 bis 110 €/t CO₂ an (Global CCS Institut, 2021; IEA, 2020; IEAGHG, 2018). Bei Neubauten oder Generalmodernisierung sind langfristig niedrige Abscheidungskosten im Bereich von 40 bis 60 €/t CO₂ realistisch (IEAGHG, 2018). Wesentliche Kostentreiber hier sind die Investitionskosten für den Umbau bzw. Neubau der Brennkammern und Abgasführung sowie die Stromkosten für die kryogene Luftzerlegung (bzw. die Sauerstoffbezugskosten bei externem Bezug).

6.2.2 Energetische Betrachtung

Die energetische Betrachtung der beiden Carbon Capture Verfahren erfolgte aufbauend auf einer Metaanalyse der Literatur sowie einer hierauf basierenden Ableitung von Bandbreiten zu den thermischen und elektrischen Energiebedarfen der jeweiligen Verfahren.



Der Energiebedarf beim Post-Combustion-Verfahren auf Basis der Aminwäsche wird, anders als beim Oxyfuel-Verfahren, vor allem durch einen hohen thermischen Energiebedarf bestimmt. Derzeit liegt der spezifische Wärmebedarf zur Lösungsmittelregeneration bei 0,83 bis 1,11 MWh pro Tonne CO₂, ergänzt um einen elektrischen Energiebedarf von 0,10 bis 0,15 MWh/t CO₂, was einem Gesamtenergiebedarf von 0,93 bis 1,26 MWh/t CO₂ entspricht. Durch technologische Weiterentwicklungen und Effizienzsteigerungen wird bis 2040 in beiden Bereichen eine Reduktion erwartet. Beim thermischen Energieeinsatz wird hier eine Verringerung auf 0,56 bis 0,83 MWh/t CO₂, beim elektrischen Bedarf auf 0,08 bis 0,12 MWh/t CO₂ erwartet, sodass der Gesamtenergiebedarf voraussichtlich auf 0,64 bis 0,95 MWh/t CO₂ zurückgeht (Hanifa et al., 2023; VDZ, 2024a; Voldsund et al., 2019).

Beim Oxyfuel-Verfahren entfällt der thermische Energiebedarf für die CO₂-Abscheidung vollständig, da das Abgas im Wesentlichen nur aus CO₂ und Wasserdampf besteht und das CO₂ durch einfache Kondensation abgetrennt werden kann. Der energetische Aufwand konzentriert sich somit auf die Bereitstellung des hochreinen Sauerstoffs über die kryogene Luftzerlegung. Derzeit werden hier elektrische Energiebedarfe zwischen 0,45 bis 0,57 MWh/t CO₂ genannt. Bis 2040 wird durch technische Fortschritte in der Luftzerlegung ein Rückgang auf 0,34 bis 0,51 MWh/t CO₂ erwartet (DAE, 2024; Hanifa et al., 2023; PtX Hub, 2024).

Tabelle 2: Metaüberblick über Bandbreiten des Energiebedarfs für Carbon-Capture Technologien am Zementwerk in 2040.

	Thermischer Energiebedarf (MWh/t CO ₂)	Elektrischer Energiebedarf (MWh/t CO ₂)	Gesamtenergiebedarf (MWh/t CO ₂)
Post-Combustion (MEA)	0,56 – 0,83	0,08 – 0,12	0,64 – 0,95
Oxyfuel-Verfahren	0	0,34 – 0,51	0,34 – 0,51

6.2.3 Klima- und umweltbezogene Betrachtung

Die Post-Combustion (MEA) Technologie nutzt chemische Lösungsmittel zur Abscheidung von CO₂ aus dem Abgas. Sie stellt derzeit den technisch am weitesten entwickelten Ansatz dar und kann mit Abscheidegraden von $\geq 90\%$ einen signifikanten Beitrag zur Reduktion prozessbedingter Emissionen leisten (IEAGHG, 2013). Allerdings ist der Betrieb von MEA-Anlagen mit einem erhöhten Energiebedarf verbunden, der primär der Lösungsmittelregeneration zugerechnet wird (Wang et al., 2023). Dieser zusätzliche Energiebedarf kann zu indirekten Emissionen führen, sofern die benötigte Energie nicht aus erneuerbaren Quellen stammt. Die Netto-Reduktion der CO₂-Emissionen ist somit stark vom Strom- und Wärmemix des jeweiligen Standorts abhängig. Umweltseitig sind Lösungsmittelverluste in die Atmosphäre ein potenzielles Problem, da diese zur lokalen Luftbelastung durch Stickoxide und Abbauprodukte beitragen können (Khakharia et al., 2017). Des Weiteren sind die Entsorgung oder das Recycling von Lösungsmittelrückständen sowie ein erhöhter Wasserverbrauch durch den Betrieb von Kühltürmen und Absorbern zu berücksichtigen.



Die Oxyfuel-Technologie basiert auf der Verbrennung des Brennstoffs in nahezu reinem Sauerstoff, was zu einem CO₂-reichen Abgas (80–85 % CO₂) führt und die Abscheidung von CO₂ mit geringerem Energieaufwand ermöglicht (Nemitallah et al., 2017; Raho et al., 2022). Die Netto-Reduktion der CO₂-Emissionen ist potenziell zwar hoch, jedoch ist die Sauerstoffproduktion in der Air Separation Unit (ASU) energieintensiv (Carrasco-Maldonado et al., 2016) und kann zu indirekten Emissionen führen, sofern der dafür benötigte Strom nicht aus erneuerbaren Quellen stammt. Im Vergleich zur MEA-Technologie treten keine Lösungsmittelverluste auf. Allerdings können die hohen Flammentemperaturen zu erhöhten NO_x-Emissionen führen, sofern keine Abgasrezirkulation oder Nachreinigung erfolgt (Carrasco-Maldonado et al., 2016). Zudem sind bauliche Eingriffe in den Ofenprozess erforderlich, die potenziell zu einem erhöhten Material- und Ressourcenbedarf führen können.

Sowohl die MEA- als auch die Oxyfuel-Technologie bieten das Potenzial zur signifikanten Reduktion der direkten CO₂-Emissionen aus der Kalzinierung. Die Netto-Klimawirkung ist kritisch abhängig von der Energiequelle für den zusätzlichen Bedarf (Wärme bei MEA, Strom bei Oxyfuel). Umweltseitig stellt die MEA-Technologie aufgrund der Risiken durch Lösungsmittelverluste eine größere Herausforderung dar, während die Oxyfuel-Technologie tiefgreifendere Eingriffe in den Prozess erfordert und den Strombedarf sowie potenzielle NO_x-Emissionen in den Vordergrund rückt.

6.3. CO₂-Transport und Speicherung

Nach der Abscheidung am Zementwerk stellt der Transport des CO₂ zu geeigneten Nutzungs- oder Speicherstandorten eine wesentliche Voraussetzung für die Umsetzung der betrachteten Pfade dar. Grundsätzlich kommen vor dem Hintergrund der hier betrachteten CO₂-Mengen drei Transportoptionen in Frage: Pipeline, Bahn und Schiff. Während Pipelines langfristig die wirtschaftlich attraktivste Lösung für den kontinuierlichen Transport großer Mengen darstellen, bieten Bahn- und Schiffsverbindungen mehr Flexibilität und können als alternative Lösungen dienen, insbesondere im Fall eines nicht (rechtzeitig) bestehenden CO₂-Pipeline-Netzes.

Die geografische Lage Süddeutschlands bringt große Transportdistanzen zu den potenziellen Speicherregionen in der Nordsee mit sich, entsprechend lange dauert der Bau der Pipelines von Nord nach Süd. Für den Export über Seehäfen ergeben sich unter Ansetzen bestehender Bahntrassen und Abschätzungen basierend auf dem geplanten OGE-Pipelinennetz jeweils Entfernungen von rund 700 km bis Rotterdam und etwa 850 km bis Wilhelmshaven. Über Wilhelmshaven kann der Weitertransport bspw. in nahe gelegene Offshore-Speichergebiete erfolgen (ca. 130 bis 300 km). Von Rotterdam aus besteht der Zugang zum Projekt Porthos (Pipeline ca. 20 km Offshore) sowie – über längere Seetransporte – zu weiter entfernten Speicherstätten wie etwa Northern Lights in Norwegen.

Neben diesen Exportpfaden ist auch der Inlandtransport zu Nutzungsstandorten relevant, beispielsweise nach Karlsruhe (ca. 150 km). Dort könnten CO₂-basierte Wertschöpfungsketten wie die Produktion von Sustainable Aviation Fuel (SAF) integriert werden.



Für die Onshore-Speicherung sind insbesondere potenzielle, nahegelegene Speicherstätten interessant. Der BGR führt in seinem Speicherkataster diesbezüglich seit langem den Oberrheingraben und das süddeutsche Molassebecken als CO₂-Speicherregionen mit relevantem Gesamtpotenzial (BGR, 2025; Fehn and Wirsing, 2011). Für den Oberrheingraben kann hier der Raum Karlsruhe zukünftig potenziell über das OGE-Netz erreicht werden. Das süddeutsche Molassebecken hingegen müsste voraussichtlich über eine separat zu errichtende Pipeline angeschlossen werden, da diese Region aktuell nicht in den OGE-Planungen vorgesehen ist. Vom Ausgangsstandort könnte hier innerhalb von 70 km die Region Oberschwaben (Biberach) als möglicher zukünftiger Speicherkomplex erreicht werden.

Die in für die Pfadbetrachtungen angesetzten Transportdistanzen sind in Tabelle 4 zusammengefasst und dienen als Grundlage für die in den nachfolgenden Abschnitten erfolgende ökonomische und energetische Bewertung der Transport- und Speicherpfade.

Tabelle 3: Angesezte Transportdistanzen.

	Strecke	Distanz (km)	Quelle
Pipeline	Distanz Wilhelmshaven	850	Abgeschätzt basierend auf OGE-Netz
	Distanz Rotterdam	700	Abgeschätzt basierend auf OGE-Netz
	Distanz Karlsruhe	150	Abgeschätzt basierend auf OGE-Netz
	Rotterdam – Lagerstätte Porthos	20	https://www.portofrotterdam.com
	Distanz Oberschwaben (Biberach)	70	(Fehn and Wirsing, 2011)
Zug	Distanz Wilhelmshaven	850	https://trassenfinder.de
	Distanz Rotterdam	700	Abgeschätzt https://trassenfinder.de
	Distanz Karlsruhe	180	https://trassenfinder.de
	Distanz Oberschwaben (Biberach)	85	https://trassenfinder.de
Schiff	Wilhelmshaven - Gebiet A	130	Abgeschätzt basierend auf OGE-Netz
	Wilhelmshaven - Gebiet B	300	Abgeschätzt basierend auf OGE-Netz
	Rotterdam – Northern Lights	1000	

6.3.1 Ökonomische Betrachtung

Für den CO₂-Transport zeigen sich deutliche Kostenunterschiede in Abhängigkeit von Transportdistanz, Volumen und Transportmodus. Das ZSW verfügt dabei über ein Tool zur distanzabhängigen Kostenanalyse für CO₂-Transporte in unterschiedlichen Transportmedien und Aggregatzuständen, welches im Kontext der ökonomischen Betrachtung herangezogen wurde (Fritsch, 2024). Mit diesem Tool können die verschiedenen Transportoptionen miteinander verglichen werden, so dass nicht nur der Pipeline-Transport bewertet werden kann, sondern auch der Transport per Zug oder Binnenschiff, sowie kombinierte Transporte. Grundsätzlich ist bei der ökonomischen Betrachtung von Transport und Speicherung jedoch zu beachten,



dass in der Literatur aufgezeigt und aktuell in der praktischen Umsetzung aufgerufene bzw. diskutierte Kosten deutlich voneinander abweichen können, was vor allem dem aktuell noch frühen Umsetzungsstadium entsprechender Projekte geschuldet ist.

Für die Analyse des Pipelinetransports wurden die geplanten Distanzen des OGE-Netzes zugrunde gelegt. Dabei wurde eine Mehrfachnutzung durch verschiedene Akteure und somit eine hohe Auslastung des Netzes angenommen, was zu einer effizienteren Kostenverteilung führt. Für den Pipeline-Transport nach Wilhelmshaven bzw. Rotterdam ergeben sich 12,5 bzw. 10,3 €/t CO₂. Dies liegt im Bereich der in der Literatur auffindbaren Angaben zu den Kosten großskaliger Pipelines mit Länge um 700 bis 1.000 km von 5 bis 12 €/t CO₂ (Azhar et al., 2024; ZEP, 2011). Für die Distanz nach Karlsruhe ergeben sich Kosten von etwa 2,2 €/t CO₂, was in etwa im Einklang mit den Angaben von (ZEP, 2011) mit 1,5 €/t auf eine Distanz von 150 km liegt. Für die potenzielle Pipeline zur Onshore-Lagerstätte in Biberach wird eine Kapazität von 2 Mt/a angenommen, wodurch potenziell Skaleneffekte durch die Mitانبindung anderer Einspeiser in der Umgebung realisiert werden können. Hier ergäben sich Transportkosten von 2,3 €/t CO₂. Die Kosten für den Offshore-Transport zur Lagerstätte Porthos liegen bei etwa 0,5 €/t CO₂.

Für den Zugtransport ergibt sich für den Langstreckentransport zur Küste eine Bandbreite von 51,7 bis 88,4 € pro t/CO₂, abhängig davon, ob ein dezidiertes Transportzug oder containerbasierte Logistiksysteme angesetzt werden. Die dezidierten Kosten liegen somit in etwa in der Größenordnung der vom VDZ (2024) abgeschätzten Transportkosten in Höhe von 35 bis 60 €/t. Allerdings ist hier anzumerken, dass es in der Literatur beträchtliche Schwankungen und damit Unsicherheiten zu den schienenverkehrsbezogenen Kosten gibt, welche bis hin zum unteren dreistelligen Bereich reichen (BAK Economics AG and Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2025). Für die Distanz nach Karlsruhe ergibt sich eine Kostenbandbreite von 26,7 bis 42,9 €/t CO₂ und für die Strecke nach Biberach etwa 20,9 bis 34,9 €/t CO₂.

Für den Seetransport liegen die ermittelten Kosten für mittelkurze Strecken von 130 bis 300 km bei dezidiertem Transport bei etwa 8 bis 14 €/t CO₂ (27 bis 36 €/t CO₂ bei einer containerbasierten Lösung), was gut zu Angaben in der Literatur passt (ZEP, 2011). Für längere Strecken von 1.000 km liegen die ermittelten Kosten bei dezidiert etwa 18 bis 23 €/t CO₂ (containerbasiert 70 €/t CO₂).



Tabelle 4: Ermittelte Transportkosten nach Verkehrsträger und Strecke.

Art	Ausgestaltung	Kosten [€/t CO ₂]
Pipeline	Distanz Wilhelmshaven	12,5
	Distanz Rotterdam	10,3
	Distanz Karlsruhe	2,2
	Distanz Oberschwaben (Biberach)	2,3
	Rotterdam – Lagerstätte Porthos	0,6
Zug	Distanz Wilhelmshaven	59,2 – 88,4
	Distanz Rotterdam	51,7 – 77,9
	Distanz Karlsruhe	26,7 – 42,9
	Distanz Oberschwaben (Biberach)	20,9 – 34,9
Seetransport	Wilhelmshaven - Gebiet A	8,31 – 27,3
	Wilhelmshaven - Gebiet B	10,29 – 35,8
	Rotterdam – Northern Lights	10,29 – 17,05

Während Zwischenspeicher und Verladekosten in den obigen Angaben bereits enthalten sind, fallen noch zusätzliche Kosten im Rahmen der Konditionierung des CO₂ an. Roussanaly et al. (2017) nennen hier Kosten von 9,3 €/t CO₂ für die Pipelinekonditionierung und 14,7 €/t CO₂ für die Zugkonditionierung. Zusätzlich ist im Hinblick auf den Schiffstransport die Verflüssigung ein wesentlicher Kostenbestandteil, welcher je nach Quelle mit 5,3 bis 14 € je Tonne CO₂ zu Buche schlägt (ZEP, 2011; Orchard et al., 2021). Für die Rekonditionierung nach dem Schiffstransport können nach Bjerketvedt et al. (2020) etwa 1,7 €/t CO₂ angesetzt werden.

Die Kosten für die Speicherung sind schließlich von verschiedenen Faktoren, wie der Speicherrate, der geologischen Formation (salinare Aquifere vs. erschöpfte Gas- und Ölfelder) sowie generell den standort-spezifischen Gegebenheiten abhängig. In der Literatur sind die dargestellten Bandbreiten deshalb in der Regel recht groß. Allgemein gilt, dass eine Onshore-Speicherung günstiger als eine Offshore-Speicherung ist. Vom FfE (2024) angeführte Kostenwerte mit Bezug auf Europa liegen hier bei Onshore 7,6 €/t CO₂ und Offshore 8 bis 19 €/t CO₂, jeweils zuzüglich Monitoringkosten von etwa 6,7 €/t CO₂. Sie liegen damit im mittleren bis oberen Bereich der eher optimistischen Angaben von IEAGHG and ZEP (2013).

Die aus der Literatur entnommenen Kostenangaben zu CO₂-Transport und -Speicherung müssen jedoch mit einem gewissen Maß an Skepsis betrachtet werden. Erste Praxiserfahrungen zeigen, dass die in der



Literatur hinterlegten Daten zu niedrig sein könnten. So werden für den flüssigen oder gasförmigen Transport von CO₂ per Lastwagen, Bahn oder Schiff zu CO₂-Lagerstätten in ersten Projekten in der Schweiz Kosten von über 600 Euro pro Tonne CO₂ berichtet².

6.3.2 Energetische Betrachtung

Der energetische Aufwand für den Transport von CO₂ hängt maßgeblich vom gewählten Transportmittel, dem Aggregatzustand sowie den Druck- und Temperaturbedingungen ab. Tabelle 5 zeigt realistische Bandbreiten basierend auf einer durchgeführten Metaanalyse.

Pipelines sind dabei energetisch am effizientesten und gelten insbesondere für große, kontinuierliche Transportmengen über weite Distanzen als bevorzugte Option. In überkritischem Zustand (48–200 bar, 10–34 °C) lässt sich CO₂ mit einem spezifischen Energieaufwand von lediglich 0,03 bis 0,05 kWh pro Tonne und Kilometer befördern (Global CCS Institute, 2024; Van Essen and et al., 2003). Damit sind Pipelines besonders für großskalige Verbindungen geeignet.

Eisenbahnen stellen Zwischenlösungen dar und können insbesondere in der Übergangsphase oder bei fehlender Pipelineinfrastruktur eine wichtige Rolle spielen, sofern die Strecken über verfügbare Kapazitäten sowie benötigte Transportgefäße aufweisen. Sie erreichen spezifische Energieverbräuche von 0,04 bis 0,07 kWh/tkm (Global CCS Institute, 2024; Van Essen and et al., 2003), wobei CO₂ typischerweise in verflüssigter Form bei Drücken von 6,5 bis 45 bar und Temperaturen von –52 bis –20 °C transportiert wird.

Der Transport via Offshore-Schiff kann mit einem Energiebedarf von 0,04 bis 0,06 kWh/tkm angesetzt werden. Allerdings muss hier berücksichtigt werden, dass zusätzlich zum reinen Transport die Verflüssigung am Hafen mit rund 160 kWh/t CO₂ (Fischedick et al., 2006) einen erheblichen Energieblock darstellt, der in der Energiebetrachtung für den Transport dominierend ist (Global CCS Institute, 2024; Van Essen and et al., 2003).

Tabelle 5: Energetischer Bedarf CO₂-Transport.

Transportmittel	Energiebedarf (kWh/ t km)	Aggregatzustand	Druck (bar)	Temperatur (°C)
Pipeline	0,03-0,05	Überkritisch	48 – 200	10 bis 34
Eisenbahn	0,04-0,07	Flüssig	6,5 - 26	-50 bis -20
Schiff (offshore)	0,04-0,06	Flüssig	6,5 - 45	-52 bis 10

Der Energiebedarf für die Speicherung von CO₂ hängt maßgeblich vom Transportweg und dem Aggregatzustand ab, in dem das CO₂ an der Speicherstätte ankommt. Wird CO₂ über eine Pipeline in dichter Phase

² <https://www.srf.ch/news/schweiz/klimaziele-der-schweiz-co2-speicherung-der-schweiz-in-skandinavien-der-aktuelle-stand>



(überkritisch, >73 bar) transportiert, ist für die Injektion in onshore- oder offshore-Lagerstätten lediglich eine Nachverdichtung auf den jeweiligen Lagerstättendruck erforderlich.

Anders stellt sich die Situation beim Schiffstransport dar: Hier muss das CO₂ vor der Injektion erneut erwärmt und auf Injektionsdruck komprimiert werden, um in den überkritischen Zustand überführt zu werden. Dieser zusätzliche Schritt erfordert nochmals etwa 90 bis 120 kWh pro Tonne CO₂ (Wilkes et al., 2021). Hinzu kommen moderate Energiebedarfe für Terminalbetrieb und Offshore-Handlingsysteme. Insgesamt zeigt sich damit, dass die Speicherung über Pipelines energetisch effizienter ist, während die Schiffslogistik durch die notwendige zweifache Umwandlung des Aggregatzustands (Verflüssigung und erneute Verdichtung) höhere Energieaufwände verursacht.

6.3.3 Klima- und umweltbezogene Betrachtung

In einer vergleichenden Betrachtung kommen Nöhl et al. (2025) zu dem Schluss, dass CO₂-Pipelines im Vergleich zu anderen Transportoptionen den niedrigsten Klimafußabdruck aufweisen. Die größte Gefahr wäre mit einem Austritt von CO₂ verbunden. CO₂ ist jedoch nicht brennbar, daher treten weder Explosionen noch Brände auf, auch die Umweltfolgen sind deutlich geringer als bei Öl-, Gas- oder Chemiepipelines. Allerdings besteht bei unkontrolliertem Austritt größerer Mengen die Gefahr einer Erstickung durch Bildung einer kalten, schweren CO₂-Wolke (Wilday et al., 2011), welcher jedoch mit entsprechendem Monitoring begegnet werden kann.

Bei der geologischen Speicherung von CO₂ zeigen Erfahrungen aus mehreren internationalen Projekten, dass eine sichere und dauerhafte Speicherung grundsätzlich möglich ist, wenn Standortwahl, Auslegung und Überwachung nach dem Stand der Technik erfolgen. Mögliche geologische Risiken – etwa Brüche im Gestein oder in der Deckschicht, die CO₂-Leckagen begünstigen könnten, sowie die Reaktivierung vorhandener Störungen und Bodenverformungen – sind aus der Forschung bekannt und sind bei der Planung und Überwachung systematisch zu berücksichtigen. Durch sorgfältige Standortcharakterisierung, geomechanische Analysen und kontinuierliches Monitoring lassen sich diese Risiken auf ein geringes Maß begrenzen (Song et al., 2023).

6.4. DACCS und BECCS

Für die Pfade 2 und 3 ist eine bilanzielle Speicherung von CO₂ als Ausgleich für die Weiternutzung des abgeschiedenen CO₂ im CCU-Kontext vorgesehen. Um dies abzubilden, werden nachfolgend DACCS (Direct Air Capture mit CO₂-Speicherung) und BECCS (Bioenergie mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung) hinsichtlich ihrer ökonomischen, energetischen und umwelt- bzw. klimabezogenen Wirkungen untersucht.



6.4.1 Ökonomische Betrachtung

Zur Einordnung der Kostenbandbreiten für DACCS und BECCS wird nachfolgend eine aktuelle Studie von (Malz et al., 2025) herangezogen, die prognostizierten Entwicklungsbandbreiten bis 2045 angibt. Anhand der dort angeführten Angaben konnten die Entwicklungen bis 2040 abgeschätzt werden.

DACCS gilt derzeit als die kostenintensivste Option unter den Negativemissionstechnologien. Abhängig von Standort, Energiepreisen und Technologieausführung liegen die für 2040 abgeschätzten Kosten hier bei 213 bis 420 €/t CO₂. BECCS ist hier im Vergleich kostengünstiger, da es bspw. an bestehende Biomassekraftwerke oder industrielle Reststoffströme gekoppelt werden kann. Die nach (Malz et al., 2025) für 2040 abgeleiteten Bandbreiten liegen hier bei 46 bis 173 €/t CO₂.

6.4.2 Energetische Betrachtung

Bei der Betrachtung des Energiebedarfs von Direct Air Capture-Technologien zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen flüssigen (Liquid DAC) und festen Sorbentien³ (Solid DAC) (Ozkan, 2025). Flüssige Sorbentien erfordern besonders in der Regenerationsphase hohe Temperaturen, wodurch ihr Energiebedarf deutlich höher ist. Feste Sorbentien benötigen hingegen weniger Energie, da sie bei niedrigeren Temperaturen effektiv arbeiten können, was den Prozess insgesamt energieeffizienter macht.

Tabelle 6: Energetischer Bedarf von DAC nach Technologien und Energieart nach (Ozkan, 2025).

Technologie	Energieart	Min (GJ/t CO ₂)	Max (GJ/t CO ₂)	Energiebedarf (MWh/t CO ₂)
Liquid DAC (flüssiges Sorbens)	Thermische Energie	5,25	8,1	1,458 – 2,250
	Elektrische Energie	1,32	1,8	0,367 – 0,500
Solid DAC (festes Sorbens)	Thermische Energie	2,9	5,5	0,806 – 1,528
	Elektrische Energie	0,6	1,1	0,167 – 0,306

Tabelle 6 verdeutlicht, dass die Wahl der Energiequelle entscheidend für die Umwelt- und Wirtschaftlichkeit von DAC-Technologien ist. Insbesondere Solid DAC mit Strom gilt als vielversprechendste Variante für eine nachhaltige und energieeffiziente CO₂-Abscheidung. Insgesamt zeigt sich eine große Bandbreite des Energiebedarfs, abhängig von Sorbenttyp und Systemdesign (Ozkan, 2025). In einer aktuellen Analyse (Veltin et al., 2025) werden hier ähnlich zu den obigen Angaben für das Jahr 2040 Bandbreiten von 1,5 bis 2,6 MWh für DACCS angesetzt. Inwiefern hier zukünftig zusätzliche Effizienzgewinne realisiert werden,

³ Sorbentien sind in diesem Zusammenhang Stoffe, die CO₂ aufnehmen oder binden können.



hängt vom Fortschritt der Forschung und Entwicklung ab und ist zum heutigen Zeitpunkt noch offen. Mögliche Ansätze zur Verbesserung der Effizienz umfassen die Entwicklung neuartiger, leistungsfähigerer Sorbentien sowie die Optimierung von Regenerationsprozessen.

BECCS weist einen deutlich geringeren Energieaufwand auf, da das CO₂ in Abgasen aus Biomasse-verbrennung in deutlich höherer Konzentration vorliegt. Bei Nutzung von Post-Combustion sind hier 0,8 bis 1,2 MWh zu erwarten (Thiedemann and Wark, 2025). Im Vergleich zu Carbon Capture and Storage an Zementwerken ist der energetische Bedarf von BECCS ähnlich oder leicht geringer, da in Zementanlagen fossile und biogene CO₂-Emissionen zusammen anfallen und die Abscheidung energieintensiver sein kann, insbesondere bei geringeren CO₂-Konzentrationen im Rauchgas. Im Falle einer Nutzung eines Fermentationsprozesses wären hier an der Biomasseanlage hingegen, zzgl. Transport und Speicherung, nur die Verdichtung mit etwa 0,16 MWh anfallen (Restrepo-Valencia and Walter, 2019). Insgesamt zeigt sich, dass BECCS energetische die effizienteste Option für die Abscheidung von biogenen CO₂-Emissionen darstellt, während DACCS deutlich energieintensiver ist (Thrän and et al., 2024).

6.4.3 Klima- und umweltbezogenen Betrachtung

DACCS kann CO₂ direkt aus der Atmosphäre entfernen und so negative Emissionen erzeugen. Die Effektivität hängt dabei stark von der verwendeten Energiequelle ab. Wenn fossile Energie eingesetzt wird, kann der Netto-Klimaeffekt deutlich reduziert oder sogar negativ sein. Für eine wirklich nachhaltige Klimawirkung muss DACCS mit erneuerbaren Energien betrieben werden. Ebenso entscheidend ist die sichere Speicherung des abgeschiedenen CO₂ in langfristigen Speichern wie geologischen Formationen. (Sustainability Directory, 2025) DACCS erfordert Ressourcen für Bau und Betrieb, darunter Stahl, Beton und spezielle Chemikalien, deren Herstellung eigene Umweltbelastungen verursacht. Der Flächenbedarf für DAC-Anlagen selbst ist vergleichsweise gering, jedoch kann die benötigte Fläche zur Bereitstellung der erforderlichen erneuerbaren Energie erheblich sein, was insbesondere in Regionen mit begrenzten Landressourcen zu Nutzungskonflikten führen kann. Zudem ist der Wasserbedarf von DAC-Anlagen, der je nach Systemtyp, Temperatur und Luftfeuchtigkeit variiert, ein wichtiger umweltbezogener Faktor. Ein hoher Verbrauch kann insbesondere in wasserarmen Regionen den lokalen Wasserhaushalt belasten.

Der Umwelteffekt von BECCS hängt hingegen wesentlich von der Art der verwendeten Biomasse ab. Die Nutzung von biogenen Abfällen und Reststoffen gilt als weitgehend umweltneutral, da diese keine zusätzliche Belastung für Landnutzung, Wasserhaushalt oder Biodiversität erzeugt. Im Gegensatz dazu kann der Anbau von Primärbiomasse, wie Mais, Gräsern oder Holz, potenziell negative Auswirkungen auf Boden, Wasser, Luft und Artenvielfalt haben (Thrän and et al., 2024). Eine Kaskadennutzung der Biomasse, bei der zuerst stoffliche Produkte und anschließend die verbleibenden Reste energetisch genutzt werden, kann die Umweltbelastung verringern. Im Vergleich zu DAC unterliegt der Einsatz von BECC insbesondere im Hinblick auf Flächenverfügbarkeit und Biodiversität noch deutlich stärkeren Kapazitäts- bzw. Potenzialrestriktionen.



6.5. Vergleich der Nutzungs- und Speicherpfade

Basierend auf den in den vorherigen Abschnitten dargestellten Daten und Annahmen sollen nachfolgend kosten- und energiebasierte Bandbreiten für die einzelnen Pfade dargestellt und im Vergleich zueinander betrachtet werden.

6.5.1 Ökonomische Betrachtung

Die vier untersuchten Pfade schlüsseln sich insgesamt in mehrere Szenarien mit jeweils individuellen Kostenbandbreiten auf, welche nachfolgend in Abbildung 21 dargestellt werden. Aufbauend auf den jeweiligen minimalen Gesamtkosten eines Pfades wird hierbei die erwartete Kostenbandbreite, aufgeschlüsselt in die Anteile von Abscheidung, Transport und Speicherung sowie ggf. bilanzieller Speicherung, aufgezeigt. Die Schwankungsbreite bei der CO₂-Abscheidung ergibt sich, wie in Abschnitt 6.2 dargestellt, aus den Kosten der unterschiedlichen Abscheideverfahren, wobei sich das Oxyfuel-Verfahren im unteren Bereich und das Post-Combustion-Verfahren eher im oberen Bereich der Abscheidungsbandbreite wiederfindet.⁴

Insgesamt zeigt sich, dass kostenseitig Pfad 4 mit einer Pipelineverbindung zu einer nahegelegenen Onshore-Lagerstätte mit Gesamtkosten von 66 bis 141 €/t CO₂ am günstigsten ausfällt. Die Schwankungsbreite entsteht hier insbesondere durch die unterschiedlichen Annahmen für die Abscheidungskosten. Ähnlich ist es bei Pfad 4 mit Zugtransport, welcher von 90 bis 174 €/t CO₂ reicht. Pfad 1, welcher eine Offshore-Speicherung unter Nutzung einer Onshore-Pipeline berücksichtigt, ist mit 75 €/t CO₂ am unteren Ende der Bandbreite zwar in einem ähnlichen Bereich wie Pfad 4, allerdings können die Kosten nur unter günstigen Rahmenbedingungen und im Fall einer küstennahen Speicherung via Offshore-Pipeline realisiert werden. Ein Transport via Schiff treibt die Kosten hingegen, insbesondere aufgrund der zusätzlichen Konditionierungserfordernisse, weiter nach oben. Insgesamt gibt es hier aufgrund der komplexeren Transportkette größere Unsicherheiten als bei Pfad 4, was sich auch in der größeren Bandbreite von 75 €/t bis 211 €/t CO₂ widerspiegelt. Die Nutzung des Schienenverkehrs als Alternative zur Onshore-Pipeline würde die Kosten deutlich auf 122 €/t bis 287 €/t CO₂ erhöhen.

Pfad 2 weist je nach Pipeline – oder Schienenverkehrsnutzung – minimale Kosten von 97 bzw. 127 €/t CO₂ und Pfad 3 minimale Kosten von 86 €/t CO₂ auf, welche jedoch nur unter Nutzung des Oxyfuel-Abscheideverfahrens und den günstigsten zu erwartenden Ausgleichskosten via BECCS realisiert werden können. Bei Nutzung von DACCS im Rahmen des bilanziellen Ausgleichs finden sich hier nach aktuellen Abschätzungen deutlich höhere Werte (265 bzw. 294 €/t CO₂ für Pfad 2 sowie 253 €/t CO₂ für Pfad 3). Die Transportaufwendungen für Pfad 2 sind aufgrund der vergleichsweise kurzen Strecke nach Karlsruhe gering, bei Pfad 3 entfällt dieser Kostenpunkt aufgrund der lokalen Nutzung komplett. Dennoch liegt das untere Ende der

⁴ Bei ausschließlicher Betrachtung der Oxyfuel-Technologie würde sich die Abscheidebandbreite entsprechend um etwa 50 €/t CO₂ verringern.



Kostenbandbreiten nicht niedriger als bei Pfad 1 und 4 (jeweils mit Pipelinennutzung). Grund hierfür sind die zusätzlichen Kosten für die notwendige bilanzielle Einspeicherung von CO₂, welche in ihrer günstigsten Ausprägung via BECCS immer noch höher ausfällt, als die günstigste Kombination aus Transport und Speicherung in Pfad 1 und 4. Generell zeigt sich jenseits der jeweils günstigsten Bilanzierungsoption eine sehr hohe Schwankungsbreite nach oben, welche insbesondere bei DACCS durch die derzeit noch hohen Unsicherheiten getrieben wird. So läge die obere Grenze der Kostenbandbreite unter Nutzung von DACCS bei 546 resp. 587 €/t CO₂ für Pfad 2 sowie 530 €/t CO₂ für Pfad 3 und damit deutlich über denen der übrigen Pfade. Die obere Grenze bei Betrachtung von BECCS als Ausgleichsoption läge hingegen bei 299 bzw. 340 €/t CO₂ für Pfad 2 sowie 283 €/t CO₂ für Pfad 3 und damit auf vergleichbarem Niveau wie die obere Grenze von Pfad 1 unter Nutzung von Schienentransport.

Letztendlich hängt die Bewertung von Pfad 2 und 3 auch stark von der Möglichkeit zum Verkauf des abgetrennten CO₂ für Nutzungspfade und den darüber erzielbaren Erlösen ab. Pfad 2 und 3 werden insbesondere dann interessant, wenn die Erlöse die zusätzlichen Kosten (durch den bilanziellen Ausgleich) im Vergleich zu Pfad 1 und 4 mindestens ausgleichen. Für ein Zementwerk wäre der minimale, wirtschaftlich sinnvolle CO₂-Verkaufspreis (an CCU bzw. e-Fuels/eMethanol) demnach die Schwelle, bei der der Verkauf von CO₂ mindestens so ökonomisch vorteilhaft wie alleiniges CCS ausfällt. Stünde eine nahegelegene Onshore-Speichermöglichkeit zur Verfügung, wäre CCS vergleichsweise günstig, sodass der erforderliche CO₂-Verkaufspreis höher liegen müsste. Ist dagegen nur eine Offshore-Speicherung via Pipeline (oder gar per Zugtransport) möglich, steigen die CCS-Kosten deutlich. Entsprechend sinkt die Schwelle, ab der sich ein CO₂-Verkauf lohnt. Würde man (basierend auf der hier durchgeführten, vereinfachten Berechnung und unter Annahme einer Pipelineverbindung) beispielhaft für Pfad 2 die mittleren ermittelten Kosten unter Nutzung von BECCS zur Bilanzierung heranziehen, ergäbe sich im Vergleich zur direkten Onshore-Speicherung in der Nähe (Pfad 4) ein erforderlicher Mindesterloß von 57 bis 132 €/t CO₂. Ob ein solcher Preis in der Praxis erzielt werden kann, hängt letztendlich entscheidend von den zukünftigen Marktbedingungen, regulatorischen Rahmenbedingungen (z. B. SAF-Quoten) und CO₂-Verfügbarkeiten ab.

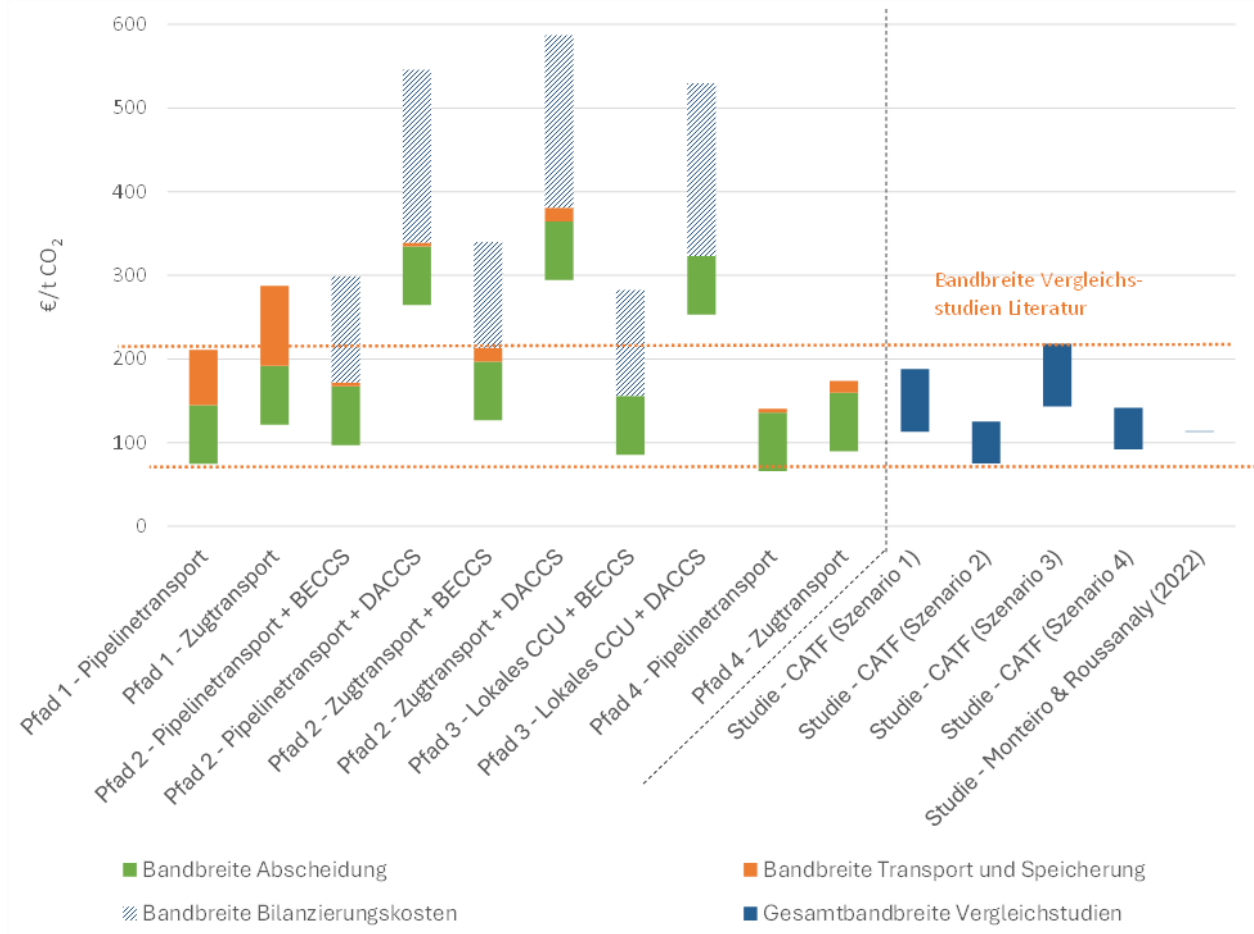


Abbildung 21: Vergleich der Kostenbandbreiten für die vier Pfade mit Gegenüberstellung von vergleichbaren Untersuchungen aus der Literatur.

Zur Plausibilisierung und Einordnung der Berechnungen zu den vier Pfadoptionen werden im rechten Bereich von Abbildung 18 zusätzlich die CCS-Kosten aus anderen Studien mit vergleichbarem Kontext beispielhaft gegenübergestellt. Zum einen umfasst dies Ergebnisse zu vier Szenarien aus dem CCS Cost Tool von CATF (2023) für den spezifischen Standort Mergelstetten. Szenario 1 und 2 berücksichtigen hier jeweils die Möglichkeit einer Pipelineverbindung zur nächsten Lagerstätte, wohingegen für Szenario 3 und 4 keine Pipelineverbindung angenommen wird. Mögliche Lagerstätten sind hierbei in Szenario 1 und 3 auf diejenigen beschränkt, welche bereits in 2022 in Planung waren, wohingegen in Szenario 2 und 4 auch weitere Lagerstätten mit ausreichender Kapazität in Frage kommen. Im Hinblick auf das Tool ist allerdings zu berücksichtigen, dass hier die konkret eingehenden Parameter nicht transparent aufgeschlüsselt werden. Zusätzlich wird das Ergebnis einer Studie von Monteiro and Roussanaly (2022) gegenübergestellt, die die Offshore-Speicherung des CO₂ eines hypothetischen, belgischen Zementwerks in den Niederlanden über Onshore- und Offshore Pipelines betrachtet.



Das Szenario in der Studie von Monteiro and Roussanaly (2022) ist am ehesten vergleichbar mit Pfad 1 mit Pipelinennutzung und liegt hier mit Gesamtkosten von 113 €/t CO₂ im unteren Bereich der ermittelten Kostenbandbreite. Dies ist insofern plausibel, dass hier aufgrund des Transportes mittels On- und Offshorepipeline der potentiell günstigste Transportpfad gewählt wird und die Transportdistanz von Belgien in die Niederlande deutlich kürzer ausfällt als im Pfadszenario. Günstigere Gesamtkosten zeigen sich im Pfadszenario nur dann, wenn bei der Abscheidung die potenziell günstigere Oxyfuel-Technologie (im Gegensatz zur MEA-basierten Post-Combustion in der Vergleichsstudie) genutzt wird. Im Hinblick auf die Ergebnisse des CCS Cost Tools von CATF (2023) ist das CATF-Szenario 1 ebenfalls am ehesten mit Pfad 1 mit Pipelinennutzung vergleichbar. Die angegebenen Kostenbandbreiten liegen hier zwischen 113 und 188 €/t CO₂ und damit im mittleren bis oberen Bereich für Pfad 1, was im Hinblick auf die hier voraussichtlich genutzte Post-Combustion-Abscheidung realistisch ist. CATF-Szenario 3 geht von einer nicht vorhandenen Pipelineinfrastruktur aus und ist damit in etwa vergleichbar mit Pfad 1 unter Nutzung von Schienentransport. Die hier angegebenen Kostenbandbreiten liegen zwischen 143 und 218 €/t CO₂ und damit im mittleren Bereich des Pfadszenarios. Dass das Pfadszenario nach oben hin eine größere Bandbreite aufweist, ist auch auf die hier berücksichtigten, größeren Unsicherheiten hinsichtlich der schienengebundenen Transportkosten zurückzuführen, die auch in Abschnitt 5.3 diskutiert werden. CATF-Szenario 2 und 4 sehen respektive einen pipelinegebundenen bzw. nicht-pipelinegebundenen Transport vor, wobei im Gegensatz zu CATF-Szenario 1 und 3 auch potentielle, nahegelegene Speicherplätze herangezogen werden für welche zum Datenstand 2022 noch keine konkreten Planungen vorlagen. Sie sind somit am ehesten vergleichbar mit Pfad 4 und spiegeln sich mit 75 bis 125 €/t CO₂ bzw. 92 bis 142 €/t CO₂ auch gut in den für Pfad 4 ermittelten Bandbreiten wider. Insgesamt zeigt sich damit, dass sich die Ergebnisse der Pfadberechnungen plausibel in die Bandbreite der Vergleichsstudien einordnen.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Kostenangaben zu CO₂-Transport und -Speicherung derzeit mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind. Erste Praxiserfahrungen deuten darauf hin, dass die initialen Kosten über den in der Literatur hinterlegten Werten liegen, wobei allerdings langfristig entsprechende Kostensenkungen durch Lern- und Skaleneffekte zu erwarten sind. Ebenso gibt es in der Literatur deutlich unterschiedliche Annahmen zu den zukünftigen Kosten von DACCS, welche durch die hier angesetzte Bandbreite nicht vollständig aufgegriffen werden konnten. Es ist aber davon auszugehen, dass zumindest anfangs BECCS die günstigere Option darstellen wird.

6.5.2 Energetische Betrachtung

Aus energetischer Perspektive zeigt sich, wie in Abbildung 22 dargestellt, dass der Energiebedarf der Pfade wesentlich durch den Abscheidvorgang getrieben wird. Dieser zeichnet sich zudem im Wesentlichen verantwortlich für die im linken Teil der Darstellung gezeigten Schwankungsbreite. Die Pfade 3 und 4 hätten – sofern man den indirekt anfallenden Energiebedarf für die bilanzielle Speicherung in die Kalkulation mit einbezieht – aufgrund der zweifachen Abscheidung den erkennbar höchsten Energiebedarf. Hinzu kämen



potenziell, hier allerdings nicht explizit mitbetrachtet, die zusätzlichen Energieaufwendungen für die Nutzung des CO₂ im CCU-Kontext. Der Unterschied zwischen Pfad 1 und Pfad 4, mit ihren jeweiligen Ausprägungen, liegt letztlich in den unterschiedlichen Energiebedarfen für Transport und Speicherung.

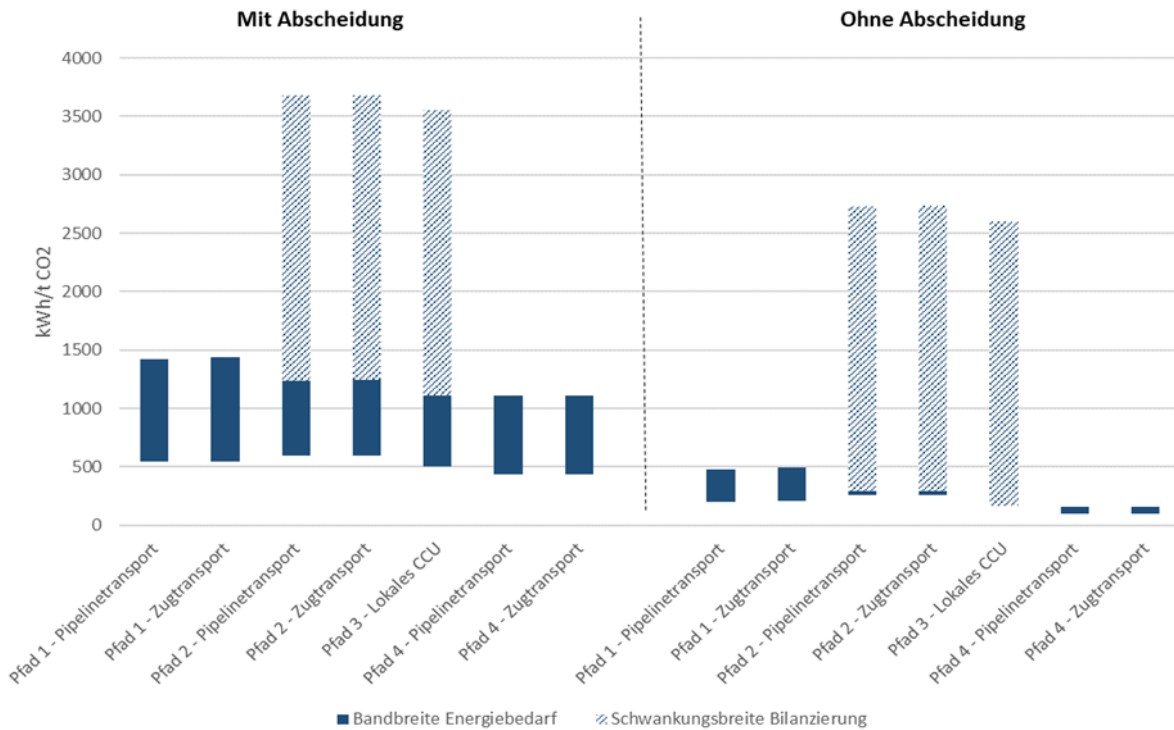


Abbildung 22: Vergleichende Gegenüberstellung der Energiebedarfsbandbreiten für die untersuchten Pfade.

Auch wenn der Energiebedarf für Transport und Speicherung erkennbar kleiner als der für den Abscheidungsprozess ist, ist er dennoch keinesfalls vernachlässigbar. Vielmehr ist er ein wesentliches Differenzierungskriterium zwischen den Pfaden. Insgesamt liegt der Energiebedarf für Speicherung und Transport in Pfad 4 am niedrigsten und unterscheidet sich nur marginal zwischen seinen beiden Ausprägungen (97 bis 159 kWh/t CO₂ bei Pipelinennutzung vs. 98 bis 161 kWh/t CO₂ bei Bahntransport). Der Energiebedarf für Pfad 1 liegt diesbezüglich erkennbar höher, wobei sich der letztendliche Energiebedarf deutlich unterscheidet, je nachdem eine Offshore-Pipeline mit Küstennaher Speicherung oder ein Schiffstransport zu einer entfernteren Lagerstätte angesetzt wird. Der Energiebedarf für die Pfade 2 und 3 wird im Wesentlichen durch die indirekten Bedarfe im Rahmen der bilanziellen Speicherung mittels DACCS und BECCS bestimmt. Vor allem die Nutzung von DACCS zur Bilanzierung würde hier zu einer wesentlichen Erhöhung führen.



6.5.3 Kurzfazit

Mit Blick auf den bilanziellen Ausgleich lässt sich zusammenfassend feststellen, dass im Falle des Vorhandenseins eines nahegelegenen Onshorespeichers die direkte CO₂-Einspeicherung in der Regel die günstigste Option darstellen dürfte. Ähnliches gilt auch für den Fall, wenn eine großskalige CO₂-Pipeline (entsprechend der OGE-Darstellung) vorhanden ist, mit Möglichkeit zur küstennahen Einspeicherung via Offshore-Pipeline. Das letztendliche Ergebnis des Kostenvergleichs hängt jedoch stark von der Höhe der möglichen Erlöse durch Weiterverkauf von CO₂ ab, welche zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht prognostizierbar sind. Selbst losgelöst von den möglichen Verkaufserlösen kann CCU mit bilanziellem Ausgleich über BECCS jedoch bereits dann wirtschaftlich interessant werden, sobald Offshore-Speicherstätten nicht mehr via Offshore-Pipeline, sondern via Schiff erreicht werden müssen oder vor allem auch dann, wenn eine entsprechende Onshore-Pipeline nicht (rechtzeitig) verfügbar sein sollte und ein Transport zur Küste bspw. via Schienengüterverkehr erfolgen müsste.



7. Abschätzung des Industrie-Kohlenstoffbedarfs

Mit der Umsetzung der Vorgaben zur Treibhausgasneutralität ist nicht nur der Verzicht auf fossile Brennstoffe und deren Ersatz durch erneuerbare Energien, sondern langfristig auch der Verzicht auf fossile Rohstoffe verbunden. Durch den Verzicht auf fossile Kohlenwasserstoffe werden die CO₂-Emissionen der Energiewirtschaft und der Industrie massiv sinken, so dass diese nicht als CO₂-Quellen zur Verfügung stehen werden.

Gleichzeitig wird CO₂ jedoch der wichtigste Kohlenstoffträger für die zukünftige Versorgung all jener Industriezweige sein, die auf kohlenstoffhaltige Rohstoffe angewiesen sind - allen voran die chemische Industrie. In diesem Kontext sollen nachfolgend potenzielle zukünftige CO₂-Anwendungsbereiche identifiziert und realistische Bedarfsbandbreiten für Deutschland und die EU abgeleitet werden. Dies soll letztlich auch dazu dienen, die zukünftige Rolle von CO₂ aus der Zementindustrie und aus DAC als potenziell wichtige Kohlenstoffträger näher zu beleuchten.

7.1. Überblick über potenzielle CO₂-Anwendungsbereiche und CCU-Pfade

Die potenziellen Nutzungsansätze für CO₂ sind äußerst breit gefächert und vielfältig. Sie lassen sich in sieben Hauptbereiche mit jeweils verschiedenen zugehörigen CCU-Produktspfaden untergliedern. Abbildung 23 gibt nachfolgend einen Überblick über derzeitige und potenziell zukünftige Anwendungen von CO₂ sowie über den jeweiligen Stand der technologischen Reife (Technology Readiness Level, TRL).

Die physikalische Nutzung umfasst eine Vielzahl potenzieller Anwendungen, bei denen CO₂ direkt in einem physikalischen Prozess eingesetzt wird. Die meisten in diesem Zusammenhang genannten Nutzungen sind bereits ausgereift und in der Praxis etabliert. Zu den mengenmäßig bedeutenden Bereichen zählen die gesteigerte Öl- und Gasförderung (Enhanced Oil Recovery / Enhanced Gas Recovery, EOR/EGR), bei der CO₂ unter hohem Druck in Bohrlöcher eingebracht wird, um die Fördermengen zu erhöhen – insbesondere verbreitet in Nordamerika –, sowie der direkte Einsatz als Kältemittel und in der Lebensmittel- und Getränkeindustrie. Gerade EOR/EGR ist mit Blick auf eine potenzielle Nutzung jedoch kritisch zu bewerten, insbesondere da es durch den Einsatz zur Förderung fossiler Energieträger der Emissionsreduktion entgegenwirkt (Farajzadeh et al., 2020; Rodriguez, 2023). Andere Anwendungen wie der Einsatz von CO₂ als spezielles Löschmittel (z. B. CO₂-Feuerlöscher), zur Imprägnierung oder als Schutzgas sind durch vergleichsweise geringere Nachfragemengen gekennzeichnet.



Die Mineralisierung bzw. Karbonatisierung natürlicher Minerale stellt ein zusätzliches sehr relevantes Anwendungsfeld im Bereich CCU dar. Bedeutende Anwendungen von CO₂ in diesem Zusammenhang sind die Karbonatisierung alkalischer Abfallstoffe wie Stahlwerksschlacke, Bauxitrückstände, Aschen, Salzlagen, Zementabfälle oder Klärschlämme. Grundsätzlich bestehen hier erhebliche Potenziale, die aufgrund des fortgeschrittenen technologischen Reifegrads bereits in naher Zukunft realisierbar erscheinen. Die Karbonatisierung solcher Abfallstoffe führt zur Umwandlung von CO₂ in stabile, mineralische Karbonate und ermöglicht dadurch eine langfristige Speicherung (Bacocchi and Costa, 2021). Diese Anwendung befindet sich somit an der Schnittstelle zwischen CCU und CCS, da CO₂ überwiegend dauerhaft gebunden wird. Eine weitere Anwendung im Bereich der Mineralisierung ist das sogenannte Concrete Curing, bei dem CO₂ dauerhaft als Karbonatverbindung im Beton eingebunden wird. Da bei der Betonproduktion selbst große Mengen an CO₂ entstehen, wird erwartet, dass primär diese Emissionen genutzt werden, sodass keine zusätzliche externe CO₂-Nachfrage entsteht. Auch die Zuckerproduktion ist ein Anwendungsfeld für CCU. Im Herstellungsprozess wird CO₂ zur Reinigung der aus Zuckerrüben und/oder Zuckerrohr gewonnenen Rohstoffe benötigt. Dabei wird CO₂ zur Bindung von Calciumionen eingesetzt, sodass die Zuckerproduktion sowohl als CO₂-Verbraucher als auch als CO₂-Emittent fungiert. Da viele Zuckerraffinerien über eigene Kalköfen zur Herstellung der benötigten Kalkmilch verfügen, können CO₂-Emissionen aus dem Prozess wieder in die Saftreinigung rückgeführt werden. Der direkte CO₂-Einsatz in der Zuckerproduktion ist etabliert und erreicht daher TRL 9 (Schmid & Hahn, 2021).

Ein weiteres zukünftiges Anwendungsfeld von CO₂ liegt in der Herstellung kohlenstoffbasierter Chemikalien, die derzeit überwiegend aus fossilen Rohstoffen für die chemische und pharmazeutische Industrie gewonnen werden. Dieses Feld lässt sich im Wesentlichen in zwei Gruppen unterteilen: Basischemikalien (Bulkchemikalien) und Feinchemikalien (Feinchemikalien).

Basischemikalien sind Chemikalien, die in großen Mengen produziert werden. Derzeit erfolgt ihre Herstellung überwiegend auf Basis fossiler Ölprodukte wie Naphtha oder Erdgas. Alternativ ist auch eine Produktion unter direkter Nutzung von CO₂, H₂ und Strom möglich, wobei der jeweilige TRL je nach chemischer Verbindung variiert. Die Herstellung von Harnstoff und Salicylsäure unter direktem Einsatz von CO₂ ist bereits ausgereift (Chauvy et al., 2019). Die Herstellung von Ethylen und Propylen – die etwa 80 % der deutschen Basischemikalienproduktion ausmachen und somit besonders hohe CO₂-Nutzungspotenziale aufweisen – befindet sich derzeit auf einem TRL von 7 (Schmid & Hahn, 2021). Die übrigen Basischemikalien weisen in der Regel deutlich niedrigere technologische Reifegrade auf.

Die zweite Gruppe umfasst Feinchemikalien, die typischerweise in kleinen Mengen für spezifische Anwendungen hergestellt werden. Obwohl Feinchemikalien mengenmäßig nur in geringem Umfang produziert werden, ist auch hier eine Substitution fossiler Rohstoffe durch die direkte Nutzung von CO₂ im Rahmen von CCU denkbar und stellt ein potenzielles künftiges Geschäftsfeld dar. Der technologische Reifegrad liegt jedoch – ähnlich wie bei vielen Basischemikalien – unterhalb von TRL 5, sodass entsprechende CCU-Pfade nur langfristig und perspektivisch etabliert werden können.



7.2. Abschätzung CO₂ Bedarfsbandbreiten und -potenziale

Aufbauend auf den im vorherigen Abschnitt identifizierten Anwendungsbereichen wurde eine Metaanalyse zur Abschätzung der zukünftig zu erwartenden CO₂-Bedarfe durchgeführt. Ziel war hierbei primär das Aufzeigen zukünftiger potenzieller Bedarfe in den unterschiedlichen Anwendungsbereichen. Sofern für einen Anwendungsbereich mehrere Abschätzungen in der Literatur identifiziert werden konnten, wurden basierend auf diesen Werten Bedarfskorridore erstellt. Regionaler Fokus der Analysen lag dabei auf Deutschland und der EU. Sie stellt damit eine sinnvolle Ergänzung zu einer parallel in Erstellung befindlichen Studie des DBI dar, welches auf die konkret in Baden-Württemberg zu erwartenden Bedarfe fokussiert.

Vergleichend wurden den ermittelten Bandbreiten zusätzlich die theoretischen Bedarfspotenziale gegenübergestellt. Für Deutschland wurden hierfür die Bandbreiten zum theoretischen CO₂-Bedarf nach Schmidt & Hahn (2021) herangezogen. Diese ergeben sich aus der Verrechnung der heutigen Produktionsvolumina und dem jeweils ermittelten Spektrum von CO₂ Konversionsfaktoren der einzelnen CCU-Pfade. Für die zukünftige Entwicklung wurden zudem zwei Entwicklungsszenarien betrachtet, welche zum einen eine zukünftig stabile Produktion und zum anderen eine fortgesetzte, historisch abgeleitete Wachstumsrate unterstellen. Die von Schmidt & Hahn (2021) bis 2030 berechneten Werte wurden hierbei zeitlich fortgeführt. Gleichzeitig wurden basierend auf derselben Methodik unter Nutzung der europäischen Statistik (insb. Eurostat Prodcom Database) eigene Berechnungen zum theoretischen CO₂-Bedarf für die EU durchgeführt.

7.2.1 Physische Nutzung

Aufgrund des ausgereiften TRLs hat der physische Einsatz von CO₂ einen großen Anteil am aktuellen Bedarf. Die große Bandbreite an Nutzungsoptionen sowie hierfür oftmals fehlende Erfassungen und Statistiken erschweren allerdings eine konkrete mengenmäßige Abschätzung. Entsprechend sind auch in der Literatur Angaben zum CO₂-Bedarf für die physische Nutzung nur spärlich und auch nur aggregiert für den Gesamtbereich zu finden.

Sowohl für Deutschland als auch die EU ist die Verarbeitung von Lebensmitteln und Getränken aktuell der Bereich mit der größten physischen Nutzungsmenge. Für Deutschland lag die rein physische Nutzung um das Jahr 2020 bei etwa 0,9 Mt CO₂ (Schmidt & Hahn, 2021), wohingegen diese Menge für die EU auf etwa 3,1 Mt CO₂ geschätzt werden kann (IEA, 2019). Setzt man, wie von McQuillen et al. (2022) empfohlen, eine Wachstumsrate von 2% an, erhöht sich der Bedarf bis 2050 auf etwa 5,1 Mt für die EU bzw. 1,6 Mt für Deutschland (für 2040 4,3 resp. 1,3 Mt).

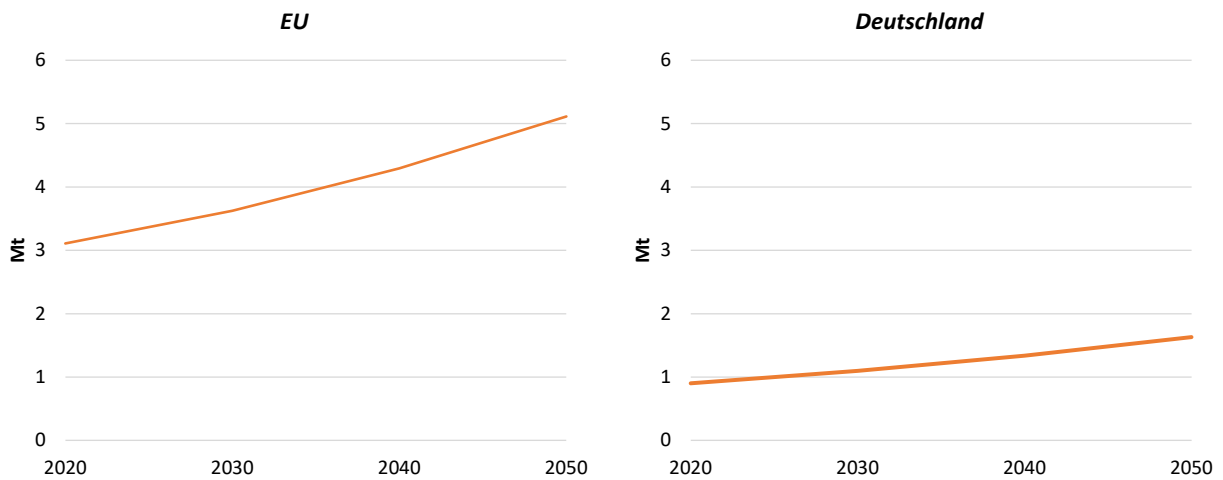


Abbildung 24: Erwartete CO₂-Nachfrageentwicklung im Bereich physische Nutzung (eigene Darstellung basierend auf (IEA, 2019; Schmid and Hahn, 2021; McQuillen et al., 2022)).

7.2.2 Biologische Umwandlung & Biomassekultivierung

Ähnlich zur physischen Nutzung sind auch Abschätzungen zur biologischen Umwandlung und Biomassekultivierung rar. Insbesondere zur Produktion von (Mikro-)Algen sind trotz des vergleichsweise hohen TRL keine belastbaren quantitativen Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung in der Literatur zu finden, weshalb diese nachfolgend nicht betrachtet werden.

Der Einsatz in Gewächshauskulturen erfolgt derzeit auf europäischer Ebene vor allem in den Niederlanden. Hier wird derzeit bereits abgeschiedenes CO₂ im Umfang von 5 bis 6,3 Mt CO₂ in Gewächshäusern genutzt (Alberici et al., 2017). Auf diesen Mengen wurde der erwartete Entwicklungspfad basierend auf Abschätzung nach McQuillen et al. (2022) beschrieben und in Abbildung 25 dargestellt. Für Deutschland sind derzeit keine Informationen zur aktuellen und zukünftigen Nutzung verfügbar, weshalb der erwartete Entwicklungspfad aus dem deutschen Anteil an Gewächshauskulturen und dem erwarteten europäischen Verlauf abgeschätzt wird (Morin et al., 2017, Eurostat). Demnach ist bis 2050 in Deutschland eine Nutzung von etwa 0,3 Mt CO₂ im Vergleich zu knapp 22 Mt in der EU zu erwarten. Dies liegt in beiden Fällen innerhalb der ermittelten Potenzialbandbreite, welche allerdings aufgrund der stark divergierenden CO₂-Konversionsfaktoren für die verschiedenen Gewächsorten eine beträchtliche Bandbreite aufweist.

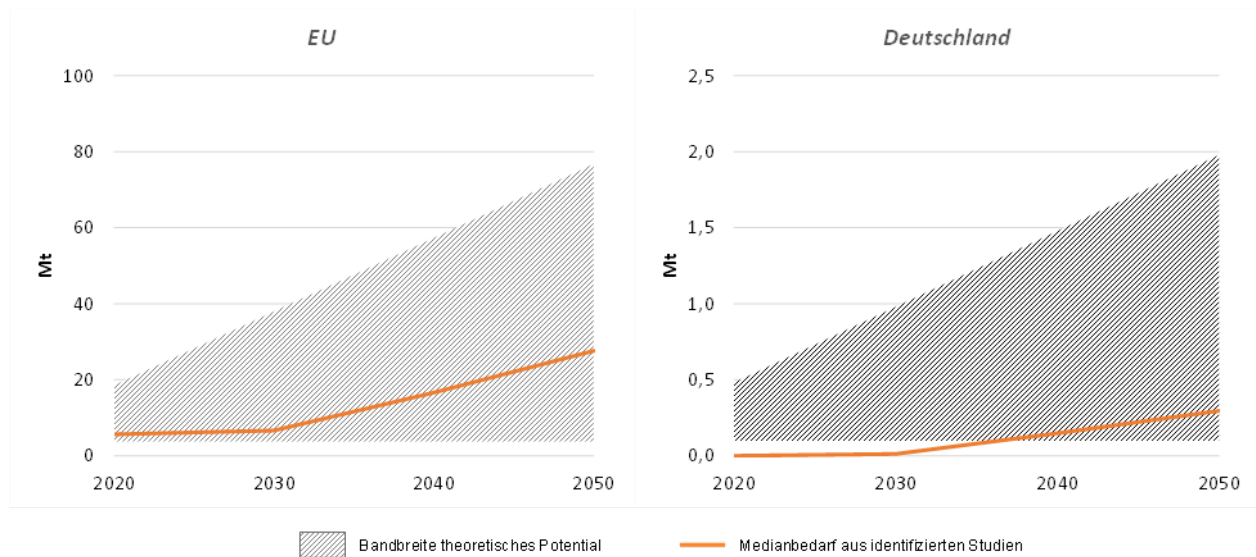


Abbildung 25: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO₂-Bedarf im Bereich Biomassekultivierung (eigene Darstellung basierend auf (Alberici et al., 2017; McQuillen et al., 2022; Morin et al., 2017; Schmid and Hahn, 2021)).

7.2.3 Herstellung von Chemikalien und Polymeren

Abbildung 26 zeigt nachfolgend die erwarteten Nachfragebandbreiten im Bereich Chemikalien und Polymere. Sowohl für Deutschland als auch die EU zeigen sich hier deutliche und auch frühzeitig erfolgende Bedarfsanstiege. Die nach Schmidt & Hahn (2021) sowie eigenen Berechnungen ermittelten Potenziale werden hierbei unter Betrachtung der Medianentwicklung der Szenarien in beiden Fällen perspektivisch ausgeschöpft. Die im Median der Literaturwerte zu erwartende Nachfrage im Jahr 2050 in der EU liegt hierbei bei etwa 123 Mt und in Deutschland bei etwa 41 Mt (2040: 38 resp. 11 Mt). Deutschland weist damit perspektivisch von allen Ländern den größten Bedarf in der EU auf (etwa ein Drittel).

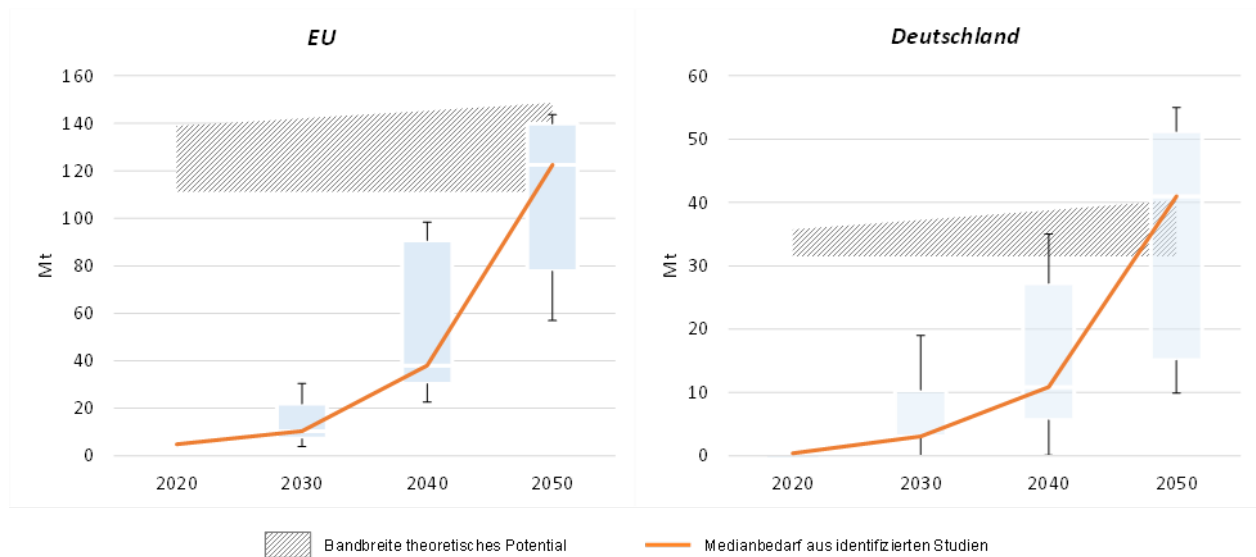


Abbildung 26: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO₂-Bedarf im Bereich Chemie und Polymere (eigene Darstellung basierend auf (Bazzanella and Ausfelder, 2017; Bringezu et al., 2020; Kaiser and Bringezu, 2020; VCI, 2019, 2023; Viebahn et al., 2019; Huo et al., 2023; Schmid and Hahn, 2021)).⁵

7.2.4 Herstellung von Energieträgern

Die Herstellung von Energieträgern weist mit Abstand die höchsten theoretischen Bedarfspotenziale auf (siehe Abbildung 27). Würden die aktuell in der EU bzw. Deutschland produzierten Kraftstoffe vollständig synthetisch über CCU-Routen hergestellt, ergäben sich theoretisch CO₂-Bedarfe in Höhe von 1,3 bis 2 Gt resp. 0,2 bis 0,3 Gt. Auch unter der Annahme einer anhaltend rückläufigen Kraftstoffnachfrageentwicklung läge die tatsächlich erwartete Nachfrage in Zukunft deutlich niedriger. Es kann davon ausgegangen werden, dass zukünftig Flüssigkraftstoffe lediglich für den Flugverkehr und weitere nicht-elektrifizierbare Verkehrsbereiche eingesetzt werden.

Studien zur Abschätzung europäischer Bedarfe gehen für das Jahr 2050 im Median von einer Nachfrage von 192 Mt CO₂ im Rahmen der synthetischen Kraftstoffproduktion aus. Bereits 2040 umfasst der Bedarf hier bereits 104 Mt. Die Bandbreite ist insgesamt jedoch relativ groß, was die Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Nachfrage in der EU unterstreicht. Dies zeigt sich noch einmal verstärkt mit Blick auf Deutschland. Im Median wird hier eine Nachfrage von 7 Mt CO₂ in 2050 erwartet, wobei das erste und dritte Quartil zwischen 2,3 und 16,5 Mt liegt. Es ist zu erwarten, dass der deutsche Anteil an der EU-weiten

⁵ Die dargestellten Bandbreiten spannen sich zwischen den niedrigsten und höchsten Bedarfsabschätzungen der identifizierten Studien auf, wobei in hellblau auch die Bereiche des ersten und dritten Quartils sowie zusätzlich der sich aus den Werten ergebende Medianverlauf aufgezeigt werden. Die Bandbreite des theoretischen Potenzials stellen den theoretischen CO₂-Bedarf bei vollständiger Umstellung auf CCU-Prozesse im Anwendungsbereich dar (siehe hierzu auch die einleitenden Erläuterungen zu Abschnitt 6.2).



CO₂-Nachfrage zur Herstellung synthetischer Energieträger, insbesondere auch vor dem Hintergrund der begrenzten verfügbaren EE-Potenziale und erwarteten zukünftigen Stromkosten, eher gering sein wird.

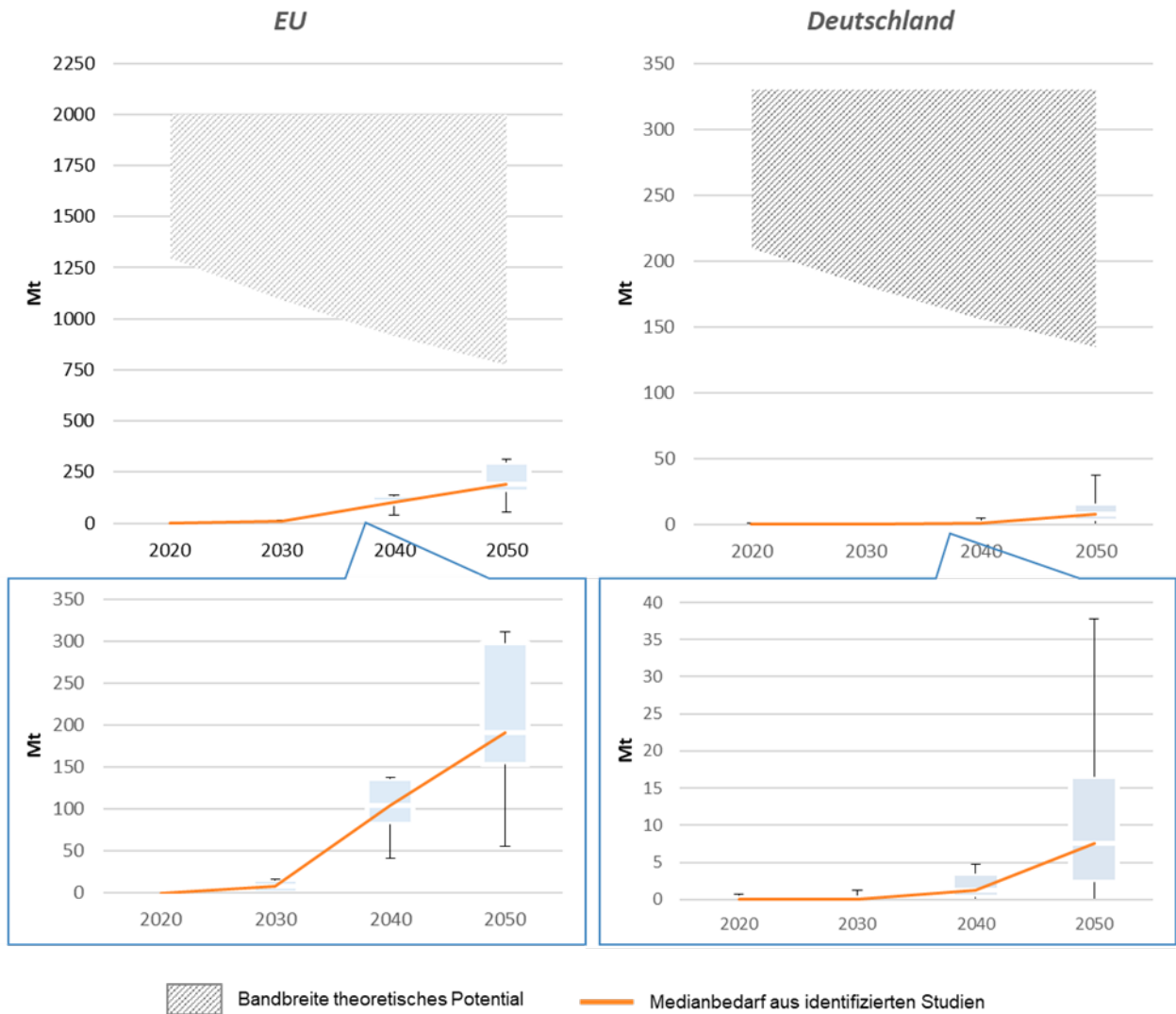


Abbildung 27: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO₂-Bedarf im Bereich Energieträger (eigene Darstellung basierend auf (Bazanella and Ausfelder, 2017; Burchardt et al., 2021; Carlsson et al., 2020; dena, 2021; European Commission, 2018; Gerbert et al., 2018; McQuillen et al., 2022; Millinger et al., 2021; Sterchele et al., 2020; Viebahn et al., 2019)).⁵

7.2.5 Mineralisierung

Im Hinblick auf das Anwendungsfeld der Mineralisierung wird nachfolgend auf den Anwendungsbereich Concrete Curing fokussiert. Im Hinblick auf die Mineralisierung wird die Karbonisierung von Abfällen und Herstellung von Aggregaten zwar ebenfalls häufig im CCU-Kontext genannt und weist prinzipiell hohe zusätzliche Nutzungspotenziale auf. Allerdings gibt es hier abseits einer globalen Studie von Sick et al. (2022)



kaum verfügbare Daten. Zudem kann dieser Bereich eher dem Bereich CCS zugeordnet werden, da im Rahmen der Karbonisierung nur eingeschränkt marktfähige Produkte entstehen, während Concrete Curing stärker als nutzungsorientierte Anwendung verstanden wird. Die zu erwartenden Bedarfe für 2050 liegen auf EU-Ebene im Median bei knapp über 15 Mt, für Deutschland bei etwa 3 Mt. Sie ordnen sich hierbei gut in die ermittelten Potenzialbandbreiten ein. Für das Jahr 2040 ergeben sich im Median 5,4 bzw. 1,2 Mt Bedarf.

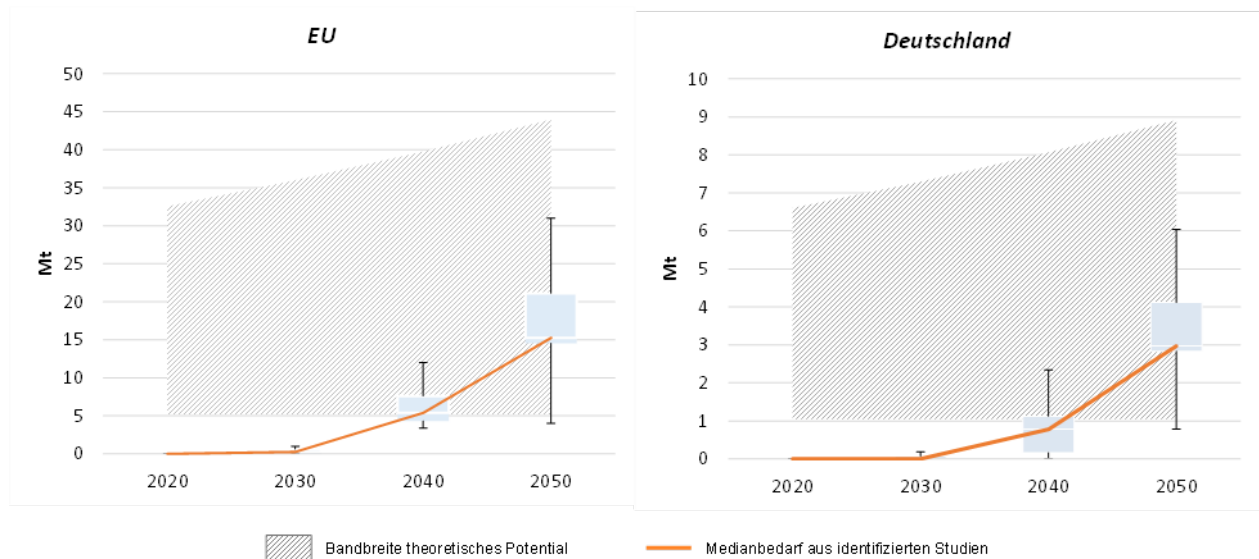


Abbildung 28: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO₂-Bedarf im Bereich Concrete Curing (eigene Darstellung basierend auf (Cembureau, 2020; Hepburn et al., 2019; McQuillen et al., 2022; Sick et al., 2022)).⁵

7.3. Zusammenfassung und Einschätzung

Fasst man die ermittelten Bedarfsentwicklungen zusammen, ergibt sich für die EU ein im Median zu erwartender Bedarf von 168 Mt 2040 und 362 Mt 2050 (siehe Abbildung 29). Die Ergebnisse ordnen sich somit zwischen den Angaben bestehender Studien ein, die den zukünftigen Bedarf im Jahr 2050 auf 173 Mt (CVE, 2024) bzw. 436 bis 597 Mt (McQuillen et al., 2022) schätzen. Angaben zu den als Rohstoff verfügbaren CO₂-Mengen zur Deckung dieser Nachfrage sind allerdings selten. McQuillen et al. (2022) geben eine nutzbare Menge von 94 Mt CO₂ 2040 und 156 Mt CO₂ 2050 an und schließt auf einen frühzeitigen, über DAC zu deckenden Nachfrageüberschuss. Legt man diese Verfügbarkeit in der hier durchgeführten Untersuchung zu Grunde, würde sich spätestens im Jahr 2040 ein Nachfrageüberschuss an CO₂ ergeben.

Für Deutschland wird ein Bedarf von im Median knapp 14 Mt im Jahr 2040 und 54 Mt im Jahr 2050 ermittelt. Die Werte liegen damit, insbesondere aufgrund der geringeren Bedarfe im Bereich Energieträger, unter den für 2050 angenommenen Bedarfe von ca. 85 Mt (dena, 2021), die im Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG) herangezogen werden (Bundestag, 2022). Für Deutschland ständen diesem Bedarf je nach betrachtetem Szenario 21,6 bis 29 Mt CO₂ 2040 und 15,7 bis



24,7 Mt im Jahr 2050 als verfügbare Rohstoffmenge gegenüber (VCI, 2019). Auch hier würde sich spätestens 2050 ein Nachfrageüberschuss ergeben.

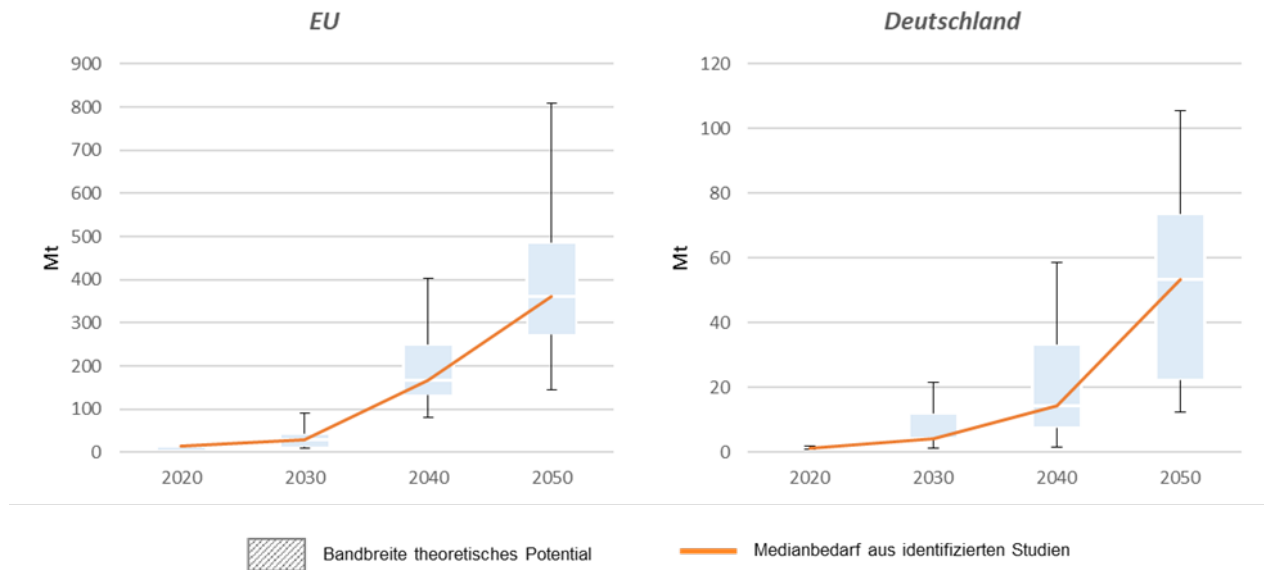


Abbildung 29: Kumulierte CO₂-Nachfragebanbreiten für Deutschland und die EU (eigene Darstellung).⁵

Die Ergebnisse implizieren letztendlich die Wahrscheinlichkeit eines zukünftigen CO₂-Nachfrageüberschusses in Deutschland und Europa. Prinzipiell bestände hier die Möglichkeit eines CO₂-Imports von außerhalb Europas, welche jedoch entsprechende Risiken und Zusatzkosten, z. B. im Hinblick auf Nachweis der tatsächlichen Herkunft und dessen Anrechnung, Liefer- und Preissicherheit sowie Transportverluste, mit sich brächte. Zudem zeigen Galimova et al. (2022), dass sich aufgrund begrenzt verfügbarer, nachhaltiger Punktquellen auf globaler Ebene ebenfalls ein deutlicher Nachfrageüberschuss und damit eine Konkurrenzsituation zu entwickeln droht. Vor diesem Hintergrund eignen sich Importe zwar als sinnvolle Ergänzung, allerdings weniger als zentraler Strategiekern. Bestehende Veröffentlichungen (Galimova et al., 2022; McQuillen et al., 2022) sehen für den Nachfrageausgleich insbesondere DAC als einen wesentlichen strukturellen Eckpfeiler.

Vor dem Hintergrund des Nachfrageüberschusses für CO₂ erscheint es vorteilhaft ist, unvermeidbares CO₂ aus Punktquellen für CCU-Anwendungen zu erschließen, sofern gleichzeitig ein bilanzieller Ausgleich erfolgt. Zwar müsste auch für den bilanziellen Ausgleich in großem Umfang DACCS und BECCS eingesetzt werden (siehe Abschnitt 8), dennoch bieten sich hierfür systemische Vorteile. So können die Anlagen für den bilanziellen Ausgleich kostengünstiger direkt an oder in direkter Nähe zu Speicherstandorten platziert werden, sodass eine aufwändige Transportinfrastruktur von DAC- oder BECC-Anlagen zu industriellen CO₂-Nutzungsclustern weitgehend entfallen oder zumindest stark reduziert werden kann. Gleichzeitig könnten vor dem Hintergrund einer steigenden CO₂-Nachfrage, die mit höheren Erlösen beim Weiterverkauf in Nutzungsprozesse einhergeht, die erwartungsgemäß höheren Kosten des CCU-Pfads durch diese Erlöse ausgeglichen oder sogar übertroffen werden.



8. Entwicklung eines CO₂-Bilanzierungssystems

Die Transformation hin zu einem klimaneutralen Wirtschaftssystem stellt Europa vor große Herausforderungen. Bisherige rechtliche Rahmenbedingungen zur Regulierung von CO₂-Emissionen blockieren bislang die Weiternutzung abgeschiedenen CO₂ – etwa aus Zementwerken – als Rohstoff, beispielsweise zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe über das Jahr 2040 hinaus (siehe hierzu auch die Ergebnisse in Kapitel 3.1). Damit bleibt ein erhebliches Potenzial für den Klimaschutz ungenutzt. Gerade die Nutzung von Carbon Capture and Utilization (CCU) bietet hier große Chancen: Durch die Kreislaufführung von CO₂ aus unvermeidbaren Emissionsquellen können relativ rasch CO₂-Einsparungen von rund 50 % gegenüber dem Einsatz fossiler Rohstoffe realisiert werden. Vor allem aber ist CCU ein zentraler Baustein, um ein klimaneutrales Wirtschaftssystem zu ermöglichen, da es die unvermeidbaren Emissionen aus Punktquellen in industrielle Wertschöpfung integriert. Unter Einbindung von CCS, auch über DACCS- und BECCS-Verfahren, wird zugleich eine treibhausgasneutrale Kreislaufführung von CO₂ aus Quellen mit unvermeidbaren Emissionen ermöglicht. Allerdings erfordert die Verwertung, der Transport und die Speicherung von abgeschiedenem CO₂ den Aufbau neuer, kostspieliger Infrastrukturen, der mit erheblichen technischen und organisatorischen Herausforderungen verbunden ist.

Ein Lösungsansatz liegt in der Einführung eines CO₂-Bilanzierungssystems. Dieses würde die Nutzung von unvermeidbarem CO₂ aus industriellen Punktquellen ermöglichen und zugleich sicherstellen, dass die langfristige Klimaneutralität gewährleistet bleibt. Grundprinzip dabei ist: Unvermeidbare CO₂-Emissionen müssen stets abgeschieden werden. Anschließend kann das CO₂ entweder in einen Langfristspeicher überführt oder in CCU-Anwendungen genutzt werden. Für den Fall der Nutzung ist sicherzustellen, dass die entsprechende CO₂-Menge zusätzlich durch DAC oder BECC aus der Atmosphäre entfernt und langfristig gespeichert wird.

Wie ein solches CO₂-Bilanzierungssystem aussehen kann, dafür wurden im Rahmen des Vorhabens zwei verschiedene Ausgestaltungsoptionen entwickelt:

- In der ersten Option verbleibt die Verantwortung des Ausgleichs von unvermeidbaren Emissionen beim entsprechenden Erstemittenten. Damit steht diese Option im Einklang mit der bisherigen Emissionsregulatorik über den EU-ETS, der den Erstemittenten dazu verpflichtet, für seine emittierten CO₂-Mengen entsprechende CO₂-Zertifikate zu erwerben.
- Die zweite Option verschiebt die Verantwortung von Emissionen auf den letzten Emittenten in der Wertschöpfungskette. Diese Option folgt einem stärker an der Klimaschutzlogik angelehnten Ansatz, dass derjenige Wirtschaftsakteur Emissionen ausgleichen muss, der diese letztendlich verursacht hat (Verursacherprinzip). Auch mit dieser Option ist eine Kompatibilität mit dem EU-ETS herstellbar.

Beide Optionen decken vielfältige Handlungsstränge ab. Neben dem bilanziellen Ausgleich unvermeidbarer Emissionen für CCU-Anwendungen, wird auch die direkte Speicherung der Emissionen ermöglicht,



ebenso wie die Rohstoffversorgung von CCU-Anwendungen über DAC- oder BECC-Anlagen sowie der Einsatz von biogenen Stoffen in Emissionsprozessen. Die entwickelten Ausgestaltungsoptionen sind somit flexibel einsetzbar und bieten die Möglichkeit eines breiten europäischen Einsatzes.

8.1. Option 1: Verantwortung des Erstemittenten

In der ersten Ausgestaltungsoption für ein mögliches CO₂-Bilanzierungssystem ist stets der Erstemittent unvermeidbarer CO₂-Emissionen in der Verantwortung, seine Emissionen zu speichern oder einen bilanziellen hierfür vorzunehmen. Grundvoraussetzung ist, dass die Emissionen über Carbon Capture abgeschieden werden. Anschließend kann das CO₂ direkt zu einem CO₂-Langfristspeicher transportiert werden oder der Erstemittent kann ein bilanzielles Verfahren nutzen, in dem das CO₂ zunächst in einen Nutzungskreislauf gegeben wird und die entsprechende Menge an CO₂ an anderer Stelle über DAC- oder BECC-Anlagen aus der Luft gefiltert und anschließend langfristig gespeichert wird. Die Funktionsweise des CO₂-Bilanzierungssystems in der ersten Ausgestaltungsvariante wird in den nachfolgenden Abschnitten zur besseren Verständlichkeit anhand mehrerer Fallbeispiele beschrieben.

Das erste vorgeschlagene CO₂-Bilanzierungssystem sieht entlang der CO₂-Wertschöpfungskette drei miteinander verknüpfte Arten von CO₂-Nachweisen vor:

- Der Abscheidenachweis (AN) für abgeschiedenes CO₂ wird erzeugt, wenn ein Emittent mittels Carbon Capture-Verfahren (unvermeidbares) CO₂ aus seinen Prozessen abscheidet. Der AN dokumentiert stets die gesamte Emissionsmenge inkl. unvollständiger Abscheidung. Wird das CO₂ anschließend gespeichert, wird der Abscheidenachweis durch den entsprechenden Speichernachweis entwertet. Entstehen während des Abscheideverfahrens Negativemissionszertifikate, bspw. durch den Einsatz von Biomasse, können AN dadurch anteilig entwertet werden.⁶
- Das Negativemissionszertifikat für CO₂ (NEZ) wird durch den Betrieb einer DAC- oder BECC-Anlage erzeugt. Da mit diesen beiden Verfahren zunächst CO₂ aus der Atmosphäre gefiltert wird, entstehen im ersten Schritt negative Emissionen, die mit diesem Zertifikat bestätigt werden. Nur mit einem NEZ ist die Nutzung von CO₂ entlang von Wertschöpfungsketten über CCU möglich. NEZ werden durch entlang der Wertschöpfungskette entstehende Emissionen oder unvollständiger CO₂-Abscheidung entwertet.
- Der Speichernachweis für CO₂ (SN) bestätigt die langfristige Speicherung von CO₂. Um die (technische) Zählbarkeit von gespeichertem CO₂ valide und transparent nachvollziehbar zu machen,

⁶ Grundsätzlich wäre es im vorgeschlagenen Ansatz zum bilanziellen Ausgleich auch möglich, einem Abscheidenachweis einen Emissionsnachweis vorzuschalten, so dass der Emissionsnachweis die vollständige Emissionsmenge umfasst und der Abscheidenachweis lediglich die tatsächlich abgeschiedene CO₂-Menge. Im Rahmen der ausgearbeiteten Optionen wurde für eine Verringerung der Komplexität des Ansatzes auf diese Vorgehensweise verzichtet.



werden in der hier vorgestellten Ausgestaltungsoption eines CO₂-Bilanzierungssystems nur geologische CO₂-Speicherverfahren sowie Mineralisierungsprozesse zugelassen.

Tabelle 7 beschreibt die Mindestinhalte, die die verschiedenen CO₂-Nachweise für eine transparente und nachvollziehbare Dokumentation entlang von Wertschöpfungsketten enthalten müssen.

Tabelle 7: Die drei verschiedenen CO₂-Nachweise der ersten Ausgestaltungsoption und deren Mindestinhalte (Icons von flaticon.com).

	<p>Abscheidenachweis für abgeschiedenes CO₂ (AN)</p> <ul style="list-style-type: none">• Emittent, Standort etc.• Anlagentyp, z.B. Zementwerk• Emissionsart, z.B. konventionell und/oder Biomasse• Emissionsmenge sowie abgeschiedene CO₂-Menge in kg oder t; Abscheiderate• Ausstellungsdatum• Status des Nachweises: aktiv oder entwertet
	<p>Negativemissionszertifikat (NEZ) aus DAC oder BECC</p> <ul style="list-style-type: none">• Informationen zur Anlage, Standort etc.• Anlagentyp, z.B. DAC oder BECC• Abgeschiedene CO₂-Menge in kg oder t• Ausstellungsdatum• Status des Nachweises: aktiv oder entwertet
	<p>Speichernachweis für CO₂</p> <ul style="list-style-type: none">• Informationen zur Speicheranlage, Standort, Speicherart• Ausstellungsdatum• Gespeicherte CO₂-Menge in kg oder t• Status des Nachweises: aktiv oder Dokumentation

8.1.1 Direkte CO₂-Speicherung

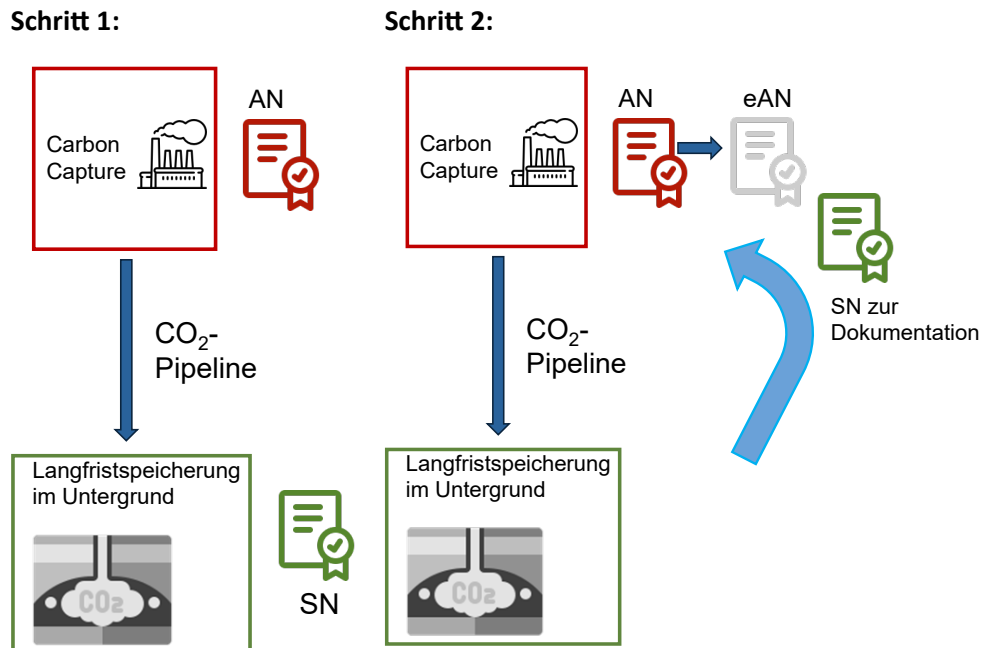


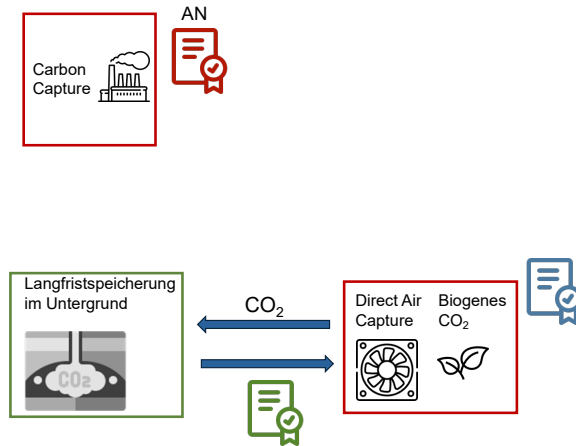
Abbildung 30: Der Erstemittent speichert das abgeschiedene CO₂ direkt ohne CO₂-Nutzung (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Im Fall der direkten CO₂-Speicherung scheidet der Erstemittent, z. B. ein Zementwerk, mittels einer Carbon Capture-Anlage das in seinen Produktionsprozessen unvermeidbar entstehende CO₂ ab. Dadurch erhält der Emittent einen Abscheidenachweis (AN) über die entsprechende Menge. Mittels CO₂-Pipeline wird das abgeschiedene CO₂ an den Betreiber eines Langfristspeichers transportiert. Mit Einspeicherung des CO₂ wird ein Speichernachweis (SN) generiert (Schritt 1).

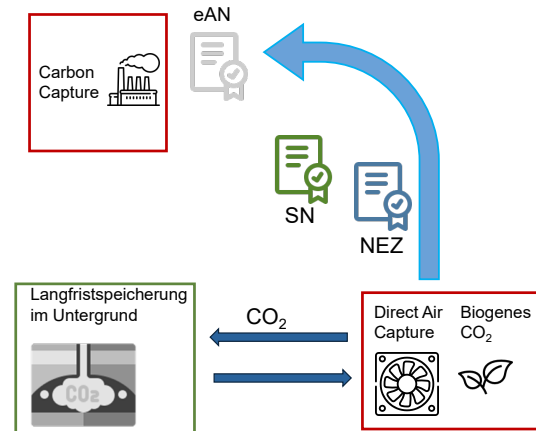
Im nächsten Schritt überträgt der Speicherbetreiber den SN an den Emittenten, wodurch der AN entwertet wird (eAN; entwerteter Abscheidenachweis). Der SN verbleibt zu Dokumentationszwecken beim Emittenten. Der CO₂-Kreislauf ist somit geschlossen bzw. treibhausgasneutral.

8.1.2 Bilanzielle Speicherung von CO₂

Schritt 1:



Schritt 2:



Schritt 3:

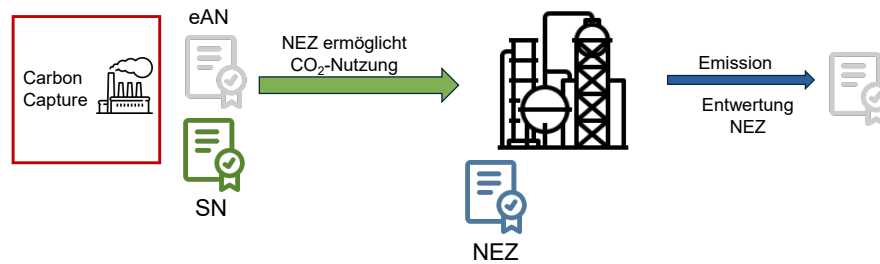


Abbildung 31: Der Emittent speichert seine Emissionen über ein bilanzielles Verfahren (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Wie in Abschnitt 8.1.1 scheidet der Emittent im Fall einer bilanziellen Speicherung zunächst das in seinen Produktionsprozessen anfallende unvermeidbare CO₂ ab, wodurch ein AN über die entsprechende Menge generiert wird. Parallel dazu wird bspw. eine Direct Air Capture-Anlage (DAC-Anlage) betrieben, die CO₂ aus der Luft filtert. Über die dadurch entstehenden Negativemissionen wird ein Negativemissionszertifikat (NEZ) ausgestellt. Das von der DAC-Anlage abgeschiedene CO₂ wird an den Betreiber einer Speicheranlage transportiert, es werden SN über die eingespeicherte Menge an CO₂ generiert, die an den DAC-Anlagenbetreiber transferiert werden (Schritt 1). Im nächsten Schritt erwirbt der Emittent sowohl die für seine abgeschiedenen Emissionen erforderlichen Mengen an SN und NEZ vom DAC-Anlagenbetreiber. Mit den SN wird der AN entwertet, die SN verbleiben zur Dokumentation beim Emittenten. Durch den Erwerb der NEZ wird nun der Weg frei für die Verwendung der abgeschiedenen Mengen an CO₂ des Emittenten für weitere Schritte entlang von CO₂-Wertschöpfungsketten.



Dies erfolgt in Schritt 3 des Fallbeispiels. Der Emittent transportiert das abgeschiedene CO₂ zu einem weiteren Wirtschaftsakteur, der in seinem Prozess das CO₂ in weitere Produkte umwandelt. Sofern kein weiteres CO₂ in der weiteren Wertschöpfungskette freigesetzt wird, werden die NEZ mit den weiterverarbeiteten Produkten weitergegeben. Sobald an einem Punkt der Wertschöpfungskette CO₂ freigesetzt wird, z.B. bei der Verbrennung von Sustainable Aviation Fuel (SAF) oder bei der thermischen Abfallverwertung, werden die NEZ entwertet, die CO₂-Wertschöpfungskette endet anschließend an diesem Punkt.

Auch im Fall des bilanziellen Ausgleichs von CO₂-Emissionen unter Einbindung von CCU ist das System treibhausgasneutral. Über DACCS oder BECCS wird eine Nutzung von unvermeidbarem CO₂ im weiteren Wertschöpfungskreislauf möglich.

8.1.3 DAC und CO₂-Nutzung

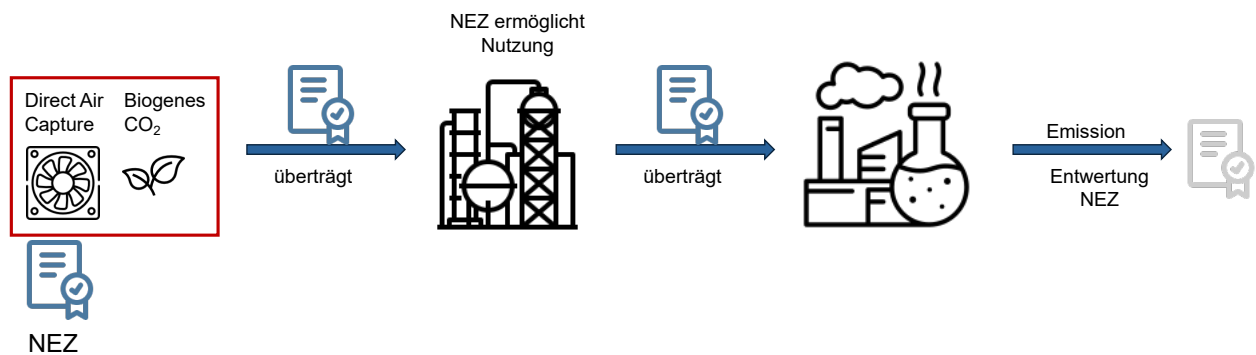


Abbildung 32: Nutzung des von einer DAC- oder BECC-Anlage abgeschiedenen CO₂ (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Eine Nutzung von abgeschiedenem CO₂ ist auch ohne einen Emittenten wie bspw. einem Zementwerk möglich: Eine DAC- oder BECC-Anlage kann das abgeschiedene CO₂ ohne Speicherung direkt in den weiteren CO₂-Nutzungskreislauf geben. Durch die Abscheidung des CO₂ über DAC oder BECC werden wie in Abschnitt 8.1.2 dargestellt NEZ für die entsprechende Menge generiert. Gemeinsam mit dem abgeschiedenen CO₂ können die NEZ in einen CO₂-Nutzungskreislauf gegeben werden. Sofern kein weiteres CO₂ in einem Wertschöpfungsglied freigesetzt wird, werden die NEZ mit den weiterverarbeiteten Produkten weitergegeben. Sobald an einem Punkt der Wertschöpfungskette CO₂ freigesetzt wird, werden die NEZ entwertet, die CO₂-Wertschöpfungskette endet anschließend an diesem Punkt. Das System ist auch hier treibhausgasneutral.

8.1.4 Direkte Speicherung bei unvollständiger Abscheidung und unter Einsatz von Biomasse

Mit der hier vorgestellten Bilanzierungsoption ist sowohl der Fall von unvollständigen Abscheideraten – dies dürfte in der Realität der Regelfall sein, da Carbon Capture-Anlagen auch zukünftig nur über Abschei-



deraten von 80 bis 95 % verfügen dürften (DEA (2024)) – als auch der Einsatz von Biomasse in den Produktionsprozessen der Erstemittenten abbildbar. Dabei wird das im Wachstumsprozess der Biomasse aus der Atmosphäre gefilterte und dann eingelagerte CO₂ berücksichtigt.

Unter Einsatz von Biomasse ergeben sich zwei verschiedene Anwendungsfälle: 1) Der Biomasseanteil ist geringer als der Anteil an unvollständiger Abscheidung (oder auch gleich). 2) Der Biomasseanteil ist größer als der Anteil an unvollständiger Abscheidung.

Fall 1: Geringerer oder gleicher Biomasseeinsatz

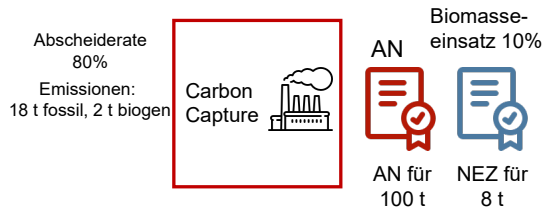
Im ersten Schritt scheidet der Emittent das in seinen Produktionsprozessen entstehende unvermeidbare CO₂ ab. Dafür erhält er AN in Höhe seiner Gesamtemissionen (im Beispiel in Höhe von 100 t), die Rate der Abscheidung bzw. die Rate der unvollständigen Abscheidung sowie der Biomasseanteil werden im AN hinterlegt. Die eingesetzte Biomasse ist bei Abscheidung wie eine DAC- oder BECC-Anlagen zu behandeln, da dies den gleichen Effekt nach sich zieht. Durch den Biomasseeinsatz erhält der Emittent die entsprechende Menge an abgeschiedenen NEZ, d. h. es wird auch hier die Abscheiderate berücksichtigt. Der Anteil an Biomasse-CO₂ liegt in diesem Fallbeispiel unter der Rate der unvollständigen Abscheidung oder entspricht maximal dieser Rate. Im Beispiel wurde zur besseren Veranschaulichung eine konkrete Abscheiderate von 80 % sowie ein Biomasseeinsatz von 10 % angesetzt (Abbildung 30). Der Emittent erhält in diesem Beispiel also NEZ in Höhe von 8 t (80 % von 10 t). Das abgeschiedene CO₂ (Gesamtemission abzüglich unvollständiger Abscheidung, im Beispiel 80 % der Gesamtemissionen) wird physisch über eine CO₂-Pipeline an einen Speicherbetreiber transportiert, der das CO₂ langfristig speichert. Dadurch wird ein SN in entsprechender Höhe erzeugt (Schritt 2). Der SN wird an den Emittenten übergeben, wodurch der entsprechende Anteil an AN entwertet wird (im Beispiel 80 t).

Durch den Biomasseeinsatz kann ein Teil der unvollständigen Abscheidung ausgeglichen werden, wodurch die entsprechenden NEZ entwertet werden (eNEZ). Die CO₂-Emissionen aus der Biomasse, die nicht abgeschieden werden konnten, sind aufgrund der Biomasseeigenschaft neutral, also nicht emissionswirksam. Im Beispiel betrifft dies 2 t der nicht-abgeschiedenen CO₂-Menge. Die 8 t NEZ gleichen zudem 8 t der 18 t an fossilen Emissionen aus. Sowohl die CO₂-Emissionen aus der Biomasse sowie die Menge an eNEZ führen im Beispiel zu einer entsprechenden Entwertung von AN in Höhe von 10 t. Es verbleiben Restemissionen durch die unvollständige Abscheidung, die nicht durch den Einsatz von Biomasse ausgeglichen werden können – im Beispiel in Höhe von 10 t. Hierfür ist ein bilanzieller Ausgleich vorzunehmen (Schritt 3). Analog zu Abschnitt 7.1.2 wird durch den Betrieb bspw. einer DAC-Anlage CO₂ aus der Luft gefiltert und langfristig gespeichert. Die dadurch generierte Menge an NEZ und SN wird an den Emittenten übertragen, wodurch die restlichen Emissionen über die NEZ ausgeglichen werden können. Die übrigen AN werden durch den SN entwertet. Über dieses Verfahren ist somit auch unter Berücksichtigung von unvollständiger Abscheidung und unter Einsatz von Biomasse Treibhausgasneutralität herstellbar. Auch der Fall eines nicht erfolgreichen Biomasseeinsatzes ist über dieses Modell abbildbar (im Beispiel gilt dann Biomasseeinsatz von 0 %). Entspricht der eingesetzte Biomasseanteil exakt der unvollständigen Abscheidung, so kann der

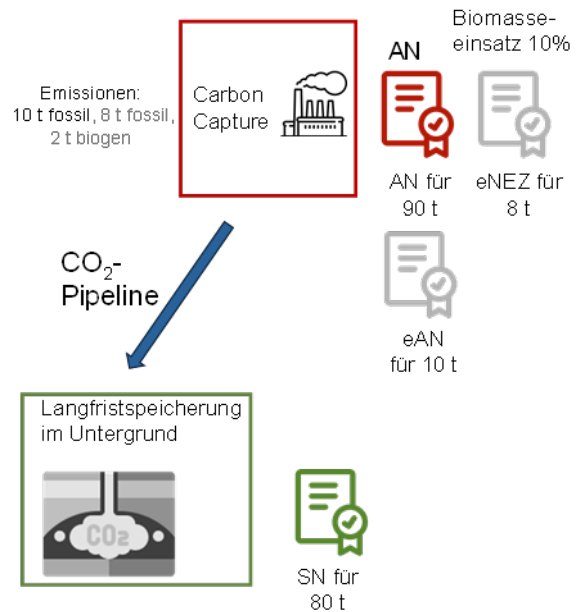


zusätzliche Schritt eines bilanziellen Ausgleichsverfahrens im Falle einer direkten Speicherung des CO₂ unterbleiben.

Schritt 1:



Schritt 2:



Schritt 3:

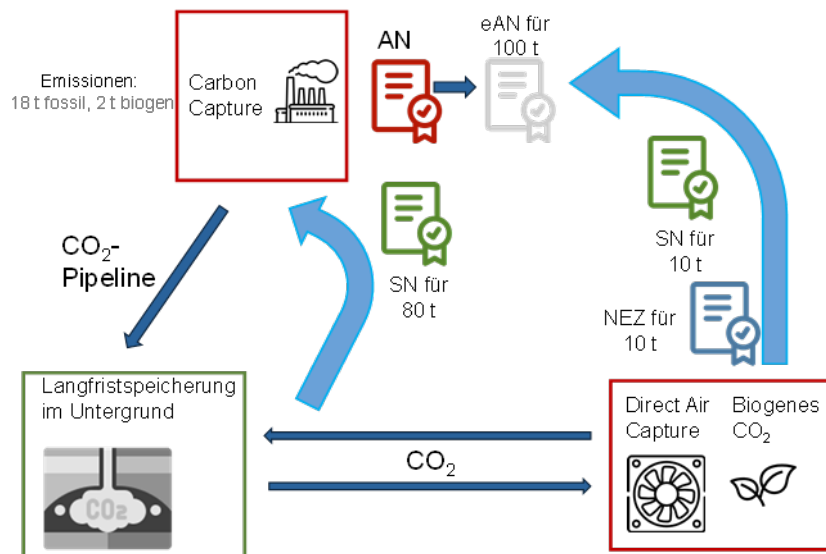


Abbildung 33: Der Erstemittent speichert das abgeschiedene CO₂ direkt ohne CO₂-Nutzung bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Verbrennungs- bzw. Produktionsprozess und unter Berücksichtigung einer unvollständigen Abscheiderate. Der Biomasseanteil liegt dabei über unter der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).



Fall 2: Höherer Biomasseeinsatz

Wird ein höherer Anteil an Biomasse eingesetzt als die Rate der unvollständigen Abscheidung, ergibt sich folgender Anwendungsfall.

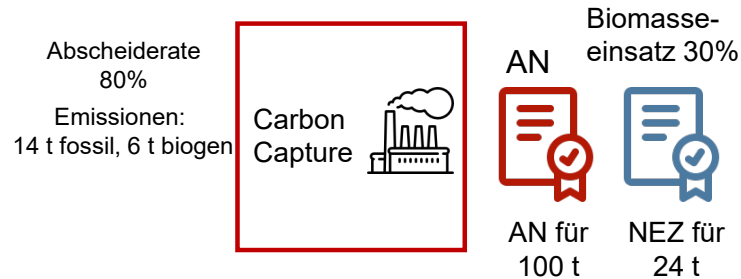
Der Emittent scheidet das CO₂ ab, dabei erfolgt eine unvollständige Abscheidung in Höhe der Gesamtemissionen abzüglich der Abscheiderate. Zugleich wird Biomasse im Produktionsprozess eingesetzt, wodurch wie bereits im vorigen Beispiel NEZ generiert werden. Im Beispiel wurde zur besseren Veranschaulichung eine konkrete Abscheiderate von 80 % sowie ein Biomasseeinsatz von 30 % angesetzt (Abbildung 31). Der Emittent erhält durch die CO₂-Abscheidung AN in Höhe seiner Gesamtemissionen (im Beispiel in Höhe von 100 t). Die unvollständige Abscheidung wird als Emission betrachtet und im AN hinterlegt. Dies umfasst sowohl den fossilen Anteil als auch den Biomasseanteil der Emissionen. Zusätzlich erhält der Emittent NEZ in Höhe von 24 t, also 80 % von 30 t (Schritt 1). Durch den Biomasseeinsatz wird die Rate der unvollständigen Abscheidung vollständig ausgeglichen, wodurch die entsprechenden NEZ entwertet werden (eNEZ). Im Beispiel sind dies zunächst 14 t, die nicht abgeschiedene Menge an Biomasse-CO₂ in Höhe von 6 t gilt als treibhausgasneutral. Der überschüssige Biomasseanteil sorgt zusätzlich für eine weitere Entwertung von AN in Höhe von 10 t, so dass nun eine CO₂-Speicherverpflichtung in Höhe von 70 t besteht.

Nun stehen dem Unternehmen zwei Möglichkeiten zur Verfügung (Schritt 2). Wird die vollständige abgeschiedene CO₂-Menge physisch an den Speicherbetreiber transportiert, im Beispiel 80 t, werden SN in Höhe dieser Menge übertragen. Die Emissionen gelten somit als vollständig ausgeglichen, das Unternehmen hat in diesem Fall sogar Negativemissionen in Höhe von 10 t geschaffen, die es nun weiterverkaufen kann. Dabei werden die überschüssigen NEZ in Höhe von 10 t entwertet.

Alternativ könnte das Unternehmen bei einem Biomasseeinsatz, der über der Rate der unvollständigen Abscheidung liegt, eine Restmenge in die CO₂-Nutzungskette geben. Da die CO₂-Speicherverpflichtung 70 t umfasst, besteht die Möglichkeit, auch nur diese 70 t an einen Speicherbetreiber zu übergeben, der diese Menge einspeichert. Das Unternehmen erhält somit SN in Höhe von 70 t. Die Speicherverpflichtung ist somit erfüllt. Die übrige abgeschiedene CO₂-Menge in Höhe von 10 t kann zusammen mit den NEZ in entsprechender Höhe in die weitere CO₂-Nutzungskette gegeben werden.



Schritt 1:



Schritt 2:

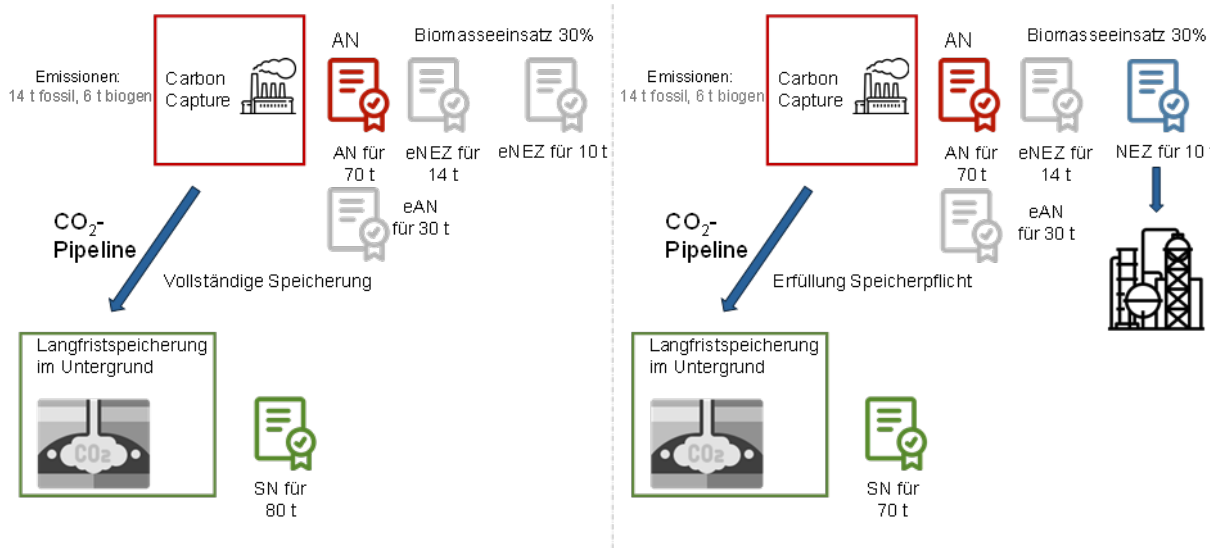


Abbildung 34: Der Erstemittent speichert das abgeschiedene CO₂ direkt ohne CO₂-Nutzung bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Verbrennungs- bzw. Produktionsprozess und unter Berücksichtigung einer unvollständigen Abscheiderate. Der Biomasseanteil liegt dabei über der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

8.1.5 Bilanzielle Speicherung bei unvollständiger Abscheidung unter Einsatz von Biomasse und Nutzung von CO₂

Mit dem folgenden Fallbeispiel zu Option 1 wird gezeigt, dass auch ein vollständiger bilanzieller Ausgleich unvermeidbarer Emissionen bei unvollständiger Abscheidung sowie unter Einsatz von Biomasse in Produktionsprozessen im Fall von CCU möglich ist. Wie bereits in Abschnitt 7.1.4 kann wieder in zwei Anwendungsfälle unterschieden werden: 1) Der Biomasseanteil ist geringer als der Anteil an unvollständiger Abscheidung (oder auch gleich). 2) Der Biomasseanteil ist größer als der Anteil an unvollständiger Abscheidung.



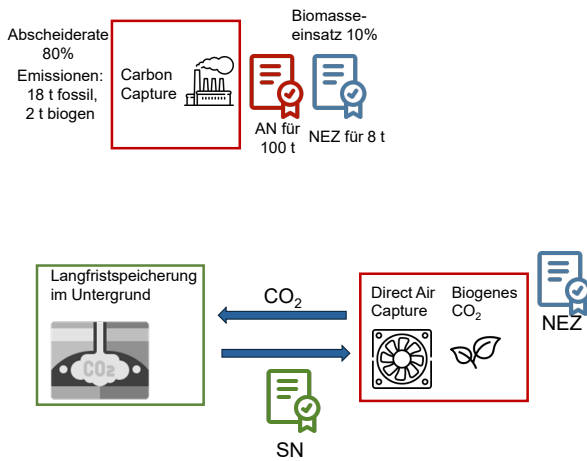
Fall 1: Geringerer oder gleicher Biomasseeinsatz

Wie in den vorangehenden Abschnitten scheidet der Emittent zunächst das in seinen Produktionsprozessen unvermeidbare CO₂ ab, wodurch ein AN über die Gesamtemissionsmenge generiert wird. Im AN wird zudem die Abscheiderate bzw. die Rate der unvollständigen Abscheidung hinterlegt. In der abgeschiedenen CO₂-Menge ist auch CO₂ aus Biomasse enthalten, wodurch der Emittent zugleich NEZ für die abgeschiedene Menge (analog zum Betrieb einer BECC-Anlage) erhält. Im Beispiel wurde zur besseren Veranschaulichung eine Abscheiderate von 80 % sowie ein Biomasseeinsatz von 10 % angesetzt (Abbildung 32). Das Unternehmen erhält im Beispiel mit Gesamtemissionen in Höhe von 100 t somit AN für 100 t und NEZ für 8 t (Schritt 1). Das in den nicht-abscheidbaren Emissionen enthaltene Biomasse-CO₂ in Höhe von 2 t gilt als treibhausgasneutral. Durch die NEZ aus der Biomasse kann ein Teil der restlichen entstehenden CO₂-Emissionen ausgeglichen werden (analog zu Abschnitt 7.1.2). Nach Entwertung der NEZ und unter Berücksichtigung des Biomasseanteils bei den nicht-abscheidbaren Emissionen, bestehen nun noch Restemissionen in Höhe von insgesamt 90 t, die im Folgenden bilanziell auszugleichen sind.

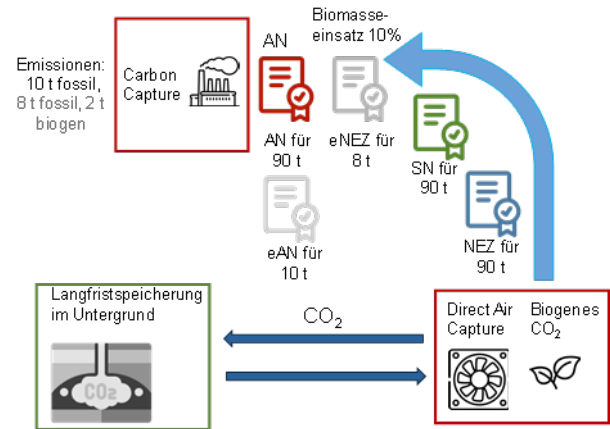
Hierzu wird bspw. eine DAC-Anlage betrieben, die CO₂ aus der Luft filtert. Für die dadurch entstehenden Negativemissionen werden ebenfalls Negativemissionszertifikate ausgestellt (Schritt 2). Das von der DAC-Anlage abgeschiedene CO₂ wird an den Betreiber einer Speicheranlage transportiert, es werden SN über die eingespeicherte Menge an CO₂ generiert. Im nächsten Schritt erwirbt der Emittent SN und NEZ in Höhe der noch auszugleichenden Emissionsmenge der restlichen AN (im Fallbeispiel sind dies 90 t). Mit den SN wird der noch verbleibende Anteil an AN entwertet, die SN verbleiben zur Dokumentation beim Emittenten. Mit den NEZ wird die noch übriggebliebene Emissionsmenge durch unvollständige Abscheidung – im Beispiel in Höhe von 10 t – ausgeglichen, wodurch die entsprechende Menge an NEZ entwertet wird. Das physisch abgeschiedene CO₂ kann im nächsten Schritt zusammen mit den restlichen NEZ in eine anschließende CO₂-Nutzungskette gegeben werden (Schritt 3). Der Emittent transportiert das abgeschiedene CO₂ zu einem weiteren Wirtschaftsakteur, der in seinem Prozess das CO₂ in weitere Produkte umwandelt. Sobald an einem Punkt der Wertschöpfungskette CO₂ freigesetzt wird, werden die NEZ entwertet, die CO₂-Wertschöpfungskette endet anschließend an diesem Punkt.



Schritt 1:



Schritt 2:



Schritt 3:

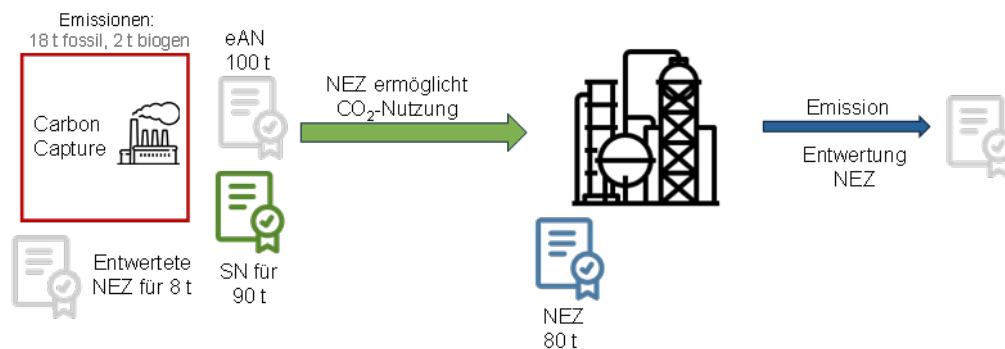


Abbildung 35: Der Emittent speichert seine Emissionen im Falle unvollständiger Abscheidung über ein bilanzielles Verfahren bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Produktionsprozess. Der Biomasseanteil liegt dabei über unter der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Fall 2: Höherer Biomasseeinsatz

Im Falle eines höheren Anteils an Biomasse im Vergleich zur Rate der unvollständigen Abscheidung gestaltet sich das Fallbeispiel wie folgt.

Der Emittent scheidet das CO₂ ab, dabei erfolgt eine unvollständige Abscheidung in Höhe der Gesamtemissionen abzüglich der Abscheiderate. Zugleich wird Biomasse im Produktionsprozess eingesetzt. Im Beispiel wurde zur besseren Veranschaulichung eine konkrete Abscheiderate von 80 % sowie ein Biomasseeinsatz von 30 % angesetzt (Abbildung 31). Der Emittent erhält durch die CO₂-Abscheidung AN in Höhe seiner Gesamtemissionen (im Beispiel in Höhe von 100 t). Die unvollständige Abscheidung wird als Emission betrachtet und im AN hinterlegt. Auch der Biomasseeinsatz wird im AN dokumentiert. Durch den Biomasseeinsatz erhält der Emittent unter Berücksichtigung der Abscheiderate entsprechende NEZ. Im



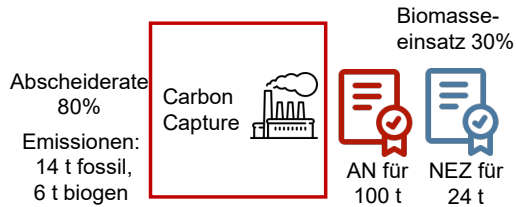
Beispiel sind dies 24 t, also 80 % von 30 t (Schritt 1). Durch den Biomasseeinsatz wird die Rate der unvollständigen Abscheidung vollständig ausgeglichen, wodurch die entsprechenden NEZ entwertet werden (eNEZ). Im Beispiel sind dies zunächst 14 t, die nicht abgeschiedene Menge an Biomasse-CO₂ in Höhe von 6 t gilt als treibhausgasneutral. Der über die Abscheiderate hinausgehende – und im AN hinterlegte – Biomasseanteil sorgt für eine weitere Entwertung der AN von 10 t, so dass nun eine CO₂-Speicherverpflichtung in Höhe von 70 t besteht (Schritt 2). Dies erfolgt im Prinzip analog zum Betrieb einer DAC- oder BECC-Anlage (siehe Abschnitt 7.1.3).

Zur Erfüllung der CO₂-Speicherverpflichtung wird bspw. eine DAC-Anlage betrieben, die CO₂ aus der Luft filtert. Für die dadurch entstehenden Negativemissionen werden ebenfalls Negativemissionszertifikate ausgestellt. Das von der DAC-Anlage abgeschiedene CO₂ wird an den Betreiber einer Speicheranlage transportiert, es werden SN über die eingespeicherte Menge an CO₂ generiert. Im nächsten Schritt bezieht der Emittent SN und NEZ in Höhe der noch auszugleichenden Emissionsmenge (im Beispiel 70 t) vom DAC-Anlagenbetreiber (Schritt 3). Die SN entwerten die restliche Menge an AN. Zudem stehen dem Emittenten nun NEZ in Höhe der Gesamtemissionen abzüglich der Rate der unvollständigen Abscheidung zur Verfügung (im Beispiel 80 t der Gesamtemissionsmenge).

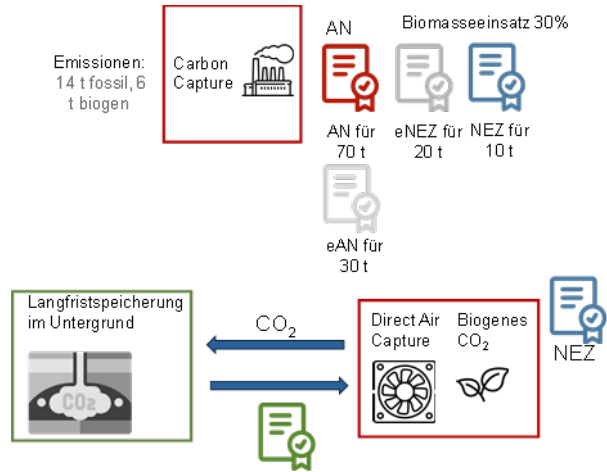
Das physisch abgeschiedene CO₂ kann im nächsten Schritt zusammen mit den NEZ in eine anschließende CO₂-Nutzungskette gegeben werden (Schritt 4). Der Emittent transportiert das abgeschiedene CO₂ zu einem weiteren Wirtschaftsakteur, der in seinem Prozess das CO₂ in weitere Produkte umwandelt. Sobald an einem Punkt der Wertschöpfungskette CO₂ freigesetzt wird, werden die NEZ entwertet, die CO₂-Wertschöpfungskette endet anschließend an diesem Punkt.



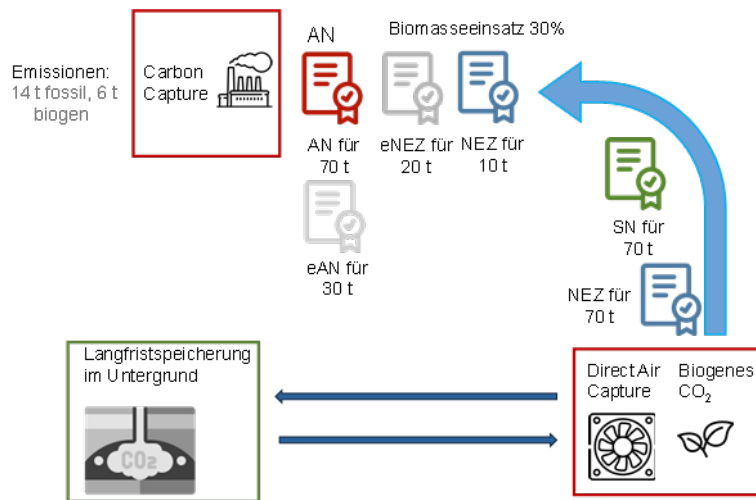
Schritt 1:



Schritt 2:



Schritt 3:



Schritt 4:

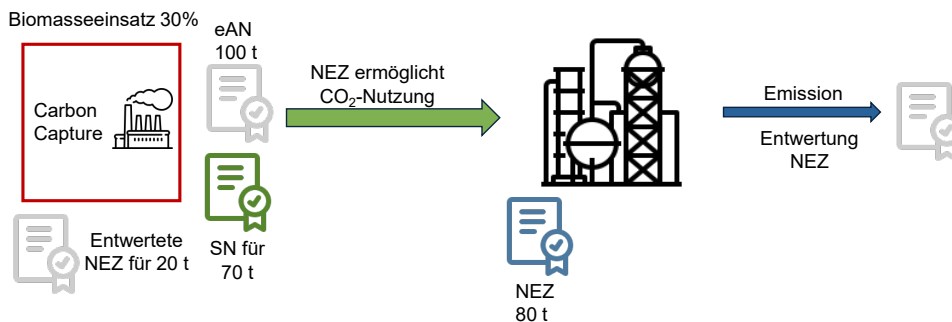


Abbildung 36: Der Erstemittent speichert seine Emissionen im Falle unvollständiger Abscheidung über ein bilanzielles Verfahren bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Produktionsprozess. Der Biomasseanteil liegt dabei über der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).



8.2. Option 2: Verantwortung des Letztemittenten




In der zweiten Ausgestaltungsoption des vorgeschlagenen CO₂-Bilanzierungssystems ist anders als in Option 1 nicht der Erstemittent für unvermeidbare CO₂-Emissionen verantwortlich, sondern der tatsächliche Letztemittent. Die Verantwortung für den Ausgleich von Emissionen wird somit an das letzte Glied einer CO₂-Nutzungskette verschoben. Für eine einfachere Umsetzbarkeit von Option 2 gelten private Haushalte nicht als letztes Glied in der CO₂-Wertschöpfungskette, sondern stets die Stufe davor. Entlang der CO₂-Wertschöpfungskette werden auch in der zweiten Option drei miteinander verknüpfte CO₂-Nachweise generiert:

- Der Abscheidenachweis (AN) für abgeschiedenes CO₂ wird dann erzeugt, wenn mittels Carbon Capture-Verfahren CO₂ abgeschieden wird. Anders als in Option 1 erhalten somit auch DAC- oder BECC-Anlagen Abscheidenachweise.
- Negativemissionszertifikate werden in Option 2 nicht ausgestellt. Stattdessen werden Nutzungsnachweise (NN) durch die Entwertung von Abscheidenachweisen erzeugt. Nur mit einem NN wird die CO₂-Nutzung entlang von Wertschöpfungsketten ermöglicht. Durch tatsächliche Emissionen, also Emissionen die nicht sofort abgeschieden werden, werden die Nutzungsnachweise entwertet und entsprechende Speicherzertifikate müssen erworben werden. Durch den Betrieb von DAC- oder BECC-Anlagen werden sog. „grüne“ Nutzungsnachweise erstellt, wenn keine Speicherung des CO₂ im Nachgang erfolgt.
- Der Speichernachweis für CO₂ (SN) bestätigt die langfristige Speicherung von CO₂. Um die (technische) Zählbarkeit von gespeichertem CO₂ valide und transparent nachvollziehbar zu machen, werden in der hier vorgestellten Ausgestaltungsoption eines CO₂-Bilanzierungssystems nur geologische CO₂-Speicherverfahren sowie Mineralisierungsprozesse zugelassen.

Tabelle 8 beschreibt die Mindestinhalte, die die verschiedenen CO₂-Nachweise für eine transparente und nachvollziehbare Dokumentation entlang aller Wertschöpfungsketten enthalten müssen.



Tabelle 8: Die drei verschiedenen CO₂-Nachweise der zweiten Ausgestaltungsoption und deren Mindestinhalte (Icons von flaticon.com).

	<p>Abscheidenachweis für abgeschiedenes CO₂ (AN)</p> <ul style="list-style-type: none">• Emittent, Standort etc.• Anlagentyp bzw. CO₂-Herkunft, z.B. Zementwerk, DAC• Emissionsart, z.B. konventionell, Biomasse oder DAC• Emissionsmenge sowie abgeschiedene CO₂-Menge in kg oder t; Abscheiderate• Ausstellungsdatum• Status des Nachweises: aktiv oder entwertet
	<p>Nutzungsnachweis (NN) bei Entwertung von AN. Ein normaler NN entsteht durch die Entwertung von AN einer CC-Anlage, ein „grüner“ NN wird durch die Entwertung von AN einer DAC- oder BECC-Anlage generiert.</p> <ul style="list-style-type: none">• Informationen zur Anlage, Standort etc.• Anlagentyp, z.B. DAC oder BECC• Abgeschiedene CO₂-Menge in kg oder t• Ausstellungsdatum und Informationen zum entwerteten AN• Status des Nachweises: aktiv oder entwertet
	<p>Speichernachweis für CO₂</p> <ul style="list-style-type: none">• Informationen zur Speicheranlage, Standort, Speicherart• Ausstellungsdatum• Gespeicherte CO₂-Menge in kg oder t• Status des Nachweises: aktiv oder Dokumentation

Die Funktionsweise des zweiten Bilanzierungsansatzes wird zur besseren Nachvollziehbarkeit ebenfalls anhand mehrerer Fallbeispiele erläutert.

Im Falle einer Abscheidung von CO₂-Emissionen beim Erstemittenten mit anschließender Langfristspeicherung des CO₂ ergibt sich keine Änderung ggü. dem in Abschnitt 8.1.1 erläuterten Fallbeispiel, weshalb dieses Beispiel hier nicht erneut abgebildet ist.



8.2.1 CCU mit Ausgleich von Emissionen

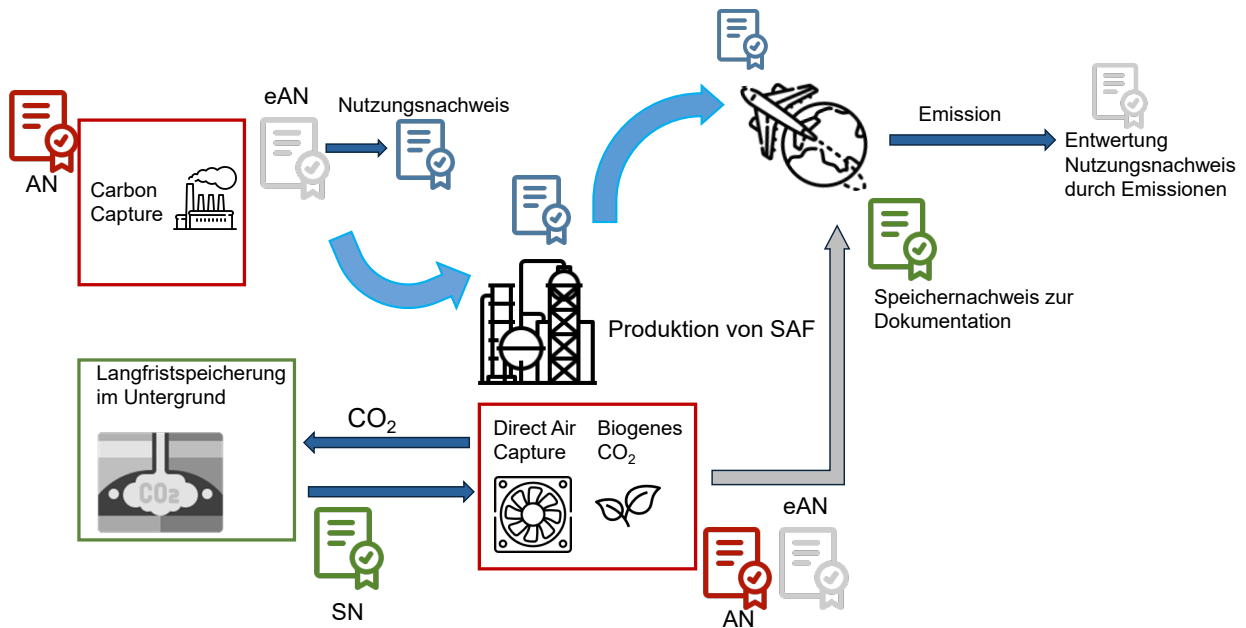


Abbildung 37: Erstes Beispiel für Option 2: Der Erstemittent stellt das abgeschiedene CO₂ zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z.B. Sustainable Aviation Fuels (SAF) zur Verfügung. Die durch das Verbrennen von SAF auftretenden CO₂-Emissionen sind von den Airlines auszugleichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Als erstes Beispiel zur Einführung in die Funktionsweise von Option 2 des CO₂-Bilanzierungssystems wird die CO₂-neutrale Bilanzierungskette für die Produktion von Sustainable Aviation Fuels (SAF) dargestellt.

Der Erstemittent, z. B. ein Zementwerk, scheidet seine im Produktionsprozess entstehenden unvermeidbaren CO₂-Emissionen ab. Da in Option 2 nur derjenige Akteur für den Ausgleich von CO₂-Emissionen verantwortlich ist, der tatsächlich CO₂ freisetzt, muss im Gegensatz zu Option 1 der Erstemittent nach erfolgter CO₂-Abscheidung keine weiteren Schritte zur Langfristspeicherung des CO₂ unternehmen. Durch die CO₂-Abscheidung erhält der Erstemittent analog zu Option 1 einen Abscheidenachweis (AN) über die abgeschiedene Menge an CO₂. Soll das CO₂ für CCU-Anwendungen bereitgestellt werden, ist die Erstellung eines Nutzungsnachweises (NN) erforderlich. Dies erfolgt in Option 2 mit der Entwertung von AN (eAN), wodurch NN generiert werden.

Anschließend wird das abgeschiedene CO₂ zusammen mit dem NN an den nächsten Akteur in der Wertschöpfungskette transportiert, in diesem Fall an eine Produktionsanlage für SAF. Die SAF werden zusammen mit den NN im weiteren Verlauf an eine Airline geliefert. Mit Verbrennung des CO₂ in den Flugzeugen der Airline werden die in den SAF gespeicherten CO₂-Mengen freigesetzt. Dadurch werden die NN entwertet. Zugleich ist die Airline als eigentlicher CO₂-Emittent in dieser Wertschöpfungskette nun für den Ausgleich der CO₂-Emissionen verantwortlich.



Dies kann über eine DAC- oder BECC-Anlage erfolgen. Der Betreiber einer solchen Anlage generiert durch den Anlagenbetrieb ebenfalls Abscheidenachweise. Wenn der DAC- oder BECC-Anlagenbetreiber das CO₂ zur Langfristspeicherung an einen Speicher transportiert, werden Speichernachweise (SN) erzeugt, die an den Anlagenbetreiber übertragen werden. Gleichzeitig werden die AN durch den Bezug der SN entwertet. Die Airline kann nun vom Betreiber der DAC- oder BECC-Anlage SN beziehen, die die Menge der durch die Verbrennung von SAF entstandenen CO₂-Emissionen ausgleichen. Die gesamte Wertschöpfungskette ist somit insgesamt wie in Option 1 CO₂-neutral, mit dem Unterschied, dass nun nicht das Zementwerk für die Speicherung seiner Emissionen verantwortlich ist, sondern der Letztemittent.

Diese hier beschriebene Vorgehensweise gilt auch für komplexere CO₂-Wertschöpfungsketten (siehe auch Abschnitt 8.2.2), wenn also nach der ersten CCU-Anwendung, die dort produzierten Güter in weiteren Stufen weiterverarbeitet werden. Sobald in einem Glied der Wertschöpfungskette CO₂-Emissionen entstehen, das CO₂ also nicht vollständig in Produkten gebunden bleibt, müssen die zugehörigen NN beschafft und entwertet werden, wodurch ein Ausgleich über die Speicherung von CO₂ über Negativemissionen erforderlich wird. Letztlich zeichnet sich dieser Bilanzierungsansatz dadurch aus, dass, sobald an einer Stelle der Wertschöpfungskette CO₂ freigesetzt wird, der Emittent die Emissionen durch Langfristspeicherung auszugleichen hat.

Im Fall von unvollständiger Abscheidung entlang der Wertschöpfungsketten – dies gilt explizit auch für den Erstemittenten – funktioniert die Vorgehensweise analog zum Fall von auftretenden Emissionen, d.h. die Rate der unvollständigen Abscheidung ist ebenfalls auszugleichen, was wiederum über den Betrieb von DAC- oder BECC-Anlagen mit anschließender Langfristspeicherung des CO₂ erfolgt: Auch bei unvollständiger Abscheidung werden zunächst AN in Höhe der Gesamtemissionen erzeugt. Zusätzlich wird die Abscheiderate im AN hinterlegt. Um die Nutzung des CO₂ zu ermöglichen, werden die AN entwertet und die entsprechende Menge NN generiert. Im Anschluss daran wird die Menge an NN entwertet, die der unvollständigen Abscheidung entspricht. Die Entwertung hat die Anforderung für einen Ausgleich der entsprechenden Emissionsmenge durch die Speicherung von CO₂ zur Folge, d.h. über eine DAC- oder BECC-Anlage sind die entsprechenden SN in Höhe der Rate der unvollständigen Abscheidung zu beschaffen.

8.2.2 Kreislaufführung von abgeschiedenem CO₂

Mit Option 2 sind auch komplexe CO₂-Wertschöpfungsketten möglich, ohne dass die Speicherung von CO₂ mittels geologischer Speicherverfahren oder Mineralisierung erforderlich wird. Voraussetzung hierfür ist, dass das CO₂ im Produktkreislauf langfristig gebunden bleibt oder bei Auftreten von (unvermeidbaren) Emissionen Carbon Capture mit anschließender Weiternutzung zum Einsatz kommt. Wie dies erfolgen kann, wird an nachfolgendem Beispiel erläutert.

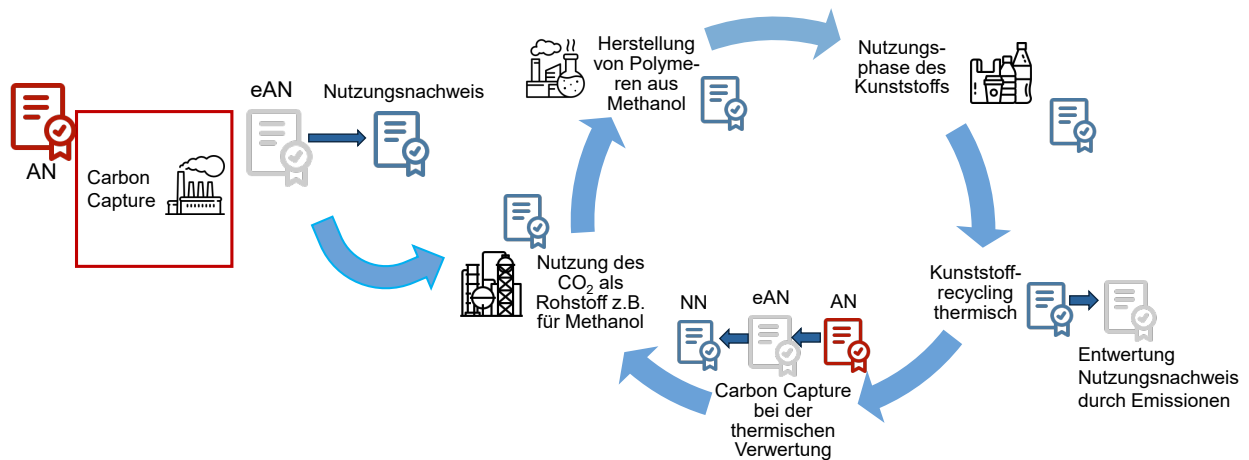


Abbildung 38: Beispiel für CO₂-Kreislaufführung in Option 2 ohne geologische Langfristspeicherung von CO₂ (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Im Vergleich zum vorherigen Beispiel in Abschnitt 8.2.1 ändert sich zu Beginn der CO₂-Wertschöpfungskette nichts. Der Erstemittler scheidet das in seinem Produktionsprozess entstehende unvermeidbare CO₂ ab, wodurch in gleicher Höhe ein AN erzeugt wird. Gibt er das CO₂ in die Nutzung und nicht zur Speicherung wird ein NN erzeugt und der AN entwertet. Das CO₂ wird zusammen mit dem NN anschließend an das nächste Wertschöpfungsglied der CCU-Kette transferiert. Werden die in der ersten Stufe produzierten Güter weiterverarbeitet, wird zugleich der NN an das nächste Wertschöpfungsglied übertragen. Dies kann solange geschehen wie keine CO₂-Emissionen entstehen.

Wird das in Produkten gebundene CO₂ an einem Punkt der Wertschöpfungskette freigesetzt – im Beispiel erfolgt dies über ein thermisches Kunststoffrecycling – kann der CO₂-Kreislauf wieder durch eine erneute Abscheidung der CO₂-Emissionen geschlossen werden. Hier werden zunächst die von der Müllverbrennungsanlage erworbenen NN aufgrund der (potenziellen) Emissionen entwertet. Über die CO₂-Abscheidung werden neue AN generiert, bei Weitergabe des CO₂ in die weitere Nutzung entstehen neue NN, wodurch die AN entwertet werden. Der CO₂-Kreislauf bleibt somit geschlossen.

Sobald in diesem Beispiel – egal an welcher Stelle – unvollständige Abscheidungen auftreten, ist ein bilanzieller Ausgleich über den Betrieb von DAC- oder BECC-Anlagen mit anschließender Langfristspeicherung erforderlich (siehe Abschnitt 8.2.1).

8.2.3 DAC und CO₂-Nutzung

Eine Nutzung von abgeschiedenem CO₂ ist analog zu Option 1 auch ohne einen Emittenten wie bspw. ein Zementwerk möglich. Hier kommen die in Kapitel 8.1.4 erwähnten „grünen“ Nutzungsnachweise zum Tragen.

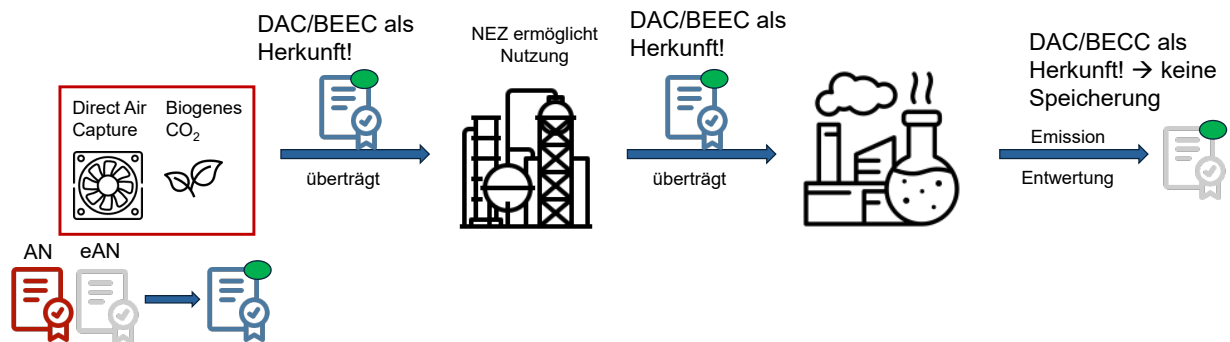


Abbildung 39: Nutzung des von einer DAC- oder BECC-Anlage abgeschiedenen CO₂ in Option 2 (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Auch eine DAC- oder BECC-Anlage kann das abgeschiedene CO₂ ohne Speicherung direkt in den weiteren CO₂-Nutzungskreislauf geben. Durch die Abscheidung des CO₂ über DAC oder BECC werden sog. „grüne“ NN in Höhe der entsprechenden Menge generiert. Der „grüne“ NN umfasst damit die Eigenschaft der erzeugten Negativemissionen durch die DAC- oder BECC-Anlagen, da zunächst CO₂ aus der Atmosphäre gefiltert wird.

Zusammen mit dem abgeschiedenen CO₂ können die NN in einen CO₂-Nutzungskreislauf gegeben werden. Sofern kein weiteres CO₂ in der weiteren Wertschöpfungskette freigesetzt wird, werden die NN mit den weiterverarbeiteten Produkten weitergegeben. Sobald an einem Punkt der Wertschöpfungskette CO₂ freigesetzt wird, werden die NN entwertet, die CO₂-Wertschöpfungskette endet anschließend an diesem Punkt. Im Gegensatz zu einem „konventionellen“ NN ist an dieser Stelle kein Ausgleich der Emissionen über Langfristspeicherverfahren erforderlich, da die DAC- oder BECC-Anlage das CO₂ bereits vorher aus der Luft gefiltert hat. Der hier skizzierte Kreislauf ist somit ebenfalls CO₂-neutral.

8.2.4 Integration von Biomasse in die Wertschöpfungskette

Auch Option 2 des CO₂-Bilanzierungssystems ermöglicht die Integration von Biomasse. Dabei wird das im Wachstumsprozess eingelagerte und aus der Atmosphäre gefilterte CO₂ berücksichtigt. Hier gilt ebenfalls: Für die Etablierung des vorgeschlagenen CO₂-Bilanzierungssystem ist eine wichtige Voraussetzung, dass die Verbrennung von Biomasse im Gegensatz zu heutigen ETS-Regelungen als neutrale Emission anerkannt werden muss. Wie die Einbindung von Biomasse in Option 2 konkret möglich ist, soll an folgendem Fallbeispiel erläutert werden:

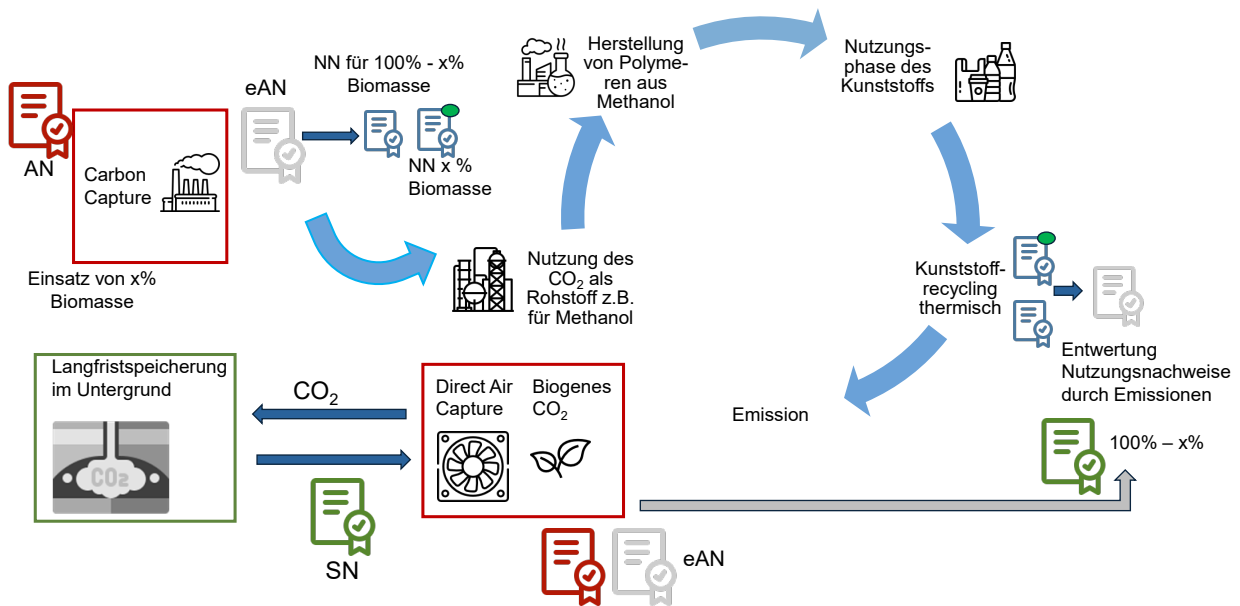


Abbildung 40: Kreislaufführung von abgeschiedenem CO₂ in Option 2 des CO₂-Bilanzierungssystems unter Berücksichtigung von Biomasse im Produktionsprozess (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).

Der Erstemittent, z. B. ein Zementwerk, scheidet seine unvermeidbar anfallenden CO₂-Emissionen aus seinem Produktionsprozess ab. Im Abgasstrom sind auch die CO₂-Emissionen aus dem Biomasseeinsatz enthalten. Auch in diesem Fall wird über die gesamte abgeschiedene CO₂-Menge ein AN ausgestellt, worin jeweils der Anteil an Biomasse sowie der „konventionelle“ Anteil hinterlegt wird. Wird das CO₂ in die CCU-Wertschöpfungskette gegeben, werden die AN entwertet. Für den Biomasse-Anteil wird ein „grüner“ Nutzungsnachweis und für den „konventionellen“ Anteil ein entsprechender NN generiert. Diese Nachweise werden über die gesamte CO₂-Wertschöpfungskette weitergegeben, solange keine Emissionen entstehen. Im Fallbeispiel gemäß Abbildung 40 ist dies bis zur Nutzungsphase des erzeugten Kunststoffs der Fall. Kommt nach der Nutzungsphase thermisches Recycling zum Einsatz, werden beide NN entwertet. Für die entwerteten „konventionellen“ NN ist ein entsprechender CO₂-Ausgleich durchzuführen. Für den Biomasse-Anteil entfällt diese Anforderung, da in der Biomasse bereits CO₂ enthalten war, das über die Wachstumsphase aus der Luft in der Biomasse gebunden war (sog. Negativemissionen). Für den Ausgleich von CO₂-Emissionen ist eine Langfristspeicherung von CO₂ erforderlich, das wieder über DAC- oder BECC-Anlagen gewonnen wurde (siehe auch Abschnitt 8.2.1). Der gesamte CO₂-Wertschöpfungszyklus ist somit auch hier CO₂-neutral.

Der Einsatz von Biomasse kann auch in diesem Beispiel für den Ausgleich von Emissionen, die durch unvollständige Abscheidung entstehen, sorgen. In diesem Fall werden die durch den Einsatz von Biomasse entstehenden grünen NN im Umfang der unvollständigen Abscheidung entwertet, wodurch kein bilanzieller Ausgleich über gespeichertes CO₂ erfolgen muss. Dies ist dann erforderlich, wenn der Biomasse-Anteil geringer als die Rate der unvollständigen Abscheidung ausfallen sollte. In diesem Fall wäre der noch nicht ausgeglichene Teil über bilanzielle Speicherung mittels SN auszugleichen (siehe Abschnitt 8.2.1).



8.3. Bewertung der beiden Ausgestaltungsoptionen

Mit den beiden Ausgestaltungsoptionen eines CO₂-Bilanzierungssystems wurden Möglichkeiten aufgezeigt, CO₂ aus unvermeidbaren Punktquellen so in Wertschöpfungsketten einzubinden, dass mittels CCS- und CCU-Anwendungen ein treibhausgasneutrales Energie- und Wirtschaftssystem erreicht werden kann. Bedeutende Wirtschaftszweige wie die Zementindustrie können in Europa gehalten werden, unvermeidbares CO₂ als vergleichsweise kostengünstiger Rohstoff genutzt und zugleich Klimaneutralität erreicht werden. Beide Ausgestaltungsoptionen mit ihren unterschiedlichen Verantwortlichkeiten für den Ausgleich von anfallenden Emissionen über DACCS- oder BECCS-Verfahren haben dabei ihre jeweiligen Stärken und Schwächen, die im Folgenden näher analysiert werden.

Option 1 – Verantwortlichkeit bei den Erstemittenten

Diese Ausgestaltungsvariante eines CO₂-Bilanzierungssystem sieht vor, dass Erstemittenten, d.h. Punktquellen von unvermeidbaren Emissionen, verpflichtet sind, die CO₂-Emissionen nach einer Abscheidung mittels Carbon Capture einer dauerhaften Speicherung zuzuführen oder im Falle einer weiteren Nutzung mittels CCU-Anwendungen einen bilanziellen Ausgleich der Emissionen über Negativemissionstechnologien wie DACCS oder BECCS nachzuweisen.

Ein wesentlicher Vorteil dieses Ansatzes liegt in der begrenzten Zahl an betroffenen Akteuren, da lediglich die Punktquellen, d.h. die Erstemittenten, zur Speicherung oder für den bilanziellen Ausgleich von unvermeidbar entstehenden CO₂-Emissionen verantwortlich sind. Der Großteil der Wirtschaftsakteure würde von diesem Bilanzierungsansatz unberührt bleiben. Die Systemkosten wären deshalb relativ gering, was die Akzeptanz dieser Option zusätzlich erhöhen kann. Auch die praktische Umsetzbarkeit könnte sich als relativ einfach gestalten, da die Nachweisführung zentral bei einer vergleichsweise kleinen Gruppe von Unternehmen verankert ist.

Aus wirtschaftlicher Sicht bietet diese Ausgestaltungsoption zudem einen Anreiz zur Entwicklung von CO₂-Nutzungspfaden für unvermeidbare Emissionen über CCU-Verfahren. Für Erstemittenten kann es attraktiver sein, abgeschiedenes CO₂ nicht direkt in die kostenintensive Speicherung zu geben, sondern über nachgelagerte Wertschöpfungsketten zusätzliche Einnahmen zu generieren, um den Kostendruck durch Carbon Capture und bilanziellen Ausgleich reduzieren zu können. Voraussetzung hierfür ist allerdings ein ausreichend großer Markt für CCU-Anwendungen. Sollte die CO₂-Nachfrage gering ausfallen, könnten die Kosten des bilanziellen Ausgleichs nicht oder nur in begrenztem Umfang an nachfolgende Wertschöpfungsstufen weitergegeben werden, wodurch die Produkte des Erstemittenten deutlichen Kostensteigerungen ausgesetzt sein könnten. In so einem Fall könnte Option 1 somit relativ teuer für die Erstemittenten ausfallen.

Auf der anderen Seite besteht möglicherweise ein geringerer Anreiz für eine umfassendere Kreislaufführung von CO₂ im Wirtschaftssystem. Die Verantwortung für potenzielle Emissionen liegt bei den Punktquellen. Nachfolgende Akteure entlang der Wertschöpfungskette sind selbst nicht verpflichtet, Emissionen



auszugleichen oder zu speichern. Dies könnte Innovationen für eine umfassende CO₂-Kreislaufführung behindern, da kein ökonomischer Anreiz in nachfolgenden Wertschöpfungsstufen für eine Kreislaufführung besteht.

Der Einsatz von Biomasse in Produktionsprozessen sorgt dafür, dass der Umfang an Emissionen, die direkt gespeichert oder bilanziell über DACCS oder BECCS ausgeglichen werden müssen, geringer ausfällt als ohne Biomasseeinsatz. Letztlich erfolgt somit ein Trade-off zwischen der Höhe des Biomasseeinsatzes und der CO₂-Speicherung. Da zukünftig mit einer relativen Knappheit an CO₂-Langfristspeichern zu rechnen ist, führt dies zu einer Entlastung von Speicherkapazitäten und damit wiederum zu geringeren Engpässen und geringerem Kostendruck für Erstemittenten. Die Berücksichtigung von Biomasse führt allerdings zu einem gesteigerten Komplexitätsgrad, was wiederum die Akzeptanz dieser Bilanzierungsvariante etwas abschwächen könnte.

Option 2 – Verantwortlichkeiten bei den Letztemittenten

Diese Ausgestaltungsoption verpflichtet nicht die Erstemittenten, sondern die tatsächlichen Emittenten, d.h. die Letztemittenten⁷, die in Wertschöpfungsketten entstehenden CO₂-Emissionen selbst abzuscheiden und dauerhaft zu speichern oder über Negativemissionstechnologien wie DACCS- oder BECCS-Verfahren bilanziell auszugleichen. Im Vergleich zu Option 1 sind mit diesem Ansatz eine deutlich größere Zahl an Akteuren betroffen. Da nun nicht mehr nur wenige Punktquellen unvermeidbarer Emissionen, sondern sämtliche Letztemittenten in die Pflicht genommen werden, steigen sowohl die Komplexität des Systems als auch die administrativen und organisatorischen Anforderungen – wenngleich die Anzahl an Emittenten in einem klimaneutralen Wirtschaftssystem relativ überschaubar bleiben dürfte. Entsprechend dürften die Systemkosten diesbezüglich höher ausfallen.

Aus wirtschaftlicher Sicht verlagern sich die Lasten auf die Letztemittenten, deren Produkte durch die Kosten der Speicherung bzw. des bilanziellen Ausgleichs teurer werden dürften. Diese Kostenverteilung kann jedoch als ökonomisch fairer erachtet werden, da über das Verursacherprinzip die Verantwortung direkt bei denjenigen liegt, bei denen die Emissionen tatsächlich entstehen. Eine gewisse Kostenlast verbleibt jedoch auch bei den Erstemittenten, da diese auch bei dieser Ausgestaltungsoption verpflichtet sind, ihre unvermeidbar anfallenden Emissionen abzuscheiden – wenngleich Option 2 für Erstemittenten deutlich günstiger ausfällt.

Option 2 bietet im Vergleich zu Option 1 stärkere Anreize für den Aufbau von CO₂-Nutzungspfaden und insbesondere für die Initiierung einer Kreislaufführung von CO₂. Da die Speicher- oder Ausgleichspflicht erst beim tatsächlichen Emittieren von CO₂ entsteht, wird die Kreislaufführung von CO₂ kostenseitig deut-

⁷ Für eine einfachere Umsetzbarkeit von Option 2 gelten private Haushalte nicht als letztes Glied in der CO₂-Wertschöpfungskette, sondern stets die Stufe davor.



lich attraktiver. Unternehmen haben dadurch ein unmittelbares Interesse, CO₂ in geschlossenen Kreisläufen zu halten, um Speicher- oder Ausgleichsverpflichtungen und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden.

Wie in Option 1 kann auch über diese Ausgestaltungsvariante durch Nutzung von Biomasse in Produktions- oder Verbrennungsprozessen die erforderliche Menge an auszugleichendem CO₂ anteilig reduziert werden. Dies verringert potenziell die Kosten für Letztemittenten. Zusätzlich wird dadurch auch der Druck auf die Verfügbarkeit von CO₂-Langfristspeichern und damit die Gefahr von Engpässen bei der Speicherung gesenkt. Demgegenüber bleibt die Herausforderung bestehen, dass ein System mit einer hohen Zahl verpflichteter Akteure schwerer implementierbar und administrierbar ist. Die Komplexität könnte sich nachteilig auf die Akzeptanz und auf die Geschwindigkeit einer flächendeckenden Einführung auswirken.

Fazit der beiden Optionen eines CO₂-Bilanzierungssystems

Die Analyse der beiden Ausgestaltungsoption zeigt, dass es nicht die eine perfekte Lösung gibt, sondern dass beide Varianten jeweils spezifische Stärken und Schwächen aufweisen. Beide Optionen weisen insbesondere hinsichtlich Praktikabilität bzw. Komplexität und unterschiedlicher Kostenverteilung Unterschiede auf.

Option 1 zeichnet sich durch eine vergleichsweise einfache Umsetzbarkeit und geringe Komplexität aus, da nur eine begrenzte Zahl von Akteuren in die Pflicht genommen wird, Emissionen zu speichern bzw. bilanziell auszugleichen. Dies erleichtert die Markteinführung und steigert die Akzeptanz des Systems. Für die Erstemittenten kann dieser Ansatz jedoch mit erheblichem ökonomischem Risiko verbunden sein, insbesondere bei geringer CO₂-Nachfrage und knappen Speicherressourcen. Zudem entstehen im Vergleich zu Option 2 schwächere Anreize für eine umfassende Kreislaufführung von CO₂, da nachgelagerte Akteure von direkten Verpflichtungen ausgenommen sind.

Option 2 hingegen verlagert die Verantwortung auf die Letztemittenten und sorgt damit für eine verursachergerechtere Kostenverteilung. Emissionen werden bei ihrer Entstehung in Wertschöpfungsketten bilanziell berücksichtigt, was stärkere Anreize für CO₂-Kreislaufwirtschaft und CCU-Anwendungen schafft. Demgegenüber stehen jedoch eine deutlich höhere Komplexität, höhere administrative Anforderungen und damit insgesamt höhere Systemkosten. Diese Faktoren könnten die Akzeptanz sowie die Geschwindigkeit der Einführung des Systems einschränken.

Beiden Optionen ist gemein, dass ein treibhausgasneutrales Wirtschaftssystem erreicht werden kann und somit ein Beitrag zum Erreichen der europäischen Klimaschutzziele unter Einbindung von CO₂ aus Punktquellen mit unvermeidbaren Emissionen geleistet wird. Auch ökonomisch bieten sich dadurch Vorteile für die Europäische Union, da bedeutende Wirtschaftszweige in der Union gehalten werden können.



9. Handlungsempfehlungen

Die im Rahmen dieser Studie abgeleiteten Handlungsempfehlungen zielen darauf ab, schnellstmöglich die Voraussetzungen für die Implementierung eines EU-weiten Systems zum bilanziellen Ausgleich von CO₂-Emissionen zu schaffen, die Implementierung unmittelbar anzustoßen und damit die Nutzung von CO₂ aus unvermeidbaren CO₂-Quellen wie der Zementproduktion langfristig für Carbon Capture and Utilization zu ermöglichen – unter Einhaltung der Vorgaben zur Treibhausgasneutralität.

Um dies zu erreichen, sind Aktivitäten auf verschiedenen Ebenen parallel zu verfolgen, weshalb die Handlungsempfehlungen auf vier Bereiche abzielen:

1. Die Verfeinerung des Bilanzierungsansatzes mit dem Ziel der Implementierung und praktischen Umsetzung. Hier gilt es insbesondere Akteure aus Politik, Verwaltung sowie Industrie zu aktivieren und zu adressieren.
2. Die Weiterentwicklung des Regulatorischen Rahmens insbesondere auf EU-Ebene, gemeinsam mit Akteuren auf europäischer Ebene bzw. Ebene der Mitgliedstaaten.
3. Die flankierende Förderung der für die Umsetzung von CCU erforderlichen Technologien und Setzung von Investitionsanreizen. Dies betrifft insbesondere Akteure auf Ebene der EU sowie Bundes- und Landesministerien.
4. Die aktive Erschließung des Gestaltungspotenzials der Industrie. Für diesen Bereich gilt es die Industrie zur Umsetzung entsprechender Maßnahmen zu gewinnen.

Nur durch das koordinierte Zusammenspiel der im Folgenden dargestellten Maßnahmen, von der Schaffung geeigneter politischer Rahmenbedingungen über die Weiterentwicklung des Bilanzierungssystem bis hin zur Förderung der Technologie und der aktiven Einbindung der Industrie, kann ein tragfähiger Markt für die CO₂-Nutzung – hier sei insbesondere die Produktion von Sustainable Aviation Fuels genannt – entstehen, der wiederum Voraussetzung für eine erfolgreiche Umsetzung des Modells des bilanziellen Ausgleichs ist.

9.1. Verfeinerung des Bilanzierungsansatzes mit dem Ziel der Implementierung und praktischen Umsetzung

Die im Rahmen dieses Vorhabens entwickelten Optionen eines bilanziellen Ausgleichs unvermeidbarer CO₂-Emissionen unter Ermöglichung von CCU sind im weiteren Verlauf verschiedensten europäischen Akteuren auf Ebene von Politik, Verwaltung und Industrie vorzustellen, um so den für eine zeitnahe Implementierung erforderlichen Diskussionsprozess zu initiieren. Dies stellt sicher, dass die unterschiedlichen Perspektiven der Akteure von Beginn an berücksichtigt und die verschiedenen Anforderungen und im Dialogprozess ggf. identifizierte Verbesserungsoptionen in das neu zu schaffende Bilanzierungssystem integriert werden können. Eine maßgebliche Vorgabe sollte aber insgesamt die Schaffung eines möglichst schlanken Rahmens für den bilanziellen Ausgleich sein, um das System schnellstmöglich einführen und



gleichzeitig eine hohe Akzeptanz insbesondere bei der Industrie erreichen zu können. Zwar ist die Einführung eines bilanziellen Ausgleichs für unvermeidbare CO₂-Emissionen in Verbindung mit CCU mit Aufwand für die verschiedensten betroffenen Institutionen verbunden, die Industrie unterliegt aber bereits jetzt verschiedensten Berichtspflichten im Rahmen der Regelungen des EU-ETS, so dass durch eine Einführung eines bilanziellen Ausgleichssystems kein großer bürokratischer Zusatzaufwand entstehen sollte. Dies sollte u.a. klares Ziel der Gespräche zur Weiterentwicklung des vorgeschlagenen Ansatzes sein.

Im Zusammenhang mit der Einführung eines bilanziellen Ausgleichs für unvermeidbare CO₂-Emissionen in Verbindung mit CCU ist insbesondere auf EU-Ebene zu klären, wie eine Benachteiligung europäischer Produkte, die mittels CCU unter Nutzung des bilanziellen Ausgleichs treibhausgasneutral produziert wurden, auf dem Weltmarkt gegenüber nicht-europäischen Konkurrenzprodukten, die mittels fossilem CO₂ oder CCU nicht treibhausgasneutral hergestellt wurden, verhindert werden kann. Hier gilt es praxisnahe Regelungen innerhalb oder außerhalb des CBAM-Mechanismus zu finden, um ein Level-Playing-Field für klimaneutral produzierte europäische Produkte zu schaffen.

Der vorgestellte Ansatz für den bilanziellen Ausgleich stellt zunächst ein erstes Gerüst für die Darstellung der Funktionsfähigkeit des Systems dar. Der Ansatz auf Konzeptebene ist im weiteren Umsetzungsprozess noch hinsichtlich einer technischen Umsetzbarkeit auf europäischer Ebene zu prüfen, ggf. zu modifizieren und zu konkretisieren. So sind die entsprechenden Definitionen für Zertifikate (Abscheidenachweis, Speichernachweis, Negativemissionszertifikat) eindeutig festzulegen, ebenso wie die darin enthaltenen Mindestanforderungen und Information, die Wege der Nachweisführung und die überwachenden Stellen. Hier erscheint es zielführend auf den bereits für den EU-ETS etablierten Strukturen aufzusetzen und das Aufgabenspektrum der mit diesbezüglichen Aufgaben betrauten Institutionen entsprechend zu erweitern.

Es sollten also frühzeitig jene Akteure eingebunden werden, die auf die Einrichtung und den Betrieb von Zertifizierungs- bzw. Bilanzierungssystemen spezialisiert sind, um deren Praxiserfahrungen integrieren zu können. Mögliche Partner für die Umsetzung auf deutscher Ebene könnten die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) oder das Umweltbundesamt sein (UBA), die bereits im Kontext des EU-ETS involviert sind. Das Umweltbundesamt ist zudem ausführendes und kontrollierendes Organ des Herkunftsnachweisregisters⁸.

9.2. Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens insbesondere auf EU-Ebene

Der Themenkomplex CO₂ wird auf Ebene der EU durch zahlreiche Richtlinien und Verordnungen aber auch durch Delegierte Rechtsakte adressiert, wobei diese generell auf das Ziel der Reduktion des Treibhausgas-

⁸ <https://www.hknr.de/Uba>



ausstoßes zur Begrenzung der Treibhausgaskonzentration in der Atmosphäre abzielen, um den erforderlichen Beitrag Europas zur Einhaltung des 1,5°-Ziels gemäß des Pariser Klimaschutzabkommens zu sichern. Dazu zählt insbesondere das Erreichen der Netto-Treibhausgasneutralität bis 2050. Dagegen ist die Nutzung von CO₂ als Rohstoff – ein wichtiger Aspekt um zukünftig fossilbasierte Roh-, Brenn- und Kraftstoffe ersetzen zu können – bislang regulatorisch nicht im Fokus.

Beide aufgezeigten Ansätze für einen bilanziellen Ausgleich von unvermeidbaren CO₂-Emissionen, die über CCU temporär in Produkten gebunden werden, nutzen gezielt die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ aus der Atmosphäre über DAC oder Biomasse. So wird der Gesamtprozess treibhausgasneutral gestaltet, was die dauerhafte Nutzung von unvermeidbarem CO₂ aus Punktquellen für CCU – treibhausgasneutral und damit auch über 2040 hinaus ermöglicht. Hierzu bedarf es aber einer stringenten Weiter- und teilweise Neuentwicklung des bestehenden regulatorischen Rahmens.

Ein wichtiger erster Schritt sind Anpassungen im Europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS 1. Hier wird Biomasse bislang als ein CO₂-neutraler Energieträger betrachtet, dessen Einsatz somit keine im EU-ETS zu berücksichtigenden CO₂-Emissionen verursacht. Beim Einsatz von Biomasse entstehen in der Logik des EU-ETS 1 keine Emissionen, für die Zertifikate als Emissionserlaubnisse nachgewiesen werden müssen. Die Definition von Biomasse als Null-Emissions-Energieträger verhindert bislang, dass bei Abscheidung der CO₂-Emissionen im Verbrennungsprozess beim Einsatz von Biomasse, das abgeschiedene CO₂ innerhalb des EU-ETS 1 als Negativemission angerechnet werden kann. Hier bedarf es einer sorgfältigen Prüfung und Neudefinition der Biomasse bzw. der hieraus entstehenden Emissionen.

Des Weiteren muss die Möglichkeit geschaffen werden, abgeschiedenes CO₂ aus Biomasse oder DAC als Negativemission zu erfassen und zu zertifizieren, um eine Anrechenbarkeit für diese in Prozessen mit unvermeidbaren Emissionen zu ermöglichen. Dies sollte über eine Erweiterung des EU-ETS 1 erfolgen und Anrechnungsmöglichkeiten für Negativemissionen aus technischen Senken – der Abscheidung von CO₂ direkt aus der Atmosphäre über DAC und der Abscheidung von CO₂ aus Verbrennungsprozessen bei Nutzung von Biomasse – geschaffen werden. Hierbei ist zu prüfen, ob diese Anrechnung ausschließlich für den Ausgleich von unvermeidbaren Emissionen zulässig sein sollte, um sicherzustellen, dass diese den Zugang zu dieser Ausgleichsoption erhalten und nicht die Wirkung von Marktmechanismen langfristig das Ziel der Treibhausgasneutralität für Prozesse mit unvermeidbaren CO₂-Emissionen torpedieren kann.

Darüber hinaus muss CCU in Kombination mit dem bilanziellen Ausgleich explizit als Option für das Erreichen der Treibhausgasneutralität im EU-ETS anerkannt werden. Hierfür muss zunächst CCU vollständig als Erfüllungsoption der Treibhausgasminderung definiert werden. Sofern die CO₂-Bindung im Produkt nur temporär ist, muss die Treibhausgasneutralität über den Speichernachweis aus dem bilanziellen Ausgleich nachgewiesen werden. Für den bilanziellen Ausgleich sollten nur technische Verfahren für die CO₂-Langfristspeicherung zugelassen werden (DACCS, BECCS, in Ergänzung zur bereits zulässigen Mineralisierung), um die Dauerhaftigkeit der Speicherung zu garantieren.



Perspektivisch sollte zudem eine Erweiterung bzw. gegenseitige Anerkennung von Zertifikaten aus anderen Emissionshandelssystemen ermöglicht werden, um eine möglichst effiziente Platzierung der DAC-/BECC-Anlagen zu erlauben und die Kosten zu reduzieren. So könnte die Verknüpfung verschiedener Emissionshandelssysteme eine Erschließung von CO₂-Speicherstandorten außerhalb der EU erlauben, wodurch ggf. eine Beschleunigung der Prozesse erzielt werden könnte. Ein zweistufiges Vorgehen erscheint hier zielführend. Eine erste Kooperation sollte mit Ländern, die unmittelbar von der EU erreichbar sind wie Großbritannien / Schottland, Norwegen, Schweiz angestoßen werden. Im zweiten Schritt kann dann eine Ausweitung auf Länder auf anderen Kontinenten wie Kanada oder Ostafrika erfolgen, gerade um das Potenzial von DAC möglichst kostengünstig erschließen zu können, gleichzeitig aber für die geologische Speicherung auch Basaltvorkommen, die eine sehr hohe Sicherheit der Speicherung durch schnelle Mineralisierung versprechen, nutzen zu können. Es sollte somit ein klarer Prüfauftrag an die umsetzenden Institutionen auf EU-Ebene zur perspektiven Integration außereuropäischer CO₂-Langfristspeicherung in das Bilanzierungssystem erteilt werden. Hiermit verbundene ökonomische Vorteile ggf. günstigerer CO₂-Lagerstätten außerhalb der EU sollen damit für europäische Produzenten zugänglich gemacht werden. Im Vordergrund stehen muss dabei von Beginn, dass der Glaubwürdigkeit des Systems durch mögliche Anrechnungen nicht gefährdet werden darf. Die Anforderungen an die Anerkennung der Zertifikate z.B. nur aus nachweislich aktiven, sicheren Lagerstätten, die auch über ein entsprechendes Monitoring verfügen, müssen von Beginn an festgelegt sein, kommuniziert und deren Einhaltung kontrolliert werden. Diskussionen wie bei der Zertifizierung von importierten Biokraftstoffen gilt es zu vermeiden, da sie massiv die Akzeptanz gefährden.

9.3. Flankierende Förderung der für die Umsetzung von CCU erforderlichen Technologien und Setzung von Investitionsanreizen

Neben den aufgezeigten rechtlichen und konzeptionellen Handlungsempfehlungen ist die Umsetzung des bilanziellen Ausgleichssystems insbesondere durch eine Förderung der (Weiter-)Entwicklung und Skalierung der erforderlichen Technologien sowie das Schaffen von Investitionsanreizen zu flankieren.

Ein bedeutender ökonomischer Vorteil des bilanziellen Ausgleichssystems liegt, gerade für Regionen mit großer Distanz zu potenziellen Lagerstätten, in der Einsparung von Transportinfrastruktur gegenüber einer reinen CCS-Lösung. Gleichzeitig sinken auch die Abhängigkeit und Unsicherheiten besonders bezüglich der zeitlichen Umsetzung von großräumigen CO₂-Pipelineinfrastrukturplanungen. Dennoch werden auch für CCU-Anwendungen CO₂-Transportinfrastrukturen insbesondere auf lokaler und regionaler Ebene benötigt, um bestehende Produktionsstätten möglichst effizient anzubinden und für neue Produktionsstätten kostenoptimale Standorte wählen zu können. Flankierend zur Einführung des bilanziellen Ausgleichs ist daher die Förderung der Errichtung einer regionalen CO₂-Transportinfrastruktur für CCU-Anwendungen von hoher Priorität. Dies umfasst die Entwicklung und den Ausbau von Pipelines sowie anderer innovativer Transportmethoden sowie die Schaffung von Knotenpunkten zur effizienten Verteilung des CO₂ an verschiedene regionale Verwertungsstandorte.



Um den bilanziellen Ausgleich überhaupt erst zu ermöglichen, bedarf es des Einsatzes von Direct Air Capture (DAC) und Bioenergy with Carbon Capture (BECC). Für beide Technologien, aufgrund der aktuellen Kostenstrukturen insbesondere für DAC, bedarf es weiterer Forschungs- und Entwicklungsleistungen zur Verbesserung der Anlageneffizienz und zur Skalierung in industrielle Maßstäbe. Ein effizienterer Anlagenbetrieb und die Realisierung von Skalierungseffekten beim Anlagenbau ermöglichen erst die noch zu erzielenden Kostensenkungen, die für einen breiten Einsatz von DAC- und BECC-Anlagenkapazitäten erforderlich sind.

Die Verfügbarkeit sicherer und dauerhafter CO₂-Speicherlösungen ist ebenfalls zentral für die Realisierung des bilanziellen Ausgleichs. Daher ist eine beschleunigte Exploration und Erschließung von CO₂-Langfristspeichern innerhalb Deutschlands und der Europäischen Union ein zentraler Erfolgsfaktor. Perspektivisch sind auch Speicherlösungen außerhalb der EU zu evaluieren (siehe Abschnitt 9.2). Dies erfordert die Durchführung von geologischen Untersuchungen, um sowohl im Inland aber auch in der EU rasch erforderliche Speicherkapazitäten identifizieren und erschließen zu können. Des Weiteren gilt es, die für die unterschiedlichen geologischen Formationen erforderlichen Speichertechnologien weiterzuentwickeln, um einen kostengünstigen und sicheren Speicherbetrieb absichern zu können. Nur durch eine kostengünstige und großskalige Verfügbarkeit von Abscheide- und Speichertechnologien ist die breite Einführung von CCU möglich.

Schließlich können angebots- und vor allem nachfrageseitig verschiedene Maßnahmen dazu beitragen, die für CCU-Projekte erforderliche CO₂-Nachfrage zu unterstützen und damit verstärkt Investitionen in CCU-Projekte zu lenken und das Risiko für Investoren zu reduzieren. Hierzu zählen Information und Sensibilisierung von Investoren über das Potenzial und die Rahmenbedingungen von CCU-Projekten sowie die Förderung innovativer Unterstützungs- und Finanzierungsmodelle, bspw. unter Nutzung von Instrumenten wie Interessensgemeinschaften (IPCEI-Projekte), Beteiligung der KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) oder auch Carbon Capture, Utilization and Storage Contracts for Difference (CCfD). Gleichzeitig kann Unterstützung auch indirekt erfolgen. Ein wichtiges Beispiel hierfür ist die Sicherstellung ausreichender Wasserstoffmengen, um bspw. die Produktion von synthetischen Kraftstoffen, insbesondere SAF, durch CCU-Prozesse überhaupt ermöglichen zu können.

Weitere Maßnahmen, die auf der Nachfrageseite für die Schaffung eines gegenüber konventionell hergestellten Produkten wettbewerbsfähigen CCU-Markts getroffen werden können, sind:

- Einführung von CCU-Produktquoten in ausgewählten Sektoren (bspw. Chemieindustrie oder Baustoffindustrie), um die Nachfrage nach diesen Produkten sukzessive anzureizen und einen anfangs benötigten geschützten Markthochlauf zu ermöglichen.
- Schaffung von Leitmärkten für CCU- bzw. klimaneutrale Produkte zur Anreizung von Kreislaufführung (auch bei temporärer CO₂-Bindung). Die Bildung von Leitmärkten zeigt Investoren und Unternehmen die (langfristigen) Chancen für den neu zu schaffenden CCU-Markt auf. Gleichzeitig wird



damit insbesondere die zweite Option des vorgestellten bilanziellen Ausgleichsmechanismus unterstützt, die die Kreislaufführung von Produkten besonders anreizt. Denn mit einer Kreislaufführung könnte im Rahmen dieser Bilanzierungsoption die voraussichtlich mit höheren Kosten verbundene geologische Langfristspeicherung vermieden werden. Zugleich wird die Rohstoffverfügbarkeit innerhalb der EU gestärkt, da weniger Primärrohstoffe erschlossen werden müssen.

- Vorgaben für die öffentliche Beschaffung können den Aufbau von CCU-Märkten ebenfalls auf der Nachfrageseite unterstützen. Die öffentliche Hand stellt im Beschaffungswesen einen bedeutenden ökonomischen Faktor dar. Wenngleich entsprechende Vorgaben mit Mehrausgaben für die öffentliche Hand verbunden sind, kann dadurch ein sicherer Heimatmarkt für mittels CCU hergestellte Produkte generiert bzw. angereizt werden.

9.4. Aktive Erschließung des Gestaltungspotenzials der Industrie

Schließlich sind auch speziell Industrieunternehmen und Branchenvertreter zu adressieren, da diese maßgeblich für die Umsetzung von CCU-Projekten und die Inanspruchnahme des bilanziellen Ausgleichsmodells verantwortlich sind.

Als wichtiger strategischer Baustein gilt die Entwicklung von Carbon Management Strategien durch die Unternehmen, die unvermeidbare Emissionen erzeugen. Darin sollen Handlungsoptionen und Pfade dargestellt werden, wie diese Unternehmen mit unvermeidbarem CO₂ umgehen können, um die eigene Transformation gewinnbringend anstoßen zu können. Dabei muss je Unternehmen individuell geklärt werden, welche Rolle CCS und CCU spielen können und ob in der eigenen Herstellung CO₂ als Rohstoff eingesetzt werden kann. Wenn dies nicht oder nur bedingt möglich ist, könnte zusätzlich auch über eine vertikale Produktdiversifikation nachgedacht werden, um die unternehmenseigenen CO₂-Stoffströme in eine eigene Wertschöpfung einzubringen.

Ein weiterer Baustein ist die Bildung von Industrienetzwerken, um regionale Carbon Management Hubs zu entwickeln, zu planen und perspektivisch aufbauen. Ziel dabei muss es sein, das regionale Angebot und die Nachfrage von CO₂ zusammenzubringen. Diese regionalen oder auch überregionalen Carbon Management Hubs können Synergien bilden und damit betriebswirtschaftliche und volkswirtschaftliche Vorteile schaffen, wie beispielweise eine effiziente nationale CO₂-Transportinfrastruktur, da über regionale Hubs und Verteilsysteme CO₂ zielorientiert in Nutzung gebracht werden könnte.

Zudem müssen neben den Industrieunternehmen auch potenzielle CO₂-Netzbetreiber, sowohl auf regionaler, als auch nationaler und europäischer Ebene, eingebunden werden, um die Planungen transparent und bedarfsorientiert zu entwickeln. Auch potenzielle und zukünftige CO₂-Langfristspeicherbetreiber müssen Teil der Planungen sein, weil voraussichtlich ein signifikanter Teil der CO₂-Emissionen langfristig gespeichert werden muss.

Als abschließender Baustein ist innerhalb der Unternehmen die Gründung, Etablierung oder der Ausbau von Carbon Management Teams, ebenso innerhalb der Verbände und Verwaltung, zur Koordination und



Entwicklung der Transformationspfade von entscheidender Bedeutung. Mit den notwendigen personellen Ressourcen zur Leitung und Umsetzung in den Unternehmen kann die Transformation erfolgreich gestaltet werden.

Referenzen

- Alberici, S., Noothout, P., Mir, G.U.R., Stork, M., Wiersma, F., Mac Dowell, N., Shah, N., Fennell, P., 2017. Assessing the potential of CO₂ utilisation in the UK. Imperia | College London and ECOFYS.
- Ampelli, C., Perathoner, S., Centi, G., 2015. CO₂ utilization: an enabling element to move to a resource- and energy-efficient chemical and fuel production. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences* 373, 20140177.
- Azhar, M., Weihs, G.F., Wiley, D.E., 2024. Design optimisation of a variable flow CO₂ pipeline—A statistical approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 136, 104170.
- Baciocchi, R., Costa, G., 2021. CO₂ utilization and long-term storage in useful mineral products by carbonation of alkaline feedstocks. *Frontiers in Energy Research* 9, 592600.
- BAK Economics AG, Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2025. Investitionsbedarf und Finanzierungsmöglichkeiten von CCS-Technologien in Sonderabfallverbrennungsanlagen.
- Bazzanella, A., Ausfelder, F., 2017. Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry: Technology Study. DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie eV.
- BGR, 2025. Nutzungs-potenziale — Bewertung und geo--logische Grundlagen [WWW Document]. URL https://www.bgr.bund.de/DE/Themen/Nutzung-tieferer-Untergrund/Nutzungspotenziale/nutzungspotenziale_node.html (accessed 9.26.25).
- Billig, E., Decker, M., Benzinger, W., Ketelsen, F., Pfeifer, P., Peters, R., Stolten, D., Thrän, D., 2019. Non-fossil CO₂ recycling—The technical potential for the present and future utilization for fuels in Germany. *Journal of CO₂ utilization* 30, 130–141.
- Bjerketvedt, V.S., Tomasgard, A., Roussanaly, S., 2020. Optimal design and cost of ship-based CO₂ transport under uncertainties and fluctuations. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 103, 103190.
- BLE, 2025a. Nabisy - Startseite [WWW Document]. Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung. URL <https://nabisy.ble.de/app/start> (accessed 9.26.25).
- BLE, 2025b. BLE - Informationen zu Nabisy - Informationen zu Nabisy [WWW Document]. URL <https://www.ble.de/DE/Themen/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Informationen-Nabisy/Nabisy.html> (accessed 9.26.25).
- BMWE, 2024. Herkunftsnachweisregister jetzt auch für Gas, Wärme und Kälte [WWW Document]. URL <https://energiewende.bundeswirtschaftsministerium.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2024/06/Meldung/news3.html> (accessed 9.26.25).



- Bringezu, S., Kaiser, S., Turnau, S., 2020. Zukünftige Nutzung von CO₂ als Rohstoffbasis in der deutschen Chemie- und Kunststoffindustrie. Eine Roadmap. Center for Environmental Systems Research (Hrsg.), Universität Kassel. DOI 10.
- Bundestag, D., 2022. Evaluierungsbericht der Bundesregierung zum Kohlendioxid-Speicherungsgesetz. Drucksache 20, 5145.
- Burchardt, J., Franke, K., Herhold, P., Hohaus, M., Humpert, H., Päiväranta, J., Richenhagen, E., Ritter, D., Schönberger, S., Schröder, J., 2021. Klimapfade 2.0—Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft. Boston Consulting Group.
- Carlsson, J., Chondrogiannis, S., Kapetaki, Z., Kougias, I., Jakubcionis, M., Magagna, D., Miranda Barbosa, E., Nijs, W., O’Connell, A., Padella, M., 2020. Clean energy technologies synergies and issues. Publications Office of the European Union 10, 716057.
- Carrasco-Maldonado, F., Spörl, R., Fleiger, K., Hoenig, V., Maier, J., Scheffknecht, G., 2016. Oxy-fuel combustion technology for cement production—state of the art research and technology development. International Journal of Greenhouse Gas Control 45, 189–199.
- CATF, 2023. The cost of carbon capture and storage in Europe [WWW Document]. URL <https://www.catf.us/2023/02/mapping-cost-carbon-capture-storage-europe/> (accessed 8.20.25).
- Cembureau, 2020. Global Cement production. Main World Producers - The G-20 Group.
- CertifHy, 2025. CERTIFHY Homepage [WWW Document]. URL <https://www.certifhy.eu/> (accessed 9.26.25).
- CertifHy, 2024. CertifHy Achieves Official Recognition by the European Commission to Issue RFNBO Certification. CERTIFHY. URL <https://www.certifhy.eu/news/certifhy-achieves-official-recognition-by-the-european-commission-to-issue-rfnbo-certification/> (accessed 9.26.25).
- Chauvy, R., Meunier, N., Thomas, D., De Weireld, G., 2019. Selecting emerging CO₂ utilization products for short-to mid-term deployment. Applied energy 236, 662–680.
- CVE, 2024. The contribution of carbon capture & utilisation towards climate neutrality in Europe.
- DAE, 2024. Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage | Energistyrelsen [WWW Document]. URL <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-carbon-capture-transport-and-storage> (accessed 9.26.25).
- 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, 168–185.
- dena, 2021. dena-Leitstudie: Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe.



ecoplanet, 2025. Herkunftsnachweis: Grünstrom nachweisen und nutzen [WWW Document]. URL <https://www.ecoplanet.tech/ressourcen/blog/herkunftsnachweis-verstehen-und-richtig-einsetzen> (accessed 9.26.25).

Europäische Kommission, 2025. BESCHLUSS (EU) 2025/1479 DER KOMMISSION zum Unionsziel der CO₂-Injektionskapazität bis 2030.

Europäische Kommission, 2024. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Towards an ambitious Industrial Carbon Management for the EU.

Europäischer Rat, 2024. Klimaschutz: Rat und Parlament einigen sich auf Einrichtung eines Unionsrahmens für die Zertifizierung von CO₂-Entnahmen [WWW Document]. Consilium. URL <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2024/02/20/climate-action-council-and-parliament-agree-to-establish-an-eu-carbon-removals-certification-framework/> (accessed 8.14.25).

European Commission, 2018. A Clean Planet for all - A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy.

Farajzadeh, R., Eftekhari, A.A., Dafnomilis, G., Lake, L.W., Bruining, J., 2020. On the sustainability of CO₂ storage through CO₂-Enhanced oil recovery. Applied energy 261, 114467.

Fehn, C., Wirsing, G., 2011. Speicherpotenziale im tieferen Untergrund Baden-Württembergs. Schriftenreihe der Deutschen Gesellschaft für Geowissenschaften 214–225.

FfE, 2024. Beitragsreihe Carbon Management: CCS – Wie kann CO₂ gespeichert werden? [WWW Document]. URL <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/ccs-wie-kann-co2-gespeichert-werden/>

Fischedick, I.M., Esken, A., Pastowski, A., Schüwer, D., Supersberger, N., Nitsch, J., Viehbahn, P., Bandi, A., Zuberbühler, U., Edenhofer, O., 2006. Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, verfasst für Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.).

FNR, 2025. Zertifizierung [WWW Document]. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe. URL <https://www.fnr.de/nachwachsende-rohstoffe/nachhaltigkeit/zertifizierung> (accessed 9.26.25).

Fritsch, D., 2024. Techno-ökonomische Bewertung von CO₂-Transportoptionen am Beispiel von Baden-Württemberg.

Galimova, T., Ram, M., Bogdanov, D., Fasihi, M., Khalili, S., Gulagi, A., Karjunen, H., Mensah, T.N.O., Breyer, C., 2022. Global demand analysis for carbon dioxide as raw material from key industrial sources and direct air capture to produce renewable electricity-based fuels and chemicals. Journal of Cleaner Production 373, 133920.



Gerbert, P., Herhold, P., Burchardt, J., Schönberger, S., Rechenmacher, F., Kirchner, A., Kemmler, A., Wünsch, M., 2018. Klimapfade für Deutschland. BCG, The Boston Consulting Group.

Global CCS Institut, 2021. TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS.

Global CCS Institute, 2024. Resources. URL <https://www.globalccsinstitute.com/resources/> (accessed 9.30.25).

Gold Standard, 2025. Gold Standard Homepage [WWW Document]. URL <https://www.goldstandard.org/> (accessed 9.26.25).

Goldstein, 2024. Das Herkunftsnachweisregister für Gas, Wärme und Kälte ist geplant – Folgen für die Wirtschaft. Energiekanzlei Goldenstein. URL <https://www.goldenstein-kanzlei.de/beitraege/das-herkunftsnachweisregister-fuer-gas-waerme-und-kaelte-ist-geplant-folgen-fuer-die-wirtschaft/> (accessed 9.26.25).

Hanifa, M., Agarwal, R., Sharma, U., Thapliyal, P.C., Singh, L.P., 2023. A review on CO₂ capture and sequestration in the construction industry: Emerging approaches and commercialised technologies. Journal of CO₂ Utilization 67, 102292. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102292>

Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J., Carter, E.A., Fuss, S., Mac Dowell, N., Minx, J.C., Smith, P., Williams, C.K., 2019. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. Nature 575, 87–97.

Huo, J., Wang, Z., Oberschelp, C., Guillén-Gosálbez, G., Hellweg, S., 2023. Net-zero transition of the global chemical industry with CO₂-feedstock by 2050: feasible yet challenging. Green Chemistry 25, 415–430.

IEA, 2020. Levelised cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019 – Charts – Data & Statistics [WWW Document]. URL <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019> (accessed 9.26.25).

IEA, 2019. Putting CO₂ to Use. Creating value from emissions.

IEAGHG, 2018. Cost of CO₂ capture in the industrial sector cement and iron and steel industries. URL <https://ieaghg.org/publications/cost-of-co2-capture-in-the-industrial-sector-cement-and-iron-and-steel-industries/> (accessed 9.26.25).

IEAGHG, 2013. Deployment of CCS in the Cement Industry.

IEAGHG, ZEP, 2013. The Costs of CO₂ Storage. Post-demonstration CCS in the EU.

IHK, 2025. Herkunftsnachweisregister für Gas, Wärme und Kälte [WWW Document]. IHK für Oberfranken Bayreuth. URL <https://www.ihk.de/bayreuth/hauptnavigation/service/umwelt-und-energie/energie/herkunftsnachweisregister-fuer-gas-waerme-und-kaelte-6058794> (accessed 9.26.25).

- Kaiser, S., Bringezu, S., 2020. Use of carbon dioxide as raw material to close the carbon cycle for the German chemical and polymer industries. *Journal of cleaner production* 271, 122775.
- Löschel, A., Grimm, V., Matthes, F., Weidlich, A., 2024. Monitoringbericht der Expertenkommission zum Energiewende-Monitoring.
- Malz, N., Oei, P.-Y., Herpich, P., 2025. Assessing the prospects, costs, and risks of carbon capture and storage implementation in Germany. *Carbon Capture Science & Technology* 15, 100418.
<https://doi.org/10.1016/j.ccst.2025.100418>
- Matthews, H.D., Zickfeld, K., Koch, A., Luers, A., 2023. Accounting for the climate benefit of temporary carbon storage in nature. *Nature Communications* 14, 5485.
- McQuillen, J., Leishman, R., Williams, C., 2022. European CO₂ Availability from Point-Sources and Direct Air Capture.
- Millinger, M., Tafarte, P., Jordan, M., Hahn, A., Meisel, K., Thrän, D., 2021. Electrofuels from excess renewable electricity at high variable renewable shares: cost, greenhouse gas abatement, carbon use and competition. *Sustainable Energy & Fuels* 5, 828–843.
- Monteiro, J., Roussanaly, S., 2022. CCUS scenarios for the cement industry: Is CO₂ utilization feasible? *Journal of CO₂ Utilization* 61, 102015.
- Morin, A., Katsoulas, N., Desimpelaere, K., Karkalainen, S., Schneegans, A., 2017. Circular Horticulture. Starting Paper from the EIP-AGRI Focus Group.
- natureOffice, 2025. Goldstandard vs. VCS – Welcher Standard ist besser? [WWW Document]. natureOffice. URL <https://natureoffice.com/de/blogs/goldstandard-vs-vcs> (accessed 9.26.25).
- Nemitallah, M.A., Habib, M.A., Badr, H.M., Said, S.A., Jamal, A., Ben-Mansour, R., Mokheimer, E.M.A., Mezghani, K., 2017. Oxy-fuel combustion technology: current status, applications, and trends: Oxy-fuel combustion technology. *Int. J. Energy Res.* 41, 1670–1708. <https://doi.org/10.1002/er.3722>
- neue energie, 2025. Importziel Deutschland: Finanzielle statt technologische Hürden [WWW Document]. neue energie. URL <https://www.neueenergie.net/artikel/menschen/interviews/importziel-deutschland-der-engpass-ist-nicht-technologisch,-sondern-finanziell> (accessed 9.26.25).
- Nöhl, J., Burger, J., Oeuvray, P., Becattini, V., Seiler, J., Shu, D.Y., Mazzotti, M., Bardow, A., 2025. How to transport carbon dioxide with minimal environmental impacts today and tomorrow? A prospective life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production* 145659.
- Orchard, K., Hay, M., Ombudstvedt, I., Skagestad, R., Joos, M., Nysæter, G., Sjøbris, C., Gimnes Jarøy, A., Durusut, E., Craig, J., 2021. The status and challenges of CO₂ shipping infrastructures.
- Ozkan, M., 2025. Atmospheric alchemy: The energy and cost dynamics of direct air carbon capture. *MRS Energy & Sustainability* 12, 46–61. <https://doi.org/10.1557/s43581-024-00091-5>

- Pacheco, K.A., Reis, A.C., Bresciani, A.E., Nascimento, C.A., Alves, R.M., 2019. Assessment of the Brazilian market for products by carbon dioxide conversion. *Frontiers in Energy Research* 7, 75.
- PtX Hub, 2024. Facilitating a sustainable future CARBON SOURCES IN THE CONTEXT OF POWER-TO-X.
- puro.earth, 2025a. Puro.earth - carbon removal standard and registry [WWW Document]. Website (puro.earth). URL <https://puro.earth/> (accessed 9.26.25).
- puro.earth, 2025b. Puro Standard - Leading Carbon Removal Standard [WWW Document]. Website (puro.earth). URL <https://puro.earth/puro-standard-carbon-removal-credits> (accessed 9.26.25).
- Raho, B., Colangelo, G., Milanese, M., De Risi, A., 2022. A critical analysis of the oxy-combustion process: From mathematical models to combustion product analysis. *Energies* 15, 6514.
- Restrepo-Valencia, S., Walter, A., 2019. Techno-economic assessment of bio-energy with carbon capture and storage systems in a typical sugarcane mill in Brazil. *Energies* 12, 1129.
- Rodriguez, E., 2023. Storing carbon dioxide for climate's sake: contradictions and parallels with enhanced oil recovery. *Frontiers in Climate* 5, 1166011.
- Roussanaly, S., Skaugen, G., Aasen, A., Jakobsen, J., Vesely, L., 2017. Techno-economic evaluation of CO₂ transport from a lignite-fired IGCC plant in the Czech Republic. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 65, 235–250.
- Schmid, C., Hahn, A., 2021. Potential CO₂ utilisation in Germany: An analysis of theoretical CO₂ demand by 2030. *Journal of CO₂ Utilization* 50, 101580.
- Sick, V., Stokes, G., Mason, F.C., 2022. CO₂ Utilization and Market Size Projection for CO₂-treated Construction Materials. *Frontiers in Climate* 96.
- Song, Y., Jun, S., Na, Y., Kim, K., Jang, Y., Wang, J., 2023. Geomechanical challenges during geological CO₂ storage: A review. *Chemical Engineering Journal* 456, 140968. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.140968>
- Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A., Henning, H.-M., 2020. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem - Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme, ISE.
- Sustainability Directory, 2025. How Sustainable Is Direct Air Capture? URL <https://climate.sustainability-directory.com/question/how-sustainable-is-direct-air-capture/> (accessed 9.29.25).
- SustainCERT, 2023. SustainCERT | Understanding Verra and the Verified Carbon Standard (VCS) [WWW Document]. SustainCERT. URL <https://www.sustain-cert.com/news/what-are-verra-and-the-verified-carbon-standard> (accessed 9.26.25).
- Thiedemann, T.M., Wark, M., 2025. A compact review of current technologies for carbon capture as well as storing and utilizing the captured CO₂. *Processes* 13, 283.



Thrän, D., et al., 2024. BECCS – ein nachhaltiger Beitrag zur dauerhaften CO₂ -Entnahme in Deutschland? Diskussionspapier.

TÜV NORD, 2025. Gold Standard Zertifizierung [WWW Document]. URL <https://www.tuev-nord.de/de/dienstleistungen/auditierung-und-zertifizierung/goldstandard/> (accessed 9.26.25).

TÜV Rheinland, 2025. CertifHy EU RFNBO-Zertifizierung | TÜV Rheinland [WWW Document]. URL <https://www.tuv.com/landingpage/de/hydrogen-technology/main-navigation/zertifizierungen/rfnbo-zertifizierung/> (accessed 9.26.25).

TÜV SÜD, 2025. TÜV SÜD als Zertifizierungsstelle für CertifHy EU RFNBO anerkannt [WWW Document]. TÜV SÜD. URL <https://www.tuvsud.com/de-de/presse-und-medien/2025/maerz/tuev-sued-als-zertifizierungsstelle-fuer-certifhy-eu-rfnbo-anerkannt> (accessed 9.26.25).

UBA, 2025a. Fragen und Antworten zum Herkunfts- und Regionalnachweisregister, Ökostrom und Stromkennzeichnung.

UBA, 2025b. Herkunftsregister für Strom [WWW Document]. Umweltbundesamt. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/nachweissysteme-fuer-energie-klimaschutz/herkunftsregister-fuer-strom> (accessed 9.26.25).

UBA, 2024. Herkunftsregister für Gase [WWW Document]. Umweltbundesamt. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/nachweissysteme-fuer-energie-klimaschutz/herkunftsregister-fuer-gase> (accessed 9.26.25).

Van Essen, et al., 2003. Emissions of pipeline transport compared with those of competing modes.

VCI, 2023. Wie die Transformation der Chemie gelingen kann.

VCI, 2019. Roadmap Chemie 2050. Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland.

VDZ, 2024a. Anforderungen an eine CO₂ - Infrastruktur in Deutschland. Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung.

VDZ, 2024b. Anforderungen an eine CO₂-Infrastruktur in Deutschland: Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. VDZ gGmbH.

Velten, E.K., Felthöfer, C., Decker, B., Meyer-Ohlendorf, N., 2025. Industrial Removals' Resource Use in the 2040 Climate Target Impact Assessment.

Verra, 2025a. Verified Carbon Standard. Verra. URL <https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/> (accessed 9.26.25).

Verra, 2025b. VCS Program Details. Verra. URL <https://verra.org/programs/verified-carbon-standard/vcs-program-details/> (accessed 9.26.25).



Viebahn, P., Scholz, A., Zelt, O., 2019. The potential role of direct air capture in the German energy research program—Results of a multi-dimensional analysis. *Energies* 12, 3443.

Voldsund, M., Gardarsdottir, S.O., De Lena, E., Pérez-Calvo, J.-F., Jamali, A., Berstad, D., Fu, C., Romano, M., Roussanaly, S., Anantharaman, R., Hoppe, H., Sutter, D., Mazzotti, M., Gazzani, M., Cinti, G., Jordal, K., 2019. Comparison of Technologies for CO₂ Capture from Cement Production—Part 1: Technical Evaluation. *Energies* 12, 559. <https://doi.org/10.3390/en12030559>

Wang, N., Wang, D., Krook-Riekkola, A., Ji, X., 2023. MEA-based CO₂ capture: a study focuses on MEA concentrations and process parameters. *Frontiers in Energy Research* 11, 1230743.

Wilday, J., Wardman, M., Johnson, M., Haines, M., 2011. Hazards from carbon dioxide capture, transport and storage. *Process Safety and Environmental Protection* 89, 482–491.

Wilkes, M.D., Mukherjee, S., Brown, S., 2021. Compression system power requirements for various CO₂ sources and transportation options, in: *Computer Aided Chemical Engineering*. Elsevier, pp. 1439–1444.

ZEP, 2011. The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich der Kostenbandbreiten für die vier Pfade mit Gegenüberstellung von vergleichbaren Untersuchungen aus der Literatur.....	12
Abbildung 2: Der Erstemittent speichert seine Emissionen über ein bilanzielles Verfahren (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	16
Abbildung 3: Erstes Beispiel für Option 2: Der Erstemittent stellt das abgeschiedene CO ₂ zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z.B. Sustainable Aviation Fuels (SAF) zur Verfügung. Die durch das Verbrennen von SAF auftretenden CO ₂ -Emissionen sind von den Airlines auszugleichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).	18
Abbildung 4: Überblick (nicht abschließend) über die potenziell relevanten Gesetze, Richtlinien und Verordnungen auf EU-Ebene.....	22
Abbildung 5: Zeitlich gestaffelte Ziele für CCU und CCS in der EU Industrial Carbon Management Strategy sowie Entwicklung der Anteile der CO ₂ -Quellen an den Abscheidemengen.....	23
Abbildung 6: Zielarchitektur der EU-Klimaschutzpolitik, 2005-2050 aus (Löschel et al., 2024).....	26
Abbildung 7: Herkunftsnachweissystem für Strom (HKNR) nach (UBA, 2025b).	30
Abbildung 8: Der CertifHy-Prozess nach (CertifHy, 2025).	32
Abbildung 9: Funktionsweise der Zertifizierung nachhaltiger Bioenergie in Deutschland nach (FNR, 2025).	33
Abbildung 10: Die drei Säulen des Carbon Managements – Unterschiedliche Zielsetzungen für CCS, CCU und CDR.	40
Abbildung 11: CO ₂ -Anwendungsfelder heute und in Zukunft (eigene Darstellung).....	42
Abbildung 12: Illustration eines geschlossenen Kohlestoffkreislaufs in Form einer permanenten Speicherung von der Nutzung des geologischen Ausgangsmaterials in der Zementindustrie bis zur Mineralisierung von R-Beton und dessen Einsatz in Bauwerken (Icons von flaticon.com).....	44
Abbildung 13: CO ₂ - als Rohstoff für die Kunststoffindustrie – Auswirkung geschlossener Stoffkreisläufe. (Icons von flaticon.com).	45
Abbildung 14: CO ₂ - als Rohstoff für die Kunststoffindustrie in der Erstnutzung plus Überführung in Carbon Black und weitere Produktzyklen nach chemischem Recycling (Icons von flaticon.com).	46
Abbildung 15: CO ₂ - als Rohstoff für die Kunststoffindustrie in der Erstnutzung, und weitere Produktzyklen nach thermischem Recycling mit Carbon Capture (Icons von flaticon.com).....	47
Abbildung 16: CO ₂ aus Direct Air Capture als Rohstoff für Kraftstoffe am Beispiel von Kerosin - Schließen des Kohlenstoffkreislaufs über die Atmosphäre (Icons von flaticon.com).	47
Abbildung 17: Die drei Säulen des Carbon Managements – Versuch der Klassierung und Einordnung von Speicherdauern für CO ₂ in CCU-Prozessen ausgehend von der Nutzung von CO ₂ aus Carbon Capture und technischen Optionen des Carbon Dioxide Removals.....	49



Abbildung 18: Nachweis des Klimanutzens temporärer CO ₂ -Speicherung in natürlichen Senken durch Matthews et al. (2023) durch die Absenkung der global zu erwartenden klimawandelbedingten Temperaturspitze (Quelle: Matthews et al., 2023).....	51
Abbildung 19: Vereinfachte, schematische Darstellung des Post-Combustion-Verfahrens (<i>Eigene Darstellung nach DEA (2021)</i>).....	55
Abbildung 20: Vereinfachte, schematische Darstellung des Oxyfuel-Verfahrens (<i>Eigene Darstellung nach DEA (2021)</i>).....	56
Abbildung 21: Vergleich der Kostenbandbreiten für die vier Pfade mit Gegenüberstellung von vergleichbaren Untersuchungen aus der Literatur.....	68
Abbildung 22: Vergleichende Gegenüberstellung der Energiebedarfsbandbreiten für die untersuchten Pfade.....	70
Abbildung 23: Überblick über CO ₂ -Anwendungsfelder und mögliche CCU-Pfade unter Angabe des aktuellen technologischen Reifegrades (eigene Darstellung basierend auf de Kleijne et al. (2022), Ampelli et al. (2015), Pacheco et al. (2019), Chauvy et al. (2019), Billig et al. (2019) und Schmid & Hahn (2021)).....	73
Abbildung 24: Erwartete CO ₂ -Nachfrageentwicklung im Bereich physische Nutzung (eigene Darstellung basierend auf (IEA, 2019; Schmid and Hahn, 2021; McQuillen et al., 2022)).....	76
Abbildung 25: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO ₂ -Bedarf im Bereich Biomassekultivierung (eigene Darstellung basierend auf (Alberici et al., 2017; McQuillen et al., 2022; Morin et al., 2017; Schmid and Hahn, 2021)).....	77
Abbildung 26: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO ₂ -Bedarf im Bereich Chemie und Polymere (eigene Darstellung basierend auf (Bazzanella and Ausfelder, 2017; Bringezu et al., 2020; Kaiser and Bringezu, 2020; VCI, 2019, 2023; Viebahn et al., 2019; Huo et al., 2023; Schmid and Hahn, 2021)).....	78
Abbildung 27: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO ₂ -Bedarf im Bereich Energieträger (eigene Darstellung basierend auf (Bazzanella and Ausfelder, 2017; Burchardt et al., 2021; Carlsson et al., 2020; dena, 2021; European Commission, 2018; Gerbert et al., 2018; McQuillen et al., 2022; Millinger et al., 2021; Sterchele et al., 2020; Viebahn et al., 2019)). ⁵	79
Abbildung 28: Potenzialbandbreiten und erwartete Nachfrage zum CO ₂ -Bedarf im Bereich Concrete Curing (eigene Darstellung basierend auf (Cembureau, 2020; Hepburn et al., 2019; McQuillen et al., 2022; Sick et al., 2022)). ⁵	80
Abbildung 29: Kumulierte CO ₂ -Nachfragebandbreiten für Deutschland und die EU (eigene Darstellung). ⁵	81
Abbildung 30: Der Erstemittent speichert das abgeschiedene CO ₂ direkt ohne CO ₂ -Nutzung (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	85
Abbildung 31: Der Erstemittent speichert seine Emissionen über ein bilanzielles Verfahren (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	86



Abbildung 32: Nutzung des von einer DAC- oder BECC-Anlage abgeschiedenen CO ₂ (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	87
Abbildung 33: Der Erstemittent speichert das abgeschiedene CO ₂ direkt ohne CO ₂ -Nutzung bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Verbrennungs- bzw. Produktionsprozess und unter Berücksichtigung einer unvollständigen Abscheiderate. Der Biomasseanteil liegt dabei über unter der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).	89
Abbildung 34: Der Erstemittent speichert das abgeschiedene CO ₂ direkt ohne CO ₂ -Nutzung bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Verbrennungs- bzw. Produktionsprozess und unter Berücksichtigung einer unvollständigen Abscheiderate. Der Biomasseanteil liegt dabei über der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	91
Abbildung 35: Der Erstemittent speichert seine Emissionen im Falle unvollständiger Abscheidung über ein bilanzielles Verfahren bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Produktionsprozess. Der Biomasseanteil liegt dabei über unter der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	93
Abbildung 36: Der Erstemittent speichert seine Emissionen im Falle unvollständiger Abscheidung über ein bilanzielles Verfahren bei gleichzeitiger Nutzung von Biomasse im Produktionsprozess. Der Biomasseanteil liegt dabei über der Rate der unvollständigen Abscheidung. Grau dargestellte Emissionsmengen im Beispiel gelten als entwertet bzw. ausgeglichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).....	95
Abbildung 37: Erstes Beispiel für Option 2: Der Erstemittent stellt das abgeschiedene CO ₂ zur Produktion von synthetischen Kraftstoffen, z.B. Sustainable Aviation Fuels (SAF) zur Verfügung. Die durch das Verbrennen von SAF auftretenden CO ₂ -Emissionen sind von den Airlines auszugleichen (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).	98
Abbildung 38: Beispiel für CO ₂ -Kreislaufrführung in Option 2 ohne geologische Langfristspeicherung von CO ₂ (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).	100
Abbildung 39: Nutzung des von einer DAC- oder BECC-Anlage abgeschiedenen CO ₂ in Option 2 (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).	101
Abbildung 40: Kreislaufrführung von abgeschiedenem CO ₂ in Option 2 des CO ₂ -Bilanzierungssystems unter Berücksichtigung von Biomasse im Produktionsprozess (Eigene Darstellung, Icons von flaticon.com).	102

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnisse der Bewertung der betrachteten Zertifizierungs- und Bilanzierungssysteme.	37
Tabelle 2: Metaüberblick über Bandbreiten des Energiebedarfs für Carbon-Capture Technologien am Zementwerk in 2040.	57
Tabelle 3: Angesetzte Transportdistanzen.	59
Tabelle 4: Ermittelte Transportkosten nach Verkehrsträger und Strecke.	61
Tabelle 5: Energetischer Bedarf CO ₂ -Transport.	62
Tabelle 6: Energetischer Bedarf von DAC nach Technologien und Energieart nach (Ozkan, 2025).	64
Tabelle 7: Die drei verschiedenen CO ₂ -Nachweise der ersten Ausgestaltungsoption und deren Mindestinhalte (Icons von flaticon.com).....	84
Tabelle 8: Die drei verschiedenen CO ₂ -Nachweise der zweiten Ausgestaltungsoption und deren Mindestinhalte (Icons von flaticon.com).....	97



Abkürzungsverzeichnis

AN	Abscheidenachweis
BECC	Bioenergy with Carbon Capture (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung)
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage (Bioenergie mit CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CC	Carbon Capture (CO ₂ -Abscheidung)
CCS	Carbon Capture and Storage (CO ₂ -Abscheidung und -Speicherung)
CCU	Carbon Capture and Utilization (CO ₂ -Abscheidung und -Nutzung)
CDR	Carbon Dioxide Removal (CO ₂ -Entfernung aus der Atmosphäre)
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DAC	Direct Air Capture (CO ₂ -Abscheidung aus der Luft)
DACCS	Direct Air Capture and Carbon Storage (CO ₂ -Abscheidung aus der Luft mit Speicherung)
eAN	entwerteter Abscheidenachweis
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
eNEZ	entwertetes Negativemissionszertifikat
EU	Europäische Union
EU-ETS	EU Emissions Trading System (EU-Emissionshandel)
GWh	Gigawattstunden
H ₂	Wasserstoff
IEA	Internationale Energieagentur
kt	Kilotonne
kWh	Kilowattstunde
LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry (Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft)
MJ	Megajoule
Mt	Megatonne
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden



MWh _{el}	Megawattstunden elektrisch
MWh _{th}	Megawattstunden thermisch
NEZ	Negativemissionszertifikat
NN	Nutzungsnachweis
RED II	Renewable Energy Directive II (Erneuerbare Energien-Richtlinie II)
RED III	Renewable Energy Directive III (Erneuerbare Energien-Richtlinie III)
SMR	Steam Methane Reforming (Methan-Dampfreformierung)
SN	Speichernachweis
THG	Treibhausgas
TRL	Technology Readiness Level (Technologischer Reifegrad)
UBA	Umweltbundesamt
v/v	Volumenbezug
<i>H</i>	Heizwert
<i>P_{ext}</i>	Externe Prozessenergie
\dot{m}	Massenstrom
η_{en}	Energetischer Wirkungsgrad